

**ESTUDIOS SOBRE  
ELECTRICIDAD  
AMERICA LATINA**

**Naciones Unidas**

**VOLUMEN I**

**Informe y documentos  
del seminario  
latinoamericano  
de energía eléctrica**

# ALGUNAS PUBLICACIONES IMPRESAS DE LA COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

(Continuación de la 4ª página de forros)

## Comercio

### *El Mercado Común Latinoamericano*

Julio 1959 127 páginas  
E/CN.12/531 No. de venta: 59.II.G.4 Dls. 1.25

### *La Cooperación Económica Multilateral en América Latina*

Diciembre 1961 234 páginas  
E/CN.12/621 No. de venta: 62.II.G.3 Dls. 3.00

## Industria

### *Los Recursos Hidráulicos de América Latina*

#### *I. Chile*

Octubre 1960 190 páginas  
E/CN.12/501 No. de venta: 60.II.G.4 Dls. 2.50

## Estudios sobre Centroamérica

### *Los Recursos Humanos de Centroamérica, Panamá y México en 1950-1980 y sus relaciones con algunos aspectos del desarrollo económico*

Diciembre 1960 159 páginas  
E/CN.12/548 No. de venta: 60.XIII.1 Dls. 2.00

## Informes del CCE

### *Informe del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano* (25 de febrero de 1957 a 10 de junio de 1958)

Contiene los textos de:

1. *Tratado Multilateral de Libre Comercio e Integración Económica Centroamericana*
2. *Convenio sobre el Régimen de Industrias Centroamericanas de Integración*
3. *Acuerdo Centroamericano de Circulación por Carretera*
4. *Acuerdo Centroamericano sobre Señales Viales Uniformes*

Agosto 1958 72 páginas  
E/CN.12/492 No. de venta: 58.II.G.3 Dls. 0.70

### *Informe del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano* (11 de junio de 1958 a 2 de septiembre de 1959)

Contiene los textos de:

1. *Convenio Centroamericano sobre Equiparación de Gravámenes a la Importación*
2. *Protocolo al Convenio Centroamericano sobre Equiparación de Gravámenes a la Importación (Preferencia arancelaria centroamericana)*

Diciembre 1959 64 páginas  
E/CN.12/533 No. de venta: 59.II.G.5 Dls. 0.75

### *Informe del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano* (3 de sept. de 1959 a 13 de sept. de 1960)

Contiene los textos de:

1. *Tratado General de Integración Económica Centroamericana*
2. *Protocolo al Convenio Centroamericano sobre Equiparación de Gravámenes a la Importación (Protocolo de Managua)*
3. *Convenio Constitutivo del Banco Centroamericano de Integración Económica*

Febrero 1961 56 páginas  
E/CN.12/552 No. de venta: 60.II.G.7 Dls. 1.00

E/CN.12/630

Octubre de 1962

PUBLICACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS

Nº de catálogo: 63.II.G.3

Precio: 6 dólares  
(o su equivalente en otras monedas)

# ESTUDIOS SOBRE LA ELECTRICIDAD EN AMERICA LATINA

## Volumen I

### Informe y Documentos

*del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica reunido en la ciudad de México bajo el auspicio conjunto de la Comisión Económica para América Latina, la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y la Subdirección de Recursos y Economía de los Transportes de las Naciones Unidas y del Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos.*

**NACIONES UNIDAS**

MÉXICO, D. F., OCTUBRE DE 1962

## INDICE

	Página
Nota preliminar . . . . .	1
<b>I. Informe del Seminario</b>	
INFORME DEL SEMINARIO LATINOAMERICANO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (México, D. F., 31 de julio al 12 de agosto de 1961). . . . .	3
Introducción [1-4] . . . . .	3
Primera parte: <i>Organización del Seminario</i> [5-18] . . . . .	4
A. Composición, asistencia y organización del trabajo [5-16] . . . . .	4
B. Temario [17-18] . . . . .	4
Segunda parte: <i>Reseña de las actividades del Seminario y conclusiones y recomendaciones</i> [19-54] . . . . .	6
Introducción [19-26] . . . . .	6
A. El desarrollo de la energía eléctrica en América Latina y sus principales problemas [27-50]. . . . .	6
B. Evaluación de la demanda y sus relaciones con el desarrollo económico [51-123] . . . . .	9
C. Necesidades de capital y métodos de financiamiento [124-212] . . . . .	16
D. Criterios económicos para seleccionar las alternativas posibles en el desarrollo de sistemas eléctricos [213-327] . . . . .	25
E. Los recursos hidroeléctricos, su medición y su aprovechamiento [328-414] . . . . .	36
F. La energía nuclear y sus posibilidades en América Latina [415-446] . . . . .	44
G. Aprovechamiento económico de los combustibles [447-484]. . . . .	47
H. Industria de equipos eléctricos en América Latina [485-527]. . . . .	50
I. Problemas legales e institucionales de la industria eléctrica en América Latina [528-541] . . . . .	54
<i>Anexo I: Temario y lista de documentos</i> . . . . .	56
<i>Anexo II: Lista de participantes y observadores y de personas o entidades que presentaron trabajos al Seminario</i> . . . . .	62
<b>II. Estado actual y proyecciones</b>	
ESTADO ACTUAL Y EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA, <i>por la Comisión Económica para América Latina (Programa de Energía y Recursos Hidráulicos)</i> . . . . .	67
Introducción. . . . .	67
A. El consumo de energía en América Latina y en el mundo . . . . .	69
B. Consumo de energía y desarrollo económico . . . . .	73
C. La producción eléctrica en América Latina . . . . .	79
D. Capacidad instalada en América Latina . . . . .	91
E. El consumo de electricidad por sectores . . . . .	100
F. Sistemas eléctricos principales . . . . .	110
<i>Anexo I: Descripción de algunos sistemas latinoamericanos</i> . . . . .	119
<i>Anexo II: Cuadros estadísticos</i> . . . . .	172
METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA, <i>por la Comisión Económica para América Latina (Programa de Energía y Recursos Hidráulicos)</i> . . . . .	215

Introducción. . . . .	215
A. Clasificación de los métodos de previsión de la demanda . . . . .	217
B. Interdependencia de oferta y demanda de la energía eléctrica . . . . .	225
C. Métodos de proyección de la demanda utilizados en América Latina . . . . .	226
D. Análisis de la variación del factor de carga . . . . .	228
E. Proyección y programación en el sector eléctrico dentro de la programación general del desarrollo económico. . . . .	229
<i>Anexo I: Funciones de proyección de la demanda eléctrica . . . . .</i>	<i>236</i>
<i>Anexo II: Correlación de rangos e inferencia no paramétrica . . . . .</i>	<i>237</i>
COORDINACIÓN DE PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN EN CENTROAMÉRICA, <i>por Eugenio Salazar . . . . .</i>	239
A. Proyectos de carácter general en la zona . . . . .	239
B. Desarrollo eléctrico combinado de Honduras y El Salvador . . . . .	243

### III. Criterios económicos

CRITERIOS ECONÓMICOS PARA LA SELECCIÓN Y DESARROLLO DE CENTRALES Y SISTEMAS ELÉCTRICOS, <i>por Raúl Sáez . . . . .</i>	257
Introducción. . . . .	257
A. Política de la energía . . . . .	258
B. Algunos factores especiales que influyen sobre los criterios económicos en materias eléctricas . . . . .	260
C. Criterios de prioridad . . . . .	265
D. Selección del tipo y tamaño de las fuentes de energía para abastecer un sistema eléctrico . . . . .	268
E. El uso complementario de los recursos térmicos e hidráulicos. Posición de la energía nuclear . . . . .	280
F. La interconexión de sistemas y sus ventajas. Posibilidades en América Latina . . . . .	286
G. Desarrollo eléctrico en áreas actualmente sin servicio o con servicio incipiente . . . . .	294
H. Conclusiones . . . . .	297
Bibliografía . . . . .	300

### IV. Aspectos financieros

LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN AMÉRICA LATINA Y SUS NECESIDADES DE CAPITAL PARA 1960-70, <i>por la Comisión Económica para América Latina (Programa de Energía y Recursos Hidráulicos). . . . .</i>	303
A. Consideraciones generales sobre las necesidades de equipo y de inversión . . . . .	303
B. Análisis crítico de los programas de expansión eléctrica . . . . .	320
<i>Anexo: Análisis económico comparado de una planta térmica convencional y otra nuclear. . . . .</i>	<i>339</i>
ALGUNOS PROBLEMAS EN EL FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO, <i>por la Comisión Económica para América Latina (Programa de Energía y Recursos Hidráulicos). . . . .</i>	341
Introducción. . . . .	341
A. Clasificación de las fuentes de financiamiento. . . . .	342
B. Productividad y costos unitarios. . . . .	347
C. El nivel de utilidad, las tarifas de venta y su regulación por el estado . . . . .	348
D. La controversia sobre el nivel óptimo de autofinanciamiento . . . . .	352
E. Inflación, política fiscal y desarrollo eléctrico . . . . .	355
F. La aportación de las instituciones financieras internacionales . . . . .	359
G. El financiamiento de la expansión eléctrica en el Brasil y México. . . . .	360

	<i>Página</i>
<i>Anexo I: Desequilibrio y dinamismo en el desarrollo económico . . . . .</i>	364
<i>Anexo II: Aspectos analíticos de la capacidad de autofinanciamiento de la expansión de un sistema eléctrico . . . . .</i>	365
<i>Anexo III: El efecto MELRED y su aporte al financiamiento de sectores dinámicos . . . . .</i>	371
<i>Anexo IV: Observaciones sobre los sistemas tributarios en los países exportadores de capital. . . . .</i>	372
<i>Anexo V: Monto y condiciones de los préstamos concedidos por las instituciones financieras internacionales . . . . .</i>	373
<b>PRECIOS Y COSTOS EN LA INDUSTRIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE AMÉRICA LATINA, <i>por la Comisión Económica para América Latina (Programa de Energía y Recursos Hidráulicos)</i> . . . . .</b>	<b>378</b>
Introducción. . . . .	378
A. Precio medio del kWh . . . . .	379
B. Tarifas . . . . .	385
C. Costo del kWh . . . . .	386
D. Costos de inversión . . . . .	387
<i>Anexo. . . . .</i>	<i>391</i>
<b>ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ (1959), <i>por Eugenio Salazar</i> . . . . .</b>	<b>432</b>
Introducción. . . . .	432
A. Empresas analizadas . . . . .	433
B. Definiciones. . . . .	438
C. Influencia de la rentabilidad en el nivel de precios de la energía eléctrica . . . . .	441
D. Influencia de los gastos de explotación en el nivel de precios . . . . .	442
E. Gastos de explotación fijos y variables . . . . .	444
F. Análisis de los gastos de explotación . . . . .	446
G. Costo de la energía entregada a los sistemas distribuidores . . . . .	454
H. Costo de la energía suministrada a los consumidores. . . . .	458
I. Resumen y conclusiones . . . . .	459
<b>FABRICACIÓN DE EQUIPO Y MATERIALES PARA GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA, <i>por Renato E. Salazar y Carlos Peralta M.</i> . . . . .</b>	<b>462</b>
Introducción. . . . .	462
A. Inversiones requeridas por la electrificación . . . . .	463
B. Ingeniería y servicios . . . . .	466
C. Características de la industria de equipos y materiales para la electrificación en algunos países de América Latina . . . . .	467
D. Resultados de este estudio. . . . .	473
<i>Anexo I: Cálculo de costos del suministro eléctrico en América Latina y de sus componentes en moneda extranjera . . . . .</i>	<i>475</i>
<i>Anexo II: Encuesta sobre equipos y materiales para la construcción e instalación de plantas, líneas de transmisión, redes de distribución y fuerza motriz . . . . .</i>	<i>476</i>

## V. Los recursos hidroeléctricos

<b>LOS RECURSOS HIDROELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA: SU MEDICIÓN Y APROVECHAMIENTO, <i>por la Comisión Económica para América Latina (Programa de Energía y Recursos Hidráulicos)</i>. . . . .</b>	<b>477</b>
--	------------

	<i>Página</i>
Introducción: Aporte de la energía hidráulica a la producción total de energía comercial y eléctrica en el mundo . . . . .	478
A. Conceptos y métodos de evaluación del recurso hidroeléctrico. . . . .	480
B. Potencial hidroeléctrico de América Latina . . . . .	487
C. Análisis de los medios de investigación de los recursos hidráulicos en América Latina . . . . .	501
<i>Anexo: Evaluación y representación gráfica de potenciales . . . . .</i>	<i>519</i>

## **VI. La energía nucleoelectrica**

TENDENCIAS DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA NUCLEOELECTRICA, CON ESPECIAL REFERENCIA A LOS PAÍSES MENOS DESARROLLADOS, <i>por el Organismo Internacional de Energía Atómica.</i> . . . . .	523
Introducción. . . . .	523
A. Inversión inicial en una central nucleoelectrica . . . . .	524
B. Costo del combustible . . . . .	525
C. Costos de explotación y conservación . . . . .	526
D. Recapitulación del informe y tendencias del costo de la energía nucleoelectrica. . . . .	527
<i>Anexo: Estado actual de la tecnología de los reactores generadores . . . . .</i>	<i>531</i>
<i>Bibliografía . . . . .</i>	<i>535</i>

## **VII. Régimen legal e institucional**

EL RÉGIMEN LEGAL E INSTITUCIONAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA, <i>por Rafael de Pina Vara</i> . . . . .	537
Introducción. . . . .	537
A. Régimen legal de la industria eléctrica . . . . .	539
B. Régimen financiero y económico de la concesión . . . . .	552
C. Régimen institucional de la industria eléctrica . . . . .	565



## INDICE DE CUADROS

### *Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina*

Cuadro	Página
1. América Latina: Estimación de la electricidad generada y de la capacidad instalada para el servicio público, 1960 . . . . .	68
2. Consumo de energía comercial en el mundo en términos de petróleo equivalente, 1959 . . . . .	69
3. Consumo de energía comercial en porcentos del consumo mundial . . . . .	69
4. Consumo bruto de energía comercial en el mundo: Tasas anuales de crecimiento . . . . .	69
5. Consumo de energía en el mundo en términos de petróleo equivalente, 1955 . . . . .	70
6. Participación de los hidrocarburos y la energía hidráulica en el consumo bruto de energía comercial . . . . .	70
7. Producción de electricidad en el mundo, 1959 . . . . .	71
8. Producción de energía eléctrica en porcentos de la producción mundial . . . . .	71
9. Generación total de energía eléctrica en el mundo. Tasas anuales medias de crecimiento . . . . .	72
10. Coeficientes en electrificación y sus tasas de crecimiento . . . . .	72
11. Participación de la energía hidráulica en la producción de electricidad . . . . .	73
12. América Latina: Consumo neto de electricidad por unidad de producto bruto . . . . .	78
13. América Latina: Coeficiente de electrificación . . . . .	78
14. América Latina: Generación de electricidad (servicio público y privado) . . . . .	80
15. América Latina: Generación del servicio público y su participación en el total . . . . .	81
16. América Latina: Generación en 1959 . . . . .	81
17. América Latina: Generación anual por habitante y por tipo de servicio, 1959 . . . . .	82
18. América Latina: Tasa anual de crecimiento en la generación anual de electricidad . . . . .	83
19. América Latina: Generación hidráulica . . . . .	84
20. América Latina: Participación de la generación hidroeléctrica en los servicios público y público más privado . . . . .	85
21. América Latina: Tasas de crecimiento anual de la generación de servicio público . . . . .	86
22. América Latina: Generación térmica de servicio público . . . . .	87
23. América Latina: Rendimientos de centrales térmicas de servicio público en países seleccionados . . . . .	88
24. América Latina: Rendimiento en la generación de energía eléctrica en algunas centrales para servicio público (Electric Bond & Share Co.) . . . . .	88
25. América Latina: Consumo de combustibles para generar electricidad y tasas de crecimiento anual . . . . .	89
26. América Latina: Participación de la generación termoelectrica en el consumo de combustibles comerciales . . . . .	90
27. Consumo de combustibles en la producción de electricidad . . . . .	90
28. Instituciones oficiales para el desarrollo de los servicios eléctricos organizadas entre los años 1940 y 1955 . . . . .	91
29. América Latina: Capacidad instalada, 1959 . . . . .	92
30. América Latina: Capacidad instalada por habitante y por tipo de servicio, 1959 . . . . .	93
31. América Latina: Evolución de la capacidad instalada de servicio público . . . . .	93
32. América Latina: Tasas de crecimiento acumulativo anual de la capacidad instalada, servicio público . . . . .	94
33. América Latina: Capacidad de centrales en construcción y en estudio, 1959 . . . . .	94
34. América Latina: Participación hidroeléctrica en la capacidad instalada del servicio público . . . . .	95
35. América Latina: Evolución de la capacidad por centrales de servicio público, número de centrales, potencia media y porcentos de la potencia instalada . . . . .	96
36. América Latina: Distribución de la capacidad de servicio público según el tamaño de las centrales . . . . .	97
37. América Latina: Utilización media de las centrales de servicio público . . . . .	99
38. América Latina: Pérdidas y consumo no registrado en los servicios públicos . . . . .	100
39. América Latina: Consumo no industrial de electricidad de servicio público por habitante, 1959 . . . . .	103
40. América Latina: Participación del consumo urbano no industrial en los servicios públicos . . . . .	103
41. América Latina: Consumo urbano no industrial de electricidad . . . . .	104
42. América Latina: Consumo doméstico de electricidad de servicio público . . . . .	104
43. América Latina: Consumo doméstico de electricidad en relación al total de los servicios públicos . . . . .	105
44. América Latina: Consumo comercial de electricidad de servicio público . . . . .	105
45. América Latina: Consumo del alumbrado público . . . . .	106
46. América Latina: Consumo del transporte y otros de electricidad de servicio público . . . . .	106
47. América Latina: Consumo industrial y minero de electricidad . . . . .	106
48. América Latina: Participación del consumo del sector industrial y minero sobre el total del consumo eléctrico . . . . .	107
49. América Latina: Composición del consumo de electricidad por tipo de consumidor . . . . .	108
50. América Latina: Participación de los servicios públicos al abastecimiento eléctrico de la industria manufacturera y de la minería . . . . .	109
51. América Latina: Consumo industrial de electricidad de servicio público . . . . .	110
52. América Latina: Incidencia del consumo industrial sobre los servicios públicos . . . . .	110
53. América Latina: Sistemas principales, 1959 . . . . .	111
54. América Latina: Algunos sistemas principales, composición del consumo y tasa anual de crecimiento conjunto, 1950-59 . . . . .	112
55. América Latina: Sistemas principales, frecuencia y tensión empleadas, 1959 . . . . .	113
56. América Latina: Sistemas principales, precio comparado del kWh, 1959 . . . . .	117
Cuba: Centrales eléctricas de capacidad superior a 3 MW . . . . .	136
República Dominicana: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.2 MW . . . . .	138

México: Centrales eléctricas de capacidad superior a 3 MW . . . . .	140
Guatemala, Honduras y El Salvador: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.3 MW . . . . .	142
Nicaragua: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.1 MW. . . . .	144
Costa Rica: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.2 MW. . . . .	144
Panamá: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.2 MW. . . . .	146
Colombia: Centrales eléctricas de capacidad superior a 1 MW. . . . .	148
Venezuela: Centrales eléctricas de capacidad superior a 1 MW. . . . .	150
Ecuador: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.1 MW. . . . .	152
Perú: Centrales eléctricas de capacidad superior a 1 MW . . . . .	154
Brasil: Centrales eléctricas de capacidad superior a 3 MW . . . . .	156
Bolivia: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.1 MW . . . . .	160
Paraguay: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.05 MW. . . . .	162
Chile: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.5 MW . . . . .	164
Argentina: Centrales eléctricas de capacidad superior a 3 MW. . . . .	168
Uruguay: Centrales eléctricas de capacidad superior a 0.1 MW. . . . .	168
A. Consumo bruto de energía comercial en el mundo y en América Latina . . . . .	172
B. Generación total de energía eléctrica en el mundo y en América Latina . . . . .	174
C. América Latina: Coeficientes de electrificación . . . . .	175
D. Evolución de la generación de servicio público . . . . .	178
E. América Latina: Producción de energía eléctrica . . . . .	188
F. América Latina: Producción y consumo neto de combustibles comerciales . . . . .	193
G. América Latina: Consumo e importación de combustibles. . . . .	198
H. América Latina: Potencia instalada de servicio y grado de utilización . . . . .	205
I. América Latina: Pérdidas y consumo no registrado en los servicios públicos . . . . .	206
J. América Latina: Composición del consumo de electricidad por tipo de consumidor . . . . .	209
K. América Latina: Composición del consumo de electricidad por tipo de consumidor . . . . .	212

#### *Metodología para la proyección de la demanda eléctrica*

1. América Latina: Producto bruto y generación de energía eléctrica en algunos países . . . . .	220
2. América Latina: Participación del consumo del sector industrial y minero en el total del consumo eléctrico . . . . .	222
3. Valores medios y coeficientes de variación del factor de carga, 1937-58 . . . . .	228
4. Energía y demanda: Valores medios y dispersiones de sus tasas de crecimiento, 1937-58 . . . . .	228

#### *Coordinación de programas de electrificación en Centroamérica*

1. Centroamérica: Estimación de capacidad generadora requerida e inversiones correspondientes a obras e instalaciones de electrificación primaria, 1961-72 . . . . .	239
2. Honduras: Desarrollo del sistema primario (generación-transmisión) de la ENEE, 1960-72. . . . .	244
3. El Salvador: Desarrollo del sistema primario (generación-transmisión) de la CEL, 1960-72 . . . . .	246
4. Desarrollo del sistema interconectado ENEE-CEL, 1965-72 . . . . .	248
5. Detalle de obras e inversiones en sistema interconectado ENEE-CEL, 1965-72 . . . . .	250
6. Disposición de energía y potencia en el sistema interconectado ENEE-CEL, 1965-72 . . . . .	252
7. Detalle de gastos de explotación en sistema interconectado ENEE-CEL, 1965-72 . . . . .	255

#### *La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70*

1. América Latina: Generación total (privada y pública) en 1959 y su proyección para los años 1965 y 1970 . . . . .	304
2. Previsiones de generación eléctrica requerida para diferentes tasas de desarrollo económico . . . . .	305
3. América Latina: Capacidades previstas en los programas de expansión del sector eléctrico en 1965 y 1970 . . . . .	306
4. América Latina: Participación de la hidroelectricidad en los programas de expansión del sector eléctrico en 1960-70 . . . . .	306
5. América Latina: Inversiones netas necesarias para cumplir con el programa de equipamiento eléctrico hasta 1970 . . . . .	316
6. América Latina: Cuadro comparativo de potencias instaladas en algunos países. . . . .	321
7. Precios de los productos básicos en el mercado mundial . . . . .	339

#### *Algunos problemas en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico*

1. América Latina: Inversiones en energía eléctrica en varios países expresadas en porcentaje de las inversiones totales (A) y del producto bruto interno (B), 1945-59 . . . . .	364
A. Monto de los préstamos concedidos por las instituciones financieras internacionales . . . . .	373
B. Organizaciones norteamericanas e internacionales dedicadas a operaciones de financiamiento exterior . . . . .	374

#### *Precios y costos de la industria de la energía eléctrica en América Latina*

1. América Latina y otros países: Precio medio del kWh, 1959 . . . . .	378
2. América Latina: Tasas de cambio de las monedas nacionales por dólar, 1959 . . . . .	379

Cuadro	Página
3. América Latina: Comparación entre índices de consumo y precios de la electricidad, 1959 . . . . .	381
4. Evolución del precio medio del kWh en América Latina y otros países . . . . .	384
5. Cuentas típicas de consumo eléctrico en algunos países de América Latina y en los Estados Unidos, 1959 . . . . .	385
6. Evolución del precio medio del kWh (PM) y de las tarifas (T) en Chile y los Estados Unidos . . . . .	386
7. Costo medio de plantas generadoras en algunos países de América Latina . . . . .	388
8. Dispersión de costos unitarios en plantas generadoras de América Latina . . . . .	389
9. Costo medio de sistemas de transmisión y distribución en América Latina . . . . .	390
A. América Latina: Precios medios de la energía eléctrica, 1959 . . . . .	391
B. Precio promedio de venta del kWh (total), 1937-59 . . . . .	396
C. Precio promedio de venta del kWh (residencial), 1937-59. . . . .	398
D. Precio promedio de venta del kWh (comercial), 1937-59. . . . .	400
E. Precio promedio de venta del kWh (industrial), 1937-59. . . . .	400
F. Cuentas típicas de consumo eléctrico en algunos países de América Latina y en los Estados Unidos, 1959 . . . . .	402
G. América Latina: Costo por kWh en centrales térmicas, 1959. . . . .	404
H. América Latina: Costo por kWh en centrales hidroeléctricas, 1959 . . . . .	406
I. Argentina: Costo de inversión en sistemas eléctricos de servicio público . . . . .	408
J. Brasil: Costo de inversión en sistemas eléctricos de servicio público . . . . .	412
K. Colombia: Costo de inversión en sistemas eléctricos de servicio público . . . . .	414
L. Chile: Costo de inversión en sistemas eléctricos de servicio público . . . . .	418
M. Perú: Costo de inversión por región de plantas eléctricas de servicio público . . . . .	420
N. Venezuela: Costo de inversión en sistemas eléctricos de servicio público . . . . .	423
O. México: Costo de inversión en sistemas eléctricos de servicio público (Comisión Federal de Electricidad) . . . . .	426
P. Centroamérica: Costo de inversión en sistemas eléctricos de servicio público . . . . .	430

*Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1959*

1. Centroamérica y Panamá: Consumos y precios medios de la energía eléctrica de servicio público, 1959 . . . . .	432
2. Centroamérica y Panamá: Índices de consumo y precio medio por kWh, 1959. . . . .	433
3. Datos generales de las empresas eléctricas analizadas, 1959 . . . . .	435
4. Inversiones, resultados de explotación y rentabilidad, 1959 . . . . .	436
5. Gastos de explotación e ingreso neto por kWh vendido-empresas distribuidoras, 1959 . . . . .	443
6. Gastos directos de generación en centrales generadoras hidráulicas, 1959 . . . . .	445
7. Gastos directos de generación en centrales generadoras a vapor, 1959. . . . .	447
8. Gastos directos de generación en centrales generadoras de combustión interna (diesel) año 1959 . . . . .	448
9. Resumen de gastos directos de generación, 1959 . . . . .	449
10. Gastos directos de transmisión, 1959 . . . . .	450
11. Gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas, 1959 . . . . .	451
12. Gastos de administración y generales, 1959 . . . . .	452
13. Gastos de depreciación e impuestos, 1959 . . . . .	452
14. Costo de la energía suministrada a los sistemas de distribución, 1959 . . . . .	456
15. Costo de la energía suministrada a consumidores, 1959 . . . . .	457
1. América Latina: Inversiones requeridas para la electrificación . . . . .	464
2. Costo anual del suministro eléctrico y sus componentes en moneda extranjera para algunos casos típicos explicados en el texto . . . . .	464
3. Chile: Productos de la industria eléctrica . . . . .	471
4. México: Productos de la industria eléctrica elaborados por tres o más empresas . . . . .	472
5. México: Productos de la industria eléctrica elaborados por menos de tres empresas . . . . .	473

*Los recursos hidroeléctricos en América Latina: su medición y aprovechamiento*

1. Tasas de crecimiento acumulativo anual de la hidroelectricidad, la electricidad total y la energía comercial en el período 1937-59 . . . . .	478
2. Participación de la hidroelectricidad en el consumo de energía comercial . . . . .	478
3. Participación de la hidroelectricidad en la producción eléctrica total. . . . .	479
4. Producción de hidroelectricidad y tasas medias de crecimiento anual. . . . .	479
5. Producción de hidroelectricidad por unidad de superficie, 1959 . . . . .	480
6. Potencial hidroeléctrico de América Latina y el mundo . . . . .	487
7. América Latina: Potencial hidroeléctrico (Estimaciones oficiales o privadas de cada país) . . . . .	489
8. América Latina: Potencial hidroeléctrico (Estimaciones de aprovechamientos económicos, 1960). . . . .	493
9. América Latina: Potencial hidroeléctrico . . . . .	493
10. América Latina: Potencial hidroeléctrico (Estimaciones de aprovechamientos económicos para algunas cuencas seleccionadas, 1960) . . . . .	494
11. América Latina: Relación entre los potenciales correspondientes al caudal mínimo ordinario y al caudal medio . . . . .	495
12. Chile: Coeficiente de irregularidad de algunos ríos dentro del año hidrológico. . . . .	496
13. Venezuela: Coeficiente de irregularidad de los ríos de los llanos y del río Motatán . . . . .	496
14. Capacidad hidroeléctrica instalada en 1959 en relación al recurso potencial $Q$ medio. . . . .	497
15. América Latina: Aprovechamiento del potencial hidroeléctrico en 1959. . . . .	497
16. América Latina: Aprovechamiento del potencial hidroeléctrico para algunas cuencas, 1959 . . . . .	498

<i>Cuadro</i>	<i>Página</i>
17. América Latina: Capacidad y producción de las centrales hidroeléctricas de servicio público . . . . .	499
18. América Latina: Evolución de la capacidad hidroeléctrica instalada de servicio público según programas . . . . .	500
19. América Latina: Número de pluviómetros, fluviómetros y evaporadores en servicio . . . . .	503
20. América Latina: Situación de algunas de las cuencas o subcuencas mejor estudiadas en cada país . . . . .	505
21. América Latina: Número de estaciones según la duración (en años) de sus registros . . . . .	506
22. América Latina: Coeficientes de cobertura . . . . .	509
23. América Latina: Principales instituciones que efectúan mediciones pluviométricas y/o fluviométricas . . . . .	515
24. Personal ocupado en mediciones y estudios hidrológicos e hidrometeorológicos, por grado de preparación . . . . .	519

*Tendencias de los costos de producción de energía nucleoelectrica, con especial referencia a los países menos desarrollados*

1. Inversión inicial correspondiente a centrales nucleoelectricas de mediana y gran potencia, según estudios recientemente realizados en los Estados Unidos . . . . .	528
2. Inversión inicial correspondiente a centrales nucleoelectricas de pequeña potencia en los Estados Unidos, según cálculos de los diseñadores y constructores de reactores . . . . .	529
3. Inversión correspondiente a reactores del Reino Unido refrigerados por gas y alimentados con uranio natural . . . . .	530
4. Inversión inicial para centrales nucleoelectricas: datos suministrados por Bélgica, el Canadá y la República Federal de Alemania . . . . .	530

## INDICE DE GRÁFICOS

*Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina*

<i>Gráfico</i>		
I. Correlación entre el consumo neto de energía total y el producto bruto, ambos por habitante . . . . .		74
II. Correlación entre el consumo neto de energía comercial y el producto bruto, ambos por habitante . . . . .		74
III. Correlación entre el consumo neto de electricidad total y el producto bruto, ambos por habitante . . . . .		75
IV. América Latina: Correlación entre el consumo neto de electricidad y el producto bruto, ambos por habitante . . . . .		76
V. América Latina: Evolución comparativa del consumo neto de electricidad total y el producto bruto, ambos por habitante . . . . .		77
VI. América Latina: Evolución de la generación de electricidad por unidad de producto bruto . . . . .		78
VII. Correlación entre el consumo ambiental urbano en dólares a precios de 1950, ambos por habitante . . . . .		102
VIII. Correlación entre el consumo de electricidad y el producto bruto interno de los sectores industrial y minero en dólares a precios de 1950, ambos por habitante . . . . .		102
IX. Consumo de electricidad por dólar de producto bruto interno de los sectores industrial y minero . . . . .		109
X. América Latina: Producción de energía eléctrica por regiones, 1959. . . . .		114
XI. América Latina: Producción de energía eléctrica por regiones, 1959. . . . .		115

*Coordinación de programas de electrificación en Centroamérica*

I. Demandas máximas y capacidad generadora instalada en el sistema interconectado ENEE-CEL 1965-72 . . . . .	254
II. Generación neta mensual en el sistema interconectado ENEE-CEL, 1965-72 . . . . .	254

*Algunos problemas en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico*

I. Curva representativa de la evolución del coeficiente de autofinanciamiento a través del tiempo, hipótesis de amortización por saldos decrecientes . . . . .	366
II. Curva representativa de la evolución del coeficiente de autofinanciamiento a través del tiempo, hipótesis de amortización lineal . . . . .	369

*Precios y costos de la industria de la energía eléctrica en América Latina*

I. Precio medio del kWh (total), 1959 . . . . .	380
II. Precio medio del kWh (industrial), 1959 . . . . .	382
III. Precio medio del kWh (residencial), 1959. . . . .	382
IV. Evolución del precio medio del kWh, 1937-59 . . . . .	383

*Los recursos hidroeléctricos en América Latina: su medición y aprovechamiento*

I. Evaluación del potencial bruto superficial a base de informaciones fluvio y pluviométricas . . . . .	520
II. Diagrama básico del potencial bruto lineal . . . . .	520
III. Diagrama del potencial bruto lineal de un río y sus tributarios . . . . .	520

## INDICE DE MAPAS

### *Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina*

<i>Mapas</i>	<i>Página</i>
Mapa eléctrico de Cuba . . . . .	137
Mapa eléctrico de la República Dominicana . . . . .	139
Mapa eléctrico de México . . . . .	141
Mapa eléctrico de Guatemala, Honduras y El Salvador. . . . .	143
Mapa eléctrico de Nicaragua y Costa Rica . . . . .	145
Mapa eléctrico de Panamá . . . . .	147
Mapa eléctrico de Colombia . . . . .	149
Mapa eléctrico de Venezuela . . . . .	151
Mapa eléctrico de Ecuador. . . . .	153
Mapa eléctrico de Perú. . . . .	155
Mapa eléctrico de Brasil . . . . .	157
Mapa eléctrico de Bolivia . . . . .	161
Mapa eléctrico de Paraguay. . . . .	163
Mapa eléctrico de Chile . . . . .	165
Mapa eléctrico de Argentina . . . . .	169
Mapas eléctricos de Argentina y Uruguay . . . . .	171

### *Los recursos hidroeléctricos en América Latina: su medición y aprovechamiento*

I (a) Estimación de potenciales hidráulicos económicos por regiones geográficas . . . . .	491
I (b) Estimación de potenciales hidráulicos económicos por regiones geográficas . . . . .	492
II Argentina: Irregularidad del caudal de los ríos . . . . .	496
III (a) Valores regionales aproximados del coeficiente de cobertura pluviométrico en los países centroamericanos, 1958-59 . . . . .	510
III (b) Valores regionales aproximados del coeficiente de cobertura pluviométrico en los países sudamericanos, 1958-59 . . . . .	511
IV (a) Valores regionales aproximados del coeficiente de cobertura pluviométrico en los países centroamericanos, 1958-59 . . . . .	512
IV (b) Valores regionales aproximados del coeficiente de cobertura pluviométrico en los países sudamericanos, 1958-59 . . . . .	513

## SÍMBOLOS EMPLEADOS

El signo menos (—) indica déficit o disminución.

Los grupos de más de tres cifras se separan por un espacio (por ejemplo: 1 243 657).

El punto (.) se usa para indicar decimales.

La diagonal (/) indica un año agrícola o fiscal (por ejemplo: 1955/56).

El término "tonelada" se refiere a toneladas métricas, a menos que se indique expresamente otra cosa.

El término "dólares" se refiere al dólar de los Estados Unidos de América, a no ser que se indique expresamente otra cosa.

## NOTA PRELIMINAR

En el presente volumen se publica el informe del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica (México, D. F., 31 de julio al 12 de agosto de 1961) y se inicia la publicación de las monografías presentadas a esa reunión. En la introducción al Informe de esa reunión se hallarán los antecedentes que explican el origen de dicho Seminario, así como el procedimiento seguido en su convocatoria y celebración.

La edición completa constará de dos volúmenes, el primero de los cuales contiene la mayor parte de los trabajos que la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Económica para América Latina, otros organismos especializados y los consultores especiales comisionados para tal efecto prepararon a fin de que sirvieran como orientación y guía a los debates. En el segundo y último volumen se incluirán textos completos o resúmenes de los demás trabajos y ponencias sometidas al Seminario.

En la organización del material contenido en este volumen se ha procurado seguir el orden en que se expusieron los diversos temas y que inspiró la división del trabajo entre los comités.

La Sección I contiene el Informe del Seminario. En él se exponen en forma sistemática los fundamentos de cada uno de los temas tratados por los correspondientes comités, así como las principales tesis sostenidas durante los debates, para terminar con las conclusiones y recomendaciones aprobadas en relación con los varios puntos del temario.

En la Sección II se presenta el documento que traza las grandes líneas del desarrollo reciente y la situación actual de la industria eléctrica en América Latina, con abundante material estadístico y gráfico, analizado bajo diversos aspectos, que proporciona la base necesaria para la interpretación de las tendencias y posibilidades futuras. Además de las correspondientes cifras generales y por países, el documento aludido contiene un anexo en el que se analizan algunos de los sistemas de generación y distribución más importantes o típicos de varios países latinoamericanos.

En la misma Sección se ofrece una presentación metodológica y crítica de los diferentes procedimientos utilizados para proyectar la demanda de la energía eléctrica en América Latina, con algunas sugerencias acerca de los métodos más convenientes en función de la estructura económica y de las tendencias al desarrollo futuro de los países de que se trate. Una secuela o aplicación lógica de tales principios es el documento que trata de la coordinación de los programas de electrificación en Centroamérica.

En la Sección III se aborda uno de los temas de mayor significación considerados en el Seminario: el de los criterios económicos en que fundar la selección y desarrollo de centrales y sistemas eléctricos. Después

de pasar revista a los diferentes criterios que al respecto se vienen aplicando en varios países del mundo, se les sitúa en su adecuado marco económico, institucional y financiero, para sugerir las fórmulas más apropiadas al caso latinoamericano, insistiendo en la importancia de atribuir al capital su verdadero costo social de oportunidad.

En la Sección IV se agrupan varios documentos relacionados entre sí por el tema general de la financiación. El primero de ellos se refiere a la expansión previsible de la capacidad eléctrica en América Latina durante el decenio 1960-70, tanto en el área en conjunto como en sus principales países, calculando las inversiones necesarias para alcanzar las metas propuestas. Los resultados de esa investigación —necesidades totales de capital para el período y sus componentes en moneda nacional y en divisas— se basan en el estudio minucioso de los planes y programas de los respectivos países y en la tendencia que sigue su desarrollo económico.

Conocidas las sumas necesarias para establecer las plantas de generación eléctrica requeridas así como los correspondientes sistemas de transmisión, interconexión y distribución, había que investigar los problemas relativos a su financiamiento. Así se hace en el trabajo subsiguiente, en el que, después de examinar las fuentes tradicionales de financiamiento, se trata en especial de la reinversión o autofinanciamiento y del aporte de capitales ajenos al sector eléctrico, sobre todo de los que provienen de fuentes externas al país.

Dada la importancia del autofinanciamiento —es decir, del remanente de ganancias obtenidas por encima de los gastos, gracias al rendimiento de las tarifas—, era indispensable estudiar los costos y precios de la energía eléctrica, relacionándolos con ciertas variables como la magnitud de la demanda, los niveles de ingreso, etc. Así se hace en dos documentos relativos uno a los países latinoamericanos en general y otro a los centroamericanos en especial.

En el último documento de ese grupo se trata de la fabricación de equipo y materiales para generación y distribución de energía eléctrica, tema íntimamente vinculado al anterior, ya que la necesidad de divisas se reduciría en la misma medida en que se desarrollara la industria latinoamericana respectiva. El documento aludido analiza la proporción de las inversiones requeridas en ese sector que podrían ser de origen nacional, así como las condiciones necesarias para ampliar las posibilidades de fabricación de dichos elementos.

En la Sección V, tomando en cuenta la importancia de la riqueza en recursos hidroeléctricos que posee América Latina, se analiza la situación en ese campo y se pone de relieve la necesidad de promover los estu-

dios correspondientes a fin de asegurar su mejor y más oportuno conocimiento. En el mismo informe se reseña la distribución del potencial hidroeléctrico por países, a la vez que se exponen las formas de medirlo y sus posibilidades de aprovechamiento.

La Sección VI contiene un documento especial presentado al Seminario por el Organismo Internacional de Energía Atómica. En él se examinan los elementos de juicio hoy disponibles en qué fundar decisiones sobre la selección de plantas nucleoelectricas, a saber: costos de construcción de reactores, costos del combus-

tible y costos de explotación y conservación. Ese análisis de costos se hace en función del estado actual de la tecnología y del grado de desarrollo económico alcanzado por los países.

En la Sección VII se inserta una exposición del régimen legal e institucional de la industria eléctrica en un grupo seleccionado de países latinoamericanos, dentro del cual se analiza el sistema de la concesión en sus aspectos jurídico, financiero y económico. Con él se pone fin a este volumen de estudios sobre el desarrollo de la electricidad en América Latina.



# I. INFORME DEL SEMINARIO

## INFORME DEL SEMINARIO LATINOAMERICANO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(México, D. F., 31 de julio al 12 de agosto de 1961) \*

### INTRODUCCIÓN

1. Este informe resume las actividades del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica, celebrado en México, D. F., del 31 de julio al 12 de agosto de 1961, y que han auspiciado la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica (DOAT) y la Subdirección de Recursos y Economía de los Transportes de las Naciones Unidas, conjuntamente con el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos, que había formulado la invitación oportuna y brindado su hospitalidad.

2. El origen del Seminario puede encontrarse en la resolución 99 (VI) de la CEPAL, aprobada en su sexto período de sesiones (Bogotá, Colombia, 29 de agosto al 16 de septiembre de 1955), en que se recomendó a la Secretaría proseguir las investigaciones que se habían presentado a la Comisión en un informe sobre la situación de la energía en América Latina,<sup>1</sup> así como investigar la "eficiencia con que se utilizan los recursos de energía, convocando para tales fines, cuando sea conveniente, grupos de estudio". A partir de entonces la Secretaría ha llevado a cabo varios estudios en materia de energía eléctrica y de recursos hidráulicos en determinados países, alguno de los cuales ha sido ya publicado.<sup>2</sup> Los trabajos realizados y los resultados obtenidos fueron señalando la necesidad de examinar a

fondo los problemas de la industria eléctrica en función del desarrollo económico de América Latina, así como de convocar a una reunión en que se pudieran intercambiar los puntos de vista de los expertos latinoamericanos y de otras regiones del mundo. Considerada la celebración de la reunión mencionada desde el séptimo período de sesiones de la CEPAL (La Paz, Bolivia, 15 a 29 de mayo de 1957), en que se incluyó en el Programa de Trabajos de la Comisión, sólo a partir del octavo período de sesiones (Panamá, 14 a 23 de mayo de 1959) pudo darse a su preparación la prioridad requerida. En efecto, en 1960-61 han tenido estas labores uno de los órdenes de prelación más altos en el Programa de Trabajo de la Secretaría.

3. En la etapa inicial de organización del Seminario y de proporcionar los medios necesarios para llevarlo a cabo desempeñaron principal papel las autoridades de la Secretaría de Industria y Comercio del Gobierno de México. Los trabajos mismos de organización en colaboración con la CEPAL estuvieron a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, en cuya sede se celebraron las reuniones.

4. El presente informe se divide en dos partes. En la Parte I se describen la asistencia y composición del Seminario y la forma en que se organizó su trabajo, y se incluye asimismo el temario que orientó sus labores. En la Parte II se ofrece una reseña de las actividades del Seminario, en cuya introducción general se destaca y analiza la significación que tiene la industria eléctrica en el desarrollo económico de América Latina. Al final de cada una de las secciones de esta parte del informe se recogen las conclusiones del Seminario y las recomendaciones que los expertos participantes consideraron que requieren la acción de los gobiernos y entidades interesados de los países latinoamericanos y de las Naciones Unidas.

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.8 y Add.1. Se presentó al Comité Plenario de la CEPAL en su octavo período de sesiones (Santiago de Chile, 14 al 16 de febrero de 1962) como documento E/CN.12/AC.50/4.

<sup>1</sup> Véase la versión definitiva de ese informe en *La energía en América Latina* (E/CN.12/384/Rev.1), publicación de las Naciones Unidas (Nº de catálogo: 57.II.C.2).

<sup>2</sup> Véanse, por ejemplo, *Los recursos hidráulicos de América Latina: I. Chile* (E/CN.12/501/Add.1), publicación de las Naciones Unidas (Nº de catálogo: 60.II.C.4); *Ibid.: II. Venezuela* (E/CN.12/593), y los capítulos relativos a energía en los estudios sobre diversos países que se incluyen en la serie *Análisis y proyecciones del desarrollo económico*.

## Primera Parte: ORGANIZACIÓN DEL SEMINARIO

### A. COMPOSICIÓN, ASISTENCIA Y ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

#### 1. Apertura y clausura de las sesiones

5. La sesión inaugural se celebró en el Auditorio de la Comisión Federal de Electricidad, en México, D. F., el 31 de julio de 1961. El Excelentísimo Señor Don Manuel Tello, Secretario de Relaciones Exteriores, declaró inaugurado el Seminario en representación de Su Excelencia el Señor Presidente de la República. En el curso del Acto pronunciaron discursos los señores Adolfo Dorfman, Director del Programa de Energía y Recursos Hidráulicos de la Comisión Económica para América Latina y Director del Seminario, en nombre de las Naciones Unidas; Manuel Moreno Torres, Director General de la Comisión Federal de Electricidad de México, y Raúl Sáez Sáez (Chile), en representación de los expertos asistentes.

6. En su última sesión plenaria, el Seminario escuchó al Relator, señor Raúl Sáez Sáez, y conoció y aprobó el informe provisional de sus labores, facultando a la Secretaría para darle su forma final e introducir los cambios necesarios a fin de que sea lo más completo posible.

7. El 12 de agosto de 1961 en la sesión de clausura, que se efectuó también en el Auditorio de la Comisión Federal de Electricidad, hablaron los señores Moreno Torres, Dorfman, Krymm, Lyra y Salinas.

#### 2. Composición y asistencia

8. Asistieron al Seminario 113 expertos procedentes de los siguientes países latinoamericanos: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Chile, Ecuador, El Salvador, Guatemala, México, Panamá, Perú, Surinam y Venezuela. Participaron también en los trabajos 51 expertos originarios de los países que se enumeran a continuación: Canadá, Estados Unidos, Francia, Japón, Portugal, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, República Federal de Alemania y Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas.

9. Además de los organismos de las Naciones Unidas que patrocinaron el Seminario, se hicieron representar en él las siguientes organizaciones internacionales: Organización Internacional del Trabajo (OIT), Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), Comisión Económica para Europa (CEE), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía (UNIPED), Centro de Estudios Monetarios Latinoamericanos

(CEMLA) y Consejo Interamericano de Comercio y Producción (CICYP).

10. Asimismo participaron, tanto en la preparación como algunos de ellos en las deliberaciones y trabajos del Seminario, varios consultores especiales, que colaboraron con la Secretaría de la CEPAL en la Argentina, Bolivia, el Brasil, Costa Rica, Cuba, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay.

11. Diversas instituciones y empresas relacionadas con la electricidad del Brasil, Chile y principalmente México, entre los países latinoamericanos, y del Canadá y los Estados Unidos, entre los demás, destacaron en total 79 observadores en el Seminario.

12. En el anexo II de este informe puede encontrarse la lista completa de participantes, organizaciones internacionales, consultores y observadores arriba mencionados. En ella se han incluido también los nombres de autores e instituciones que, aunque no tomaron parte en sus deliberaciones, enviaron documentos al Seminario.

#### 3. Organización del trabajo

##### a) Dirección

13. El Seminario eligió Presidente al señor Manuel Moreno Torres, Director General de la Comisión Federal de Electricidad de México, y Vicepresidentes a los señores Mario López Leao (Brasil) y Elías Quirós Salazar (Costa Rica). El señor Raúl Sáez Sáez (Chile) fue elegido Relator general de la reunión.

14. Los trabajos del Seminario estuvieron a cargo de la siguiente Secretaría:

##### Director

Adolfo Dorfman, Director del Programa de Energía y Recursos Hidráulicos (CEPAL).

##### Asesores Técnicos

Eduardo García (CEPAL)

Carlos Plaza (CEPAL)

Alejandro Vegh Villegas (CEPAL)

##### Consultores Especiales

J. Agrest

Renato E. Salazar

Salvador San Martín

##### Oficial Administrativo y de Conferencia

Rosa Doren (CEPAL)

##### Sección Editorial

Francisco Giner de los Ríos, Editor Jefe (CEPAL)

Colin Campbell, Editor Inglés (CEPAL)

### Oficina de Prensa e Información

Luis Moreno Verdín (Subdirector del Centro de Información de Naciones Unidas)

Jorge H. N. Ciancaglini (Centro de Información de Naciones Unidas)

15. La Comisión Federal de Electricidad, a fin de coordinar los trabajos del Seminario con la Secretaría, y después de los entendimientos previos concluidos designó al señor Enrique Vilar para que prestara su colaboración en las diversas tareas de organización. En ellas fue eficazmente secundado por los señores Salvador Martínez Mancera y Enrique González Moreno. Asimismo destacó cerca de la Secretaría a los ingenieros Mario Benavides Alonso, Mario Bunt Ramírez, Juan Eibenschutz Hartman, Tomás Endo Sano, Evaristo Lira Zamudio, Gregorio Merino Oramas, Roberto Ontiveros Aguilar, Carlos A. Treviño de la Peña y Fernando Vásquez Torres, para que ayudasen técnicamente en los comités.

#### b) Comités

16. Se constituyeron ocho comités para examinar los puntos 2 a 9 del temario, habiéndose discutido el punto 1 —desarrollo de la energía eléctrica en América Latina y sus principales problemas— en el curso de dos sesiones plenarias. Los comités quedaron formados como sigue:

Comité I (*Evaluación de la demanda y sus relaciones con el desarrollo económico*)

Presidente: Rafael Urrutia (Puerto Rico)

Relator: Salvador San Martín (Consultor especial de Argentina)

Comité II (*Necesidades de capital y métodos de financiamiento*)

Presidente: Flavio Lyra (Brasil)

Relator: Alejandro Vegh Villegas (Consultor especial de Uruguay)

Comité III (*Criterios económicos para seleccionar las alternativas posibles en el desarrollo de sistemas eléctricos*)

Presidente: J. Formoso Ferrer (México)

Relator: Rafael Herrera Palacios (Chile)

Comité IV (*Los recursos hidroeléctricos, su medición y su aprovechamiento*)

Presidente: Enrique R. Lima (El Salvador)

Relator: Fernando Hiriart (México)

Comité V (*La energía nuclear y sus posibilidades en América Latina*)

Presidente: Ricardo Zuloaga (Venezuela)

Relator: Rurik Krymm (OIEA)

Comité VI (*Aprovechamiento económico de los combustibles*)

Presidente: Mario O. Fleites Días (Cuba)

Relator: J. Agrest (Consultor especial de Argentina)

Comité VII (*Industria de equipos eléctricos en América Latina*)

Presidente: Roberto Jorge Calegari (Argentina)

Relator: Renato Salazar (Consultor especial de Chile)

Comité VIII (*Problemas legales e institucionales de la industria eléctrica en América Latina*)

Presidente: Augusto Martinelli Tizón (Perú)

Relator: Guillermo Rodríguez Cárdenas (Colombia)

### B. TEMARIO

17. El Seminario aprobó el siguiente temario<sup>3</sup> para sus sesiones de trabajo:

1. Desarrollo de la energía eléctrica en América Latina y sus principales problemas.
2. Evaluación de la demanda y sus relaciones con el desarrollo económico.
3. Necesidades de capital y métodos de financiamiento.
4. Criterios económicos para seleccionar las alternativas posibles en el desarrollo de sistemas eléctricos.
5. Los recursos hidroeléctricos, su medición y su aprovechamiento.
6. La energía nuclear y sus posibilidades en América Latina.

<sup>3</sup> Este mismo temario, con la documentación presentada para la discusión de cada uno de sus puntos, puede consultarse en el anexo I del informe.

7. Aprovechamiento económico de los combustibles.
8. Industria de equipos eléctricos en América Latina.
9. Problemas legales e institucionales de la industria eléctrica en América Latina.

18. El temario se sujetó en su discusión al orden que exigió la marcha de los trabajos, y se dedicaron por la plenaria y los comités del Seminario las siguientes sesiones a cada uno de sus puntos:

Punto del temario	Comité	Nº de sesiones
1	(Sesión plenaria)	2
2	I	4
3	II	5
4	III	6
5	IV	5
6	V	5
7	VI	3
8	VII	3
9	VIII	1

## Segunda Parte: RESEÑA DE LAS ACTIVIDADES DEL SEMINARIO Y CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### INTRODUCCIÓN

19. La economía del mundo entero se encuentra en expansión. Las regiones desarrolladas se caracterizan precisamente por una velocidad de crecimiento alta que, de no ser sobrepasada por los países en vías de desarrollo, hará "más ricos a los ricos y más pobres a los pobres", en el sentido relativo de la expresión.

20. América Latina, con diversos niveles de vida en los distintos países del área, constituye en su conjunto un continente subdesarrollado. Para salir de esa condición necesita realizar un considerable esfuerzo interno, al cual se espera que contribuyan las naciones de economías más prósperas y los organismos internacionales de fomento.

21. Dentro de ese esfuerzo constituye un elemento esencial el desarrollo de las fuentes de energía. No es por cierto el único factor importante. Como reconoce la Organización Europea de Cooperación Económica, "el agua y las materias primas, la calificación del personal humano, los medios de transporte, la fertilidad del suelo y la variedad del clima, desempeñan también su papel, pero, en último término, la posibilidad de disponer de una cantidad suficiente de energía es una condición necesaria a todo desarrollo".<sup>4</sup>

22. Por otro lado, es un hecho indiscutible que la industrialización es un proceso inevitable para un país que ha llegado a un cierto grado en su evolución económica. En todas las regiones del mundo el nivel de vida tiende a ser más elevado mientras menor sea la importancia de la agricultura como factor ocupacional.

23. El sector industrial es precisamente la actividad productora de bienes que puede absorber la proporción más importante de la población agrícola que quede desocupada por el aumento de la productividad en la

<sup>4</sup> Véase OECE, *L'Europe face à ses besoins croissants en énergie*.

agricultura. Pero para que el proceso de industrialización pueda acelerarse y orientarse hacia las metas deseadas es necesario disponer de mayores cantidades y mejores formas de energía. Es aquí donde la electricidad tiene el papel fundamental que se le reconoce universalmente.

24. No es que la electricidad represente un elemento esencial del costo de los productos manufacturados. Pero así como el agua puede tener un costo nulo o muy pequeño en la agricultura y sin embargo constituye un medio tan imprescindible para ella como que del agua depende su propia existencia, la electricidad es factor catalizador capaz de acelerar el desarrollo general, e industrial en particular, para que alcance una velocidad tal que con el tiempo permita recuperar el enorme atraso de las regiones subdesarrolladas.

25. Por lo que toca en especial a América Latina, los trabajos realizados desde hace muchos años por la CEPAL, y los numerosos documentos presentados a la consideración del presente Seminario reflejan la enorme tarea por realizar. Para 1970 será necesario atender una demanda de electricidad triple de la actual, con una exigencia de capital del orden de los 13 000 millones de dólares, es decir, alrededor del 10 por ciento de los recursos totales de inversión del período.

26. Los temas que se debatieron en el Seminario, que abarcan fundamentalmente los aspectos del desarrollo eléctrico dentro del marco general de la economía, y que comprendieron puntos tan esenciales como la programación de los sistemas eléctricos y su financiamiento, las cuestiones de índole legal e institucional, etc., serán sin duda aportaciones valiosísimas a la solución de estos problemas en los países latinoamericanos. Asimismo, lo que se desprende de las conclusiones y la materialización práctica de las recomendaciones aprobadas constituirán instrumentos efectivos de progreso.

### A. EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA Y SUS PRINCIPALES PROBLEMAS

27. El presente tema fue concebido como una especie de introducción general a los restantes puntos del temario que habrían de discutirse después en los respectivos comités. En consecuencia, su exposición se realizó directamente en sesiones plenarias, con asistencia de todos los participantes en el Seminario, y sus debates tuvieron más el carácter de planteamientos generales que de discusión ordenada de los diversos aspectos examinados durante las reuniones celebradas.

28. Por lo tanto, esta sección del informe no ofrece en su exposición la forma sistemática que se ha procurado dar al tratamiento de los restantes puntos del tema-

rio. En esta oportunidad —y a diferencia de las demás secciones— la presentación y discusión del tema se han confundido en una misma relación y las conclusiones y recomendaciones son tanto reflejo de las opiniones vertidas en las sesiones plenarias como en los comités. En éstos se examinaron más a fondo algunos de los problemas de orden general correspondientes al punto 1 del temario de la reunión.

#### 1. Presentación y discusión del tema

29. En numerosos documentos presentados a la consideración del Seminario se reconoce que el consumo

de electricidad o en su utilización como factor productivo en la industria y el comercio, o como bien de demanda final, representa un elemento fundamental en el mecanismo productivo y en el módulo del consumo de la comunidad moderna.

30. El desarrollo eléctrico de América Latina en los quince años que siguieron a la Segunda Guerra Mundial ha sido insuficiente, no sólo en términos absolutos con respecto a otras áreas más desarrolladas del mundo, sino aun en términos relativos si se compara su ritmo de expansión con las necesidades de las economías de esta región. Fueron varios los participantes que corroboraron este aserto al aportar durante el debate diversos ejemplos del desarrollo del suministro eléctrico en sus respectivos países.

31. Así pues, lejos de representar un incentivo para acelerar el desarrollo económico, el sector eléctrico —por varias causas que se analizaron en las sesiones plenarias y con mayor detalle en las discusiones de los diversos comités del Seminario— ha actuado en muchos casos como un freno de ese proceso debido a la insuficiencia en cantidad y en calidad de la oferta de energía.

32. Como consecuencia de ello, ha aumentado la distancia relativa que en producción y consumo de energía eléctrica separaba a América Latina de los promedios mundiales y, en particular, de aquellos correspondientes a los países más avanzados.

33. Los participantes estuvieron contestes en considerar que en la próxima década los países latinoamericanos deberán ante todo recuperar el déficit existente en el sector, y, además, programar una expansión acorde con las necesidades de la evolución del sistema económico en general.

34. Esto significará aumentar la producción de energía eléctrica desde los 62 000 millones de kWh registrados en 1959 hasta unos 200 000 millones para fines de la década actual. Ello requerirá casi triplicar la potencia instalada, llevándola desde 16 hasta unos 46 millones de kilovatios en ese período de tiempo.

35. Semejante expansión está impuesta no sólo por la creciente demanda de electricidad que acompaña al proceso de desarrollo económico, sino también por el simple paso del tiempo, pues el desarrollo eléctrico tiene también su dinámica propia que está estrechamente ligada a las innovaciones y al avance tecnológicos.

36. Las necesidades de recursos financieros y su canalización adecuada hacia el sector eléctrico constituyeron uno de los puntos de mayor importancia discutidos en las sesiones plenarias.

37. Se señaló al respecto que ése ha sido uno de los problemas más serios que ha debido afrontar la industria eléctrica en el pasado. En una buena proporción, el problema se originó en la inadecuada reglamentación tarifaria que aún subsiste en varios países del área

con las mismas consecuencias desfavorables para el servicio eléctrico. Para apreciar la gravedad de esta situación basta recordar que la participación del sector eléctrico en la inversión bruta total es del orden de 4 a 5 veces su contribución directa al ingreso. Ello sucede, en primer término, porque el sector debe crecer en promedio a una velocidad doble de la del producto bruto, y, en segundo término, porque su intensidad de capital es también doble de la promedia en el sistema económico.

38. De ahí que la expansión eléctrica en el área vaya a requerir en los próximos 10 años una inversión bruta estimada en unos 13 000 millones de dólares, que representará entre el 7 y el 9 por ciento de la inversión total. Esta participación relativa es sensiblemente mayor que la del decenio pasado, en que no excedió en general del 5 por ciento, y se aproxima bastante a los órdenes de magnitud del coeficiente sectorial respectivo que se encuentra en los países europeos y en los Estados Unidos.

39. Además de la asignación y canalización de recursos, es evidente que la expansión eléctrica requiere un marco institucional y legal adecuado. Plantea asimismo problemas técnicos de suma importancia relacionados con la selección, programación y operación de centros de generación y sistemas interconectados, aspectos éstos que preocuparon intensamente a los participantes en el Seminario, particularmente en los Comités I, II, III, IV y VIII.<sup>5</sup>

40. Respecto a estos problemas, varios de los participantes se refirieron en la plenaria a la influencia que la propiedad de la empresa tiene en los criterios de decisión para afrontarlos. Se expresaron las razones que se han tenido en México para proceder a la nacionalización y se abordaron los diferentes aspectos que en distintos países de América Latina ofrece la coexistencia separada o coordinada de servicios eléctricos de utilidad pública, de propiedad privada y gubernamental.

41. Se señaló también la importancia que tiene la contribución de la empresa de propiedad privada, que genera aproximadamente el 40 por ciento del total latinoamericano y distribuye un porcentaje aún más alto. Hubo consenso entre los participantes en que en este campo las circunstancias eran muy variadas en los diversos países del área, y que, en materia de propiedad del servicio eléctrico, no cabía un criterio uniforme.

42. Además de la gradual interconexión de los sistemas en el ámbito nacional, se destacó la posibilidad de la interconexión internacional. Aparte las ventajas económicas resultantes de la diversidad en las condiciones de generación y de consumo, de las economías de escala y de la reducción de los márgenes de reserva, ese tipo de interconexión tendrá también una influencia favorable en la integración de las economías latinoamericanas y en la cooperación internacional dentro y fuera

<sup>5</sup> Véase particularmente la reseña de los debates sobre los puntos 2, 3, 4, 5 y 9 del temario.

del área, al igual que ha sucedido, por ejemplo, en el continente europeo. En tal sentido, en la primera sesión plenaria se subrayó la feliz coincidencia de que el Seminario se inaugurase casi simultáneamente con las reuniones en Montevideo de la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio y del Consejo Interamericano Económico y Social en Punta del Este.

43. La programación del desarrollo eléctrico debe realizarse en estrecha coordinación con la programación económica general, tanto por la significación de la energía eléctrica para el sistema económico como por la importancia del sector en su papel de captador de ahorros generados en dicho sistema. Así, por ejemplo, la selección de alternativas dentro del sector no puede ignorar el costo real de oportunidad de los recursos que se emplean y el hecho de que toda sobreinversión en electricidad está disminuyendo otras inversiones posibles en la infraestructura de la economía.<sup>6</sup>

44. En el curso de las exposiciones generales se señaló que uno de los problemas que dificultaban el desarrollo eléctrico era precisamente la falta de conciencia pública sobre la importancia del servicio, su influencia en el progreso económico y la magnitud constantemente creciente de sus inversiones. Esta falta de conciencia pública se ve alimentada por la tendencia a considerar el servicio prestado como una cuestión social, sin dar el debido valor a su aspecto económico.

45. Sin embargo, considerando el relevante papel de la electricidad como elemento de civilización y desarrollo principalmente en los campos y pequeñas comunidades provinciales donde vive más de la mitad de la población de América Latina, se subrayó que el suministro público del fluido para su empleo fundamentalmente en el alumbrado, el uso de la radio y la mecanización en pequeña escala de algunas labores, tiene importancia social, aunque sea menor que la de otros servicios esenciales como por ejemplo, sanidad, educación, etc.

La acción realizada en esta materia por las empresas estatales CFE y ENDESA, en México y Chile respectivamente, sobre la base de organizaciones locales a menudo de tipo cooperativo, en las que los propios beneficiarios del servicio contribuyen con una parte apreciable del financiamiento de la extensión del mismo, se estimaron como ejemplos convenientes para una acción similar en otros países de la región.

46. Como en la de todo bien económico, en la producción de energía eléctrica las curvas de la oferta y de la demanda del bien son funciones del precio. En la determinación de las tarifas de venta se sintetiza el problema global del desarrollo eléctrico. Su nivel y su estructura tendrán influencia importante en la demanda actual y futura, pero también determinarán a la vez la rentabilidad de la empresa proveedora del servicio, su capacidad para autofinanciar su expansión

en mayor o menor grado y para atraer capitales frescos que contribuyan a dicha expansión.

47. La variedad de fuentes de generación disponibles para el sector eléctrico facilita y complica a un mismo tiempo la labor de programación. La facilita en cuanto le permite una gran flexibilidad en el uso de los recursos energéticos primarios de que dispone, pero la complica en virtud de la complejidad de los estudios necesarios y de las estadísticas requeridas para llegar con un cierto grado de aproximación a la determinación de las soluciones óptimas.

48. Aun cuando los puntos anteriores fueron parte de la discusión en los Comités I, II, IV y V, cabe destacar aquí que en el debate general se hizo particular hincapié en el hecho de que la falta de información sobre los recursos básicos y sobre el historial del suministro eléctrico, constituían serios obstáculos a un desarrollo debidamente programado del servicio. Por esto se estimó que, en el aspecto metodológico —y a fin de que se prosiga en el futuro el intercambio de experiencias en el desarrollo eléctrico que ha comenzado con este Seminario— se requerirá la unificación de la terminología y de las bases estadísticas respectivas, así como el uso de un lenguaje común que permita realizar un análisis comparativo de eficiencias industriales que será de suma utilidad para todos los empresarios del servicio.

## 2. Conclusiones y recomendaciones

49. De la discusión en sesiones plenarias del tema I y de los antecedentes posteriormente aportados en diversos comités del Seminario, que trataron determinados aspectos del mismo tema, cabe concluir:

a) Que, pese a la importancia fundamental del suministro eléctrico adecuado para llevar adelante el desarrollo económico, no existe todavía una conciencia pública sobre la magnitud del problema y los diversos factores que lo afectan;

b) Que esta falta de conciencia pública se manifiesta, entre otras formas, en la dificultad de encontrar los medios financieros internos para abordar las inversiones requeridas y en el tratamiento tarifario inadecuado vigente en numerosas áreas de América Latina;

c) Que el progreso del suministro eléctrico requiere una reglamentación eficaz y moderna que considere las nuevas condiciones creadas por el progreso económico y técnico de los países y la creciente magnitud y extensión del servicio;

d) Que en cuanto a la propiedad pública o privada del servicio eléctrico, sólo las circunstancias locales de cada país o región pueden aconsejar una política en un sentido determinado.

50. Finalmente, considerando los puntos de vista planteados en las sesiones plenarias y en algunas reuniones de comité, el Seminario recomienda:

a) Que la Secretaría de la CEPAL, junto con otros organismos internacionales, coopere con los países de América Latina en el estudio de la programación de sus sectores de energía, integrados dentro de los planes o

<sup>6</sup> Este tema en particular fue largamente debatido en los Comités I y II.

programas generales de desarrollo económico y social, mediante la constitución de grupos asesores en materia de desarrollo energético y eléctrico.

b) Que la Secretaría de la CEPAL convoque, cuando las circunstancias lo requieran, a nuevas reuniones

como el presente Seminario, o grupos de expertos latino-americanos en determinados problemas de la industria eléctrica, con el objeto de que se discutan y sugieran los medios adecuados para solucionar aquellos problemas.

## B. EVALUACIÓN DE LA DEMANDA Y SUS RELACIONES CON EL DESARROLLO ECONÓMICO

### 1. Presentación del tema

51. La demanda de electricidad es una variable en alto grado dependiente del desarrollo económico general. A su vez la forma y la velocidad de variación de la demanda influye directa e inmediatamente sobre la programación de los sistemas eléctricos y sobre sus necesidades de inversión. Esta constatación esencial hace ver que el tema propuesto a la consideración del Comité I del Seminario guarda estrecha relación con muchos otros de los asuntos considerados en el temario de la reunión, y en particular con los puntos 3 y 4 referentes al financiamiento y a los criterios económicos para seleccionar las alternativas posibles en el desarrollo de los sistemas. De ahí que en la presentación y discusión de este tema haya que referirse a aspectos comunes con problemas examinados en otros comités.

#### a) Vinculación de la programación eléctrica con la del desarrollo económico general

52. Si bien el aporte del sector energía al producto nacional bruto es pequeño, la experiencia de América Latina —comprobada además en los países europeos y en los Estados Unidos— indica que su exigencia en materia de inversiones asciende a valores entre 10 y 15 por ciento de los totales nacionales, correspondiendo a su vez a la electricidad unos dos tercios de esa cuota.

53. La experiencia enseña también que la demanda de electricidad<sup>7</sup> tiene además una dinámica propia que se sobrepone a los reveses pasajeros de la economía, reveses que acusa en forma por demás atenuada. Ello no significa, sin embargo, que no esté hondamente enraizada en la estructura económica del país y en particular en los sectores que hacen más uso de ella.

54. Así pues, la previsión de la demanda futura de electricidad deberá hacerse en estrecha coordinación con los organismos que se ocupan de la planificación económica nacional y con un estudio cuidadoso de los índices económicos y de los programas de inversión y desarrollo de la región que se considera servir. La oferta de esta forma de energía debe ser suficiente y anticipada para evitar estrangulamientos en los sectores que dependen de ella, pero, por otro lado, debe evitarse una exagerada expansión que supere sensiblemente las posibilidades de absorción del sistema económico. Re-

cuérdese que, para utilizar la electricidad, es preciso hacer inversiones en equipos y artefactos cuyo valor agregado supera varias veces la inversión hecha en los sistemas de abastecimiento eléctrico. Por lo tanto, la circunstancia económica presente y sus alternativas y posibilidades futuras dictarán muchos de los pasos o decisiones del programador en materia de electricidad, que deben adecuarse al sistema de prioridades que se establezca para toda la economía.

55. No es necesario que el programador sea un planificador del sistema económico en general; pero sí se requiere que tenga en cuenta determinadas limitaciones —por ejemplo, la situación del balance de pagos o la escasez de los recursos disponibles— para determinar la intensidad óptima de capital en el plan de desarrollo eléctrico. La escasez de recursos se introduce en los cálculos por la vía de la tasa de interés, o mejor dicho, del “costo de oportunidad” del capital utilizado. De ahí la importancia de tener una idea del orden de magnitud de este parámetro para evitar los errores que tan a menudo se cometen en esta materia.

56. En un trabajo presentado al Seminario<sup>8</sup> y al examinar los métodos de análisis comparativo entre diversas fuentes generadoras, se señala que, en tanto la tasa de interés que se estima como más adecuada para el caso de Francia es de 7 por ciento y de 5.5 por ciento<sup>9</sup> en el de los Estados Unidos, una estimación similar para Chile lleva a una cifra comprendida entre el 10 y el 12 por ciento.

57. Es éste un punto de suma importancia dentro de los temas abordados por el Seminario y que puede dar lugar a la formulación de recomendaciones que sean de utilidad a los organismos planificadores estatales en la elaboración de criterios de prioridad.

58. Aun teniendo muy en cuenta la vinculación entre la demanda eléctrica y el ritmo y la estructura del proceso de desarrollo económico y la interdependencia entre demanda y oferta de energía, es obvio que existirá siempre —en grado mayor o menor según las circunstancias— un margen de incertidumbre con respecto a la validez de los resultados.

59. De ahí que la programación de obras para atender a la demanda futura sea un ejemplo de lo que se ha dado en llamar dentro de la teoría económica moderna

<sup>8</sup> Raúl Sáez, *Criterios económicos para la selección y el desarrollo de centrales y sistemas eléctricos* (ST/ECLA/CONF.7/L.2.1), reproducido *infra*, sección III.

<sup>9</sup> Introducido como “costo de oportunidad” en el estudio de algunos proyectos federales.

<sup>7</sup> En este informe se entiende implícitamente por demanda eléctrica tanto la demanda de potencia como de energía que pueden variar en forma diferente si hay una modificación del factor de carga.

el problema de formular decisiones en condiciones de incertidumbre y/o de información incompleta.

60. Los criterios para resolver problemas de esta naturaleza se basan fundamentalmente en el análisis de la distribución de probabilidad de los errores posibles y de los costos de dichos errores. En el caso particular de la energía eléctrica, ambos factores conducen a recomendar que el programador sea relativamente generoso en la estimación de la capacidad necesaria para cubrir la demanda futura. En efecto, la experiencia muestra que, en general, el error de subestimación ha sido mucho más frecuente que el de sobrestimación y es también mucho más oneroso para la economía general.

#### b) Métodos de proyección de la demanda

61. El tema específico de los métodos de proyección de la demanda eléctrica se analiza en una serie de documentos presentados al Seminario.<sup>10</sup>

62. En el documento presentado por la Secretaría de la CEPAL se han clasificado los métodos de previsión de la demanda en tres grupos principales:

- i) de extrapolación simple;
- ii) de correlación con variables macroeconómicas, y
- iii) de encuesta.

63. Los métodos de extrapolación simple son todos aquellos procedimientos mediante los cuales se ajusta a los datos de la experiencia pasada una determinada curva que tiene el tiempo como variable independiente y la demanda y el consumo eléctricos como variables dependientes. El problema consiste en elegir, en primer término, la forma funcional en que se determinará la curva de ajuste y, en segundo término, el intervalo de tiempo —y, en particular, el momento inicial— para el cual se utilizarán los datos de la experiencia pasada.

64. Como es sabido, la forma funcional más usada en la práctica es la exponencial simple con un sólo parámetro, o sea con una tasa constante de crecimiento anual.

65. Un posible refinamiento en los métodos de extrapolación es la introducción de proyecciones del tipo intervalo en lugar del tipo puntual. Se establece así en cada valor de la variable tiempo un límite probable superior y un límite probable inferior de la demanda eléctrica para un determinado margen de seguridad.

66. En tales condiciones, además de la curva de valores medios que proporciona la tendencia del consumo, es

<sup>10</sup> Cabe mencionar, entre otros, los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.1.10, preparado por la Secretaría de la CEPAL (reproducido *infra*, sección III) y ST/ECLA/CONF.7/L.1.07, de la División de Energía de la Comisión Económica para Europa. Véanse, además, en relación con los problemas del desarrollo eléctrico en los Estados Unidos, los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.1.12, 1.3 y 1.15, y por lo que toca a la metodología para proyectar la demanda en Chile y México los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.1.17, 1.18, 1.19 y 1.20. Acerca de los documentos que se examinaron en este punto del temario, véase el anexo I de este informe.

posible determinar los niveles máximos y mínimos probables de ese consumo y comparar estos extremos con los planes de expansión de las capacidades de generación.

67. Los resultados obtenidos por los métodos de extrapolación se ajustarán a la realidad futura en la medida en que las nuevas condiciones se acerquen a las que caracterizaron el período que sirve de base a la extrapolación realizada. Si la demanda eléctrica se ha visto reducida en el pasado reciente por restricciones en la oferta o por un estancamiento en el proceso de desarrollo económico o por ambas razones a la vez —y ese es el caso común en América Latina—, la extrapolación de la tendencia histórica sólo tendrá validez cuando se puedan introducir los ajustes correspondientes a las probables condiciones que prevalecerán en el futuro.

68. Lo mismo sucede si hay razones para pensar que en el futuro el ritmo de electrificación en los sectores consumidores va a diferir sustancialmente del que ha caracterizado el pasado, o si se plantea un cambio estructural de la economía.

69. Los métodos de correlación con variables macroeconómicas comprenden aquéllos en que la demanda eléctrica se determina en forma de una predicción de segundo orden, o sea estudiando su relación con determinadas variables —por ejemplo, el producto bruto, la producción industrial, el ingreso personal disponible, el ritmo de urbanización, etc.— y formulando pronósticos acerca de su evolución probable. Esas variables vienen a desempeñar así el papel de variables independientes o determinantes.

70. Los incrementos en el consumo y la demanda del sector industrial se producen por la acción superpuesta de tres causas diferentes:

- i) el aumento de la producción industrial global;
- ii) el proceso de electrificación en cada uno de los sectores o ramas de la industria, y
- iii) la modificación de la estructura industrial, o sea de la importancia relativa de los sectores que componen el parque industrial de un país.

71. El análisis y las proyecciones de la demanda en el sector doméstico —es decir, de la energía eléctrica considerada como bien de consumo final— presenta menos dificultades que los de la demanda industrial gracias a la mayor homogeneidad estadística que la caracteriza. En ausencia de restricciones en la oferta, el aumento del consumo en este sector guardará estrecha relación con el número de permisos de construcción, el nivel de ingreso de la población y su distribución, la venta de aparatos eléctricos para el hogar, etc. dentro del área que sirve el sistema eléctrico respectivo.

72. Finalmente, el tercer grupo de métodos de la clasificación antes mencionada, o sea el de los métodos de encuesta, comprende aquellos procedimientos de consulta directa con las empresas industriales —al menos con las más importantes— y un muestreo de las ten-



dencias probables de los consumidores domésticos. La consulta directa mejora en grado considerable la validez de las proyecciones de la demanda industrial, pues es bien sabido que los métodos estadísticos que utilizan el análisis de regresión —como son en general los de los dos primeros grupos— solamente son adecuados cuando se trata de grupos numerosos y homogéneos, y esto está muy lejos de cumplirse en el caso del sector industrial, en que un núcleo pequeño y heterogéneo de empresas cubre un porcentaje preponderante del total de la producción del sector.<sup>11</sup>

73. Parece obvio señalar que no existe incompatibilidad alguna entre los diferentes métodos. Son, por el contrario, complementarios, pues las fallas que pueden atribuirse a unos son de índole diferente de las que afectan a otros. De ahí que resulte conveniente recomendar su uso simultáneo y combinado.

La aplicabilidad de esos procedimientos de previsión de la demanda a situaciones particulares de cada país latinoamericano, dependerá de la estructura económica actual del mismo, de los cambios estructurales que se prevén, de la dotación presente de energía eléctrica, etc.

No estará demás recordar, también, que en esas previsiones conviene distinguir entre las necesidades de *energía* —medida en kWh— y las de *potencia* —medida en kW. Cada uno de estos parámetros establece valores y requerimientos propios que pueden traducirse en previsiones distintas de la potencia máxima necesaria.

#### c) *Experiencias de proyección de la demanda en América Latina*

74. Frente a la necesidad de orientar las decisiones de inversión, las entidades y empresas latinoamericanas encargadas del establecimiento eléctrico han seguido distintos caminos dictados por las circunstancias específicas de cada caso. Sin embargo, esos caminos caen en general dentro de alguno de los grandes tipos de proyección de la demanda ya reseñados, o combinaciones de ellos.

75. Cabe señalar que las proyecciones correlacionadas con variables macroeconómicas usadas en planes de carácter nacional alrededor de 1955 resultaron en la mayoría de los casos demasiado optimistas debido al relativo estancamiento que sufrió América Latina en este último quinquenio.

76. La estructura económica ha impuesto caracteres especiales a la proyección. En países en que el consumo industrial es una parte preponderante del consumo eléctrico —en Chile y el Perú por ejemplo representa las tres cuartas partes— este sector ha sido objeto de estudio especial. Asimismo al hacer la proyección de la demanda en Argentina y Brasil han debido considerarse cambios como los que se proponen emprender estos países en la estructura industrial.

<sup>11</sup> Véase a este respecto, entre otros, el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.15, en que se analiza especialmente este tipo de métodos directos y de encuesta.

77. Esta preeminencia del sector industrial suele ser resultado de actividades de exportación —el cobre en Chile, el azúcar en Cuba— que están sujetas a una dinámica propia dependiente de factores externos. Por su misma naturaleza, en general, las necesidades en materia eléctrica de estas actividades no han pesado sobre los servicios públicos locales.

78. Cabe destacar que la avidez de energía eléctrica ha sido tal que, más que prever su expansión, ha sido muchas veces necesario limitarla a las posibilidades de la oferta.

79. Durante muchos años un importante obstáculo para la expansión adecuada del suministro eléctrico ha sido precisamente la carencia de estudios serios sobre la situación presente que incluyesen a la vez planes de acción para el futuro. Tal situación ha mejorado mucho últimamente y son escasos los países que no disponen ya de estudios de esta naturaleza. Sin embargo, hay que distinguir entre aquellos estudios que constituyen al mismo tiempo planes de acción por así haberlo decidido los respectivos gobiernos o empresas, y aquellos otros que no son más que estudios de tipo informativo. En ausencia de un acto de decisión es obvio que un programa, por bien estudiado y elaborado que esté, es sólo una mera expresión de opiniones por parte de sus autores.

80. Aun en aquellos casos en que existe la decisión del gobierno de adoptar un programa de acción determinado, ha sido frecuente observar en el programa latinoamericano que los resultados obtenidos han quedado bastante lejos de las previsiones hechas y de la política formulada en el plan, sea por falta de recursos para la financiación de las obras previstas, sea por ausencia de coordinación con las empresas de capital privado que también participan en la prestación del servicio público, o por la carencia en fin de una estructura institucional del sector eléctrico que resulte compatible con la ejecución del programa adoptado.

81. Es corriente, por ejemplo, que los planes incluyan previsiones en lo que respecta a la expansión de la capacidad instalada de las empresas privadas, cuando en realidad dicha expansión está sujeta a determinados requisitos previos: ajustes de tarifas, modificaciones en las leyes reguladoras de los servicios, o disposiciones que faciliten la captación de capitales nacionales o extranjeros. Esos requisitos no siempre se cumplen en la forma que implícita o explícitamente se ha visto en el plan.

82. Este punto tiene gran trascendencia, pues la participación relativa de la iniciativa privada en la prestación del servicio eléctrico —aunque ha venido declinando— es todavía importante. En efecto, a fines de 1960 alcanzaba a unos dos quintos de la capacidad instalada de generación. El papel de la empresa privada en la distribución de la energía eléctrica al consumidor, y su consiguiente responsabilidad en la modernización y expansión de las redes respectivas, es mucho mayor todavía

que en el caso de la generación, pues muchas empresas estatales son preponderadamente generadoras y venden importantes cantidades de energía en bloque a las empresas privadas concesionarias para que éstas la hagan llegar finalmente al consumidor, sobre todo en los grandes distritos urbanos.

83. Esto crea un problema en lo que respecta a la programación de inversiones en el sector ya que no siempre las correspondientes a las redes de distribución marchan a un ritmo acorde con las que se hacen en las plantas de generación y en las líneas de transmisión.

84. Todos estos aspectos refuerzan la necesidad de que el programa eléctrico, además de racional, se sujete en tal forma a la realidad que exista una probabilidad de que sea cumplido. De aquí el interés de que el Seminario haya sometido a análisis crítico la experiencia de diversos países y empresas para formular las recomendaciones pertinentes.<sup>12</sup>

## 2. *Discusión del tema*

85. Como ya se destacó anteriormente, existe relación estrecha entre el problema de la evaluación de la demanda y otros temas del Seminario. En consecuencia, durante la discusión se tocaron extensamente determinados aspectos cuya ubicación en el temario corresponde a otros comités. Para ordenar la presentación de los debates y de las conclusiones, aquellos puntos que se considera pertenecen más lógicamente a otros temas serán expuestos en la discusión del Comité respectivo aun cuando en realidad hayan recibido también un tratamiento parcial en esta parte de las deliberaciones del Seminario.

### a) *Vinculación de la programación eléctrica con la del desarrollo económico general*

86. No obstante existir diferencias de apreciación entre algunos de los expertos asistentes al Seminario respecto a la prioridad del sector eléctrico considerado en relación con otros sectores de la economía según sea el cuadro particular del desarrollo de cada país, hubo concordancia total de opiniones en el sentido de estimar que el suministro de energía eléctrica y la programación de su desarrollo constituyen un "problema" fundamental común a todas las repúblicas latinoamericanas. Por su naturaleza especial, la electricidad es no sólo un factor imprescindible, sino determinante de las características e intensidad del desarrollo industrial y general.

87. A este respecto se señaló como ejemplo el caso de la Argentina, país que se ve hoy abocado a problemas de inversión en el sector de los transportes que superan con mucho los requerimientos de capital calculados para la energía eléctrica. En otras palabras, en el concepto del gobierno argentino la prioridad ha pasado del sector

de la energía eléctrica al del transporte. Sin embargo, dentro de las soluciones técnico-económicas del transporte la disponibilidad o no de energía eléctrica es determinante para la elección que se haga.

88. Como es natural, esta interdependencia del sector eléctrico con los restantes sectores de la economía se pone de manifiesto con mayor claridad en las economías totalmente planificadas. Ese sería el caso de Cuba, país en el cual la demanda futura de electricidad se establece como una resultante de los niveles de desarrollo económico fijado a cada sector.

89. De este ejemplo concreto, así como de los comentarios de otros participantes, vino a destacarse la interrelación existente entre la disponibilidad creciente de electricidad a una tasa dada y la expansión consiguiente de la economía general y la elevación del nivel de vida. Sin embargo, la constante escasez de energía en la mayoría de las áreas industrializadas de América Latina no permite establecer conclusiones reales entre la velocidad de crecimiento del sector eléctrico y los otros sectores de la economía.

90. Debido a la insuficiencia de capital para atender al desarrollo de las economías latinoamericanas y a la importancia de las inversiones del sector eléctrico se produce una nueva vinculación muy estrecha con el resto de la economía que tiende a acentuarse por la mayor velocidad de crecimiento propio del sector frente a la velocidad de crecimiento de la economía general. Con la participación de gran número de asistentes se discutieron los criterios para medir el mejor uso alternativo del capital (intensidad óptima), abordándose detalladamente el problema del "costo de oportunidad", asunto que se examinará después, al tratar el punto 3 del temario (Comité II).

91. Dentro de esta vinculación de la electricidad con otros sectores de la economía, surgió en la discusión el interesante aspecto de la influencia de la oferta anticipada y abundante de energía eléctrica como factor de promoción del desarrollo de una zona dada. Muchos participantes señalaron los puntos de vista que sobre el particular adoptan en cada caso las empresas privadas que prestan servicios eléctricos por vía de concesiones y las empresas públicas de electricidad. Por su naturaleza misma, es frecuente que la empresa privada sólo pueda responder a la demanda posible, actual o futura, mientras que la empresa pública está en condiciones de realizar proyectos eléctricos en zonas donde la oferta se adelanta al consumo como un factor de promoción del desarrollo. Naturalmente, esta aptitud de la empresa pública tiene mayor importancia cuando el gobierno dispone de sumas adicionales para inversiones de promoción, sin perjudicar la atención adecuada de los otros sectores de la economía general.

92. Como ejemplo de inversión de este último tipo se citó la realizada por el gobierno de los Estados Unidos en el Valle de Tennessee. Con ella se ha marcado un camino a seguir para las promociones zonales que, si

<sup>12</sup> Véase *infra*, párrafos 122-123.

bien en muchos aspectos no es comparable a las circunstancias presentes en las naciones latinoamericanas, ofrece interesantes enseñanzas que pueden adoptarse en economías de menor desarrollo. La T.V.A. fue establecida no sólo para el adecuado aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, sino primordialmente para el control de las crecientes catastróficas del río, la conservación de las márgenes cultivadas, la seguridad de la navegación, el establecimiento de servicios para la agricultura, la conservación del suelo, la reforestación, etc. En materia eléctrica la T.V.A. proporciona energía a los organismos del gobierno federal y estatal (casi un 50 por ciento del total generado), a las industrias establecidas en la región y a 153 municipalidades, cooperativas rurales y sistemas privados, encargados de la distribución en el área.

93. Se estimó por los participantes que la T.V.A. no es exclusivamente ejemplo de desarrollo condicionado a una oferta abundante de electricidad a precios bajos, porque es evidente que la promoción fue consecuencia de la gravitación conjunta de varios factores y no solamente de la disponibilidad eléctrica, si bien ésta fue esencial. Los técnicos de la T.V.A. estimaron que donde existieren condiciones similares a las de esa región el desarrollo eléctrico sería capaz de alcanzar, dentro de ciertos límites, las tasas de crecimiento anual que se fijan como meta. Numerosos participantes consideraron que ello exigiría varios factores favorables como un mercado ávido en el sector doméstico proveniente de un alto nivel de ingresos y de hábitos de bienestar convenientemente difundidos, la existencia de recursos agrícolas y minerales económicamente explotables y la posibilidad de efectuar considerables inversiones de capital en explotaciones industriales. Sin embargo, aquéllos familiarizados con la historia de la T.V.A. desde su origen expresaron que el nivel de ingresos primitivo era bajo, que el capital no se obtenía fácilmente y que existía un sentimiento generalizado de que la energía que se produciría no tendría mercado suficiente.

94. La mayoría de los participantes en el Seminario estimó que, sin algunas restricciones especiales, no parecía posible trasladar la experiencia de la T.V.A. a otras áreas, y sobre todo a América Latina, donde la sola oferta de electricidad tampoco parece ser condición suficiente para el desarrollo de una región determinada, si ésta carece de otros atributos favorables a la promoción. La aptitud localizadora de la electricidad como único factor no es muy clara, salvo que, conjuntamente con la oferta de electricidad abundante y económica, se faciliten los medios adecuados de transporte y otros servicios, y además exista localmente una población en tales condiciones de ingreso que pueda pagar niveles altos de consumos eléctricos. Son numerosos los ejemplos que ilustran esta circunstancia y se recordó entre ellos el que ofrece en Bello Horizonte (Brasil) la empresa SIMCA. La oferta de energía eléctrica abundante más la entrega de terrenos y facilidades para los capitales invertidos no impulsó allí la instalación de la

industria que requería además para su localización otras condiciones mucho más importantes.

95. Este y otros casos que también se citaron ponen de manifiesto lo peligroso que es utilizar la energía eléctrica en forma inorgánica en la promoción de determinadas áreas, pues pueden producirse distorsiones notables de la economía regional o nacional. Así ocurriría, por ejemplo, si la energía eléctrica de El Chocón —proyecto argentino que está en estudio— es ofrecida en la explotación de los yacimientos ferríferos de Sierra Grande a precios injustificadamente bajos, provocando con ello la utilización de técnicas electro-siderúrgicas que podrían resultar menos económicas para el país que los procesos convencionales de reducción o los más recientes a base de gas natural.

96. Por su parte, el Uruguay ofrece otro ejemplo. La oferta de electricidad a precios reducidos en el interior del país mediante la unificación del sistema tarifario en forma tal que los grandes centros de población subvencionaban prácticamente al resto del país, no produjo la descentralización industrial que se perseguía, ya que la vigencia de tarifas eléctricas reducidas no fue suficiente incentivo por sí sola para la localización industrial. Se señaló que otro tanto ha ocurrido en la Argentina con el funcionamiento del Fondo Compensador de Energía Eléctrica.

97. Un desarrollo análogo al de la T.V.A., en ejecución en Irán pero sin los recursos de capital abundante de ésta, posiblemente no tendrá los efectos de promoción que se esperan de él.

98. En apoyo de este concepto general de la insuficiencia de las grandes disponibilidades de energía eléctrica a bajos precios como medio principal de promoción regional o sectorial, se subrayó el hecho de que, en general, la participación de la energía eléctrica en los costos finales de los productos terminados no alcanza a ser sustancial.

99. En países con fuertes insuficiencias eléctricas no parecería tampoco acertada la promoción de nuevas áreas mediante grandes disponibilidades de energía eléctrica creadas al efecto, sin antes atender convenientemente aquellas otras áreas en que existen ya consumos potenciales insatisfechos, que pueden devolver más rápidamente las inversiones. La excepción la constituirían aquellas áreas nuevas en las que exista una constelación de recursos cuyo desarrollo sea posible y necesario para el país.

100. Teniendo en cuenta que la promoción de áreas nuevas exige fundamentalmente no sólo inversiones en la producción de energía eléctrica, sino fuertes inversiones en la promoción del consumo (relación aproximada de 1 a 6-8), el Seminario estimó que los países latinoamericanos en que se dan insuficiencias notorias de capital deberían ser muy prudentes en los proyectos de esta naturaleza, y conceder de momento preferen-

cia a aquéllos en que la demanda existe ya o puede ser creada a breve plazo sin mayor esfuerzo.

101. Algunos participantes señalaron casos efectivos de promoción en determinadas áreas y en pequeña escala con resultados interesantes y satisfactorios, constituyendo ejemplo de ellos ciertos regadíos de México.

#### b) *Métodos de proyección de la demanda*

102. Una buena proyección de la demanda en el caso de los países de poco desarrollo tiene importancia fundamental porque afecta considerablemente las inversiones frente a la acentuada insuficiencia de recursos de capital que con carácter crónico caracteriza a sus economías. Una decisión equivocada podría distraer esfuerzos financieros que pudieran ser mejor aprovechados en otros sectores u otros proyectos.

103. La experiencia latinoamericana parece mostrar que, en general, fueron mucho más frecuentes los casos en que hubo insuficiente previsión frente a una demanda estimulada por transformaciones estructurales de las economías respectivas, especialmente provocadas por acontecimientos externos a América Latina como la Segunda Guerra Mundial. Las deficiencias en los abastecimientos eléctricos ocasionaron y ocasionan aún extraordinarias pérdidas en la economía, sobre todo en lo que se refiere a la producción de bienes y servicios en general.

104. Los casos en que la predicción de la demanda condujo a la ejecución de obras sobredimensionadas son relativamente escasos en el área latinoamericana y en su esencia no se debieron a errores de cálculo, sino que fueron consecuencia de improvisaciones injustificadas. En el curso de la discusión sólo fue posible señalar uno o dos casos en que debido a errores reales de programación la demanda prevista no se operó en el tiempo establecido.

105. Pero el hecho de que no se registren abundantes ejemplos en materia de sobredimensionamiento no quiere decir que el problema deje de existir dentro de la amplitud de los planes eléctricos de los países latinoamericanos. En consecuencia, se consideró indispensable la adopción de todos los requisitos para efectuar un pronóstico razonablemente correcto. Sin embargo, hubo consenso en estimar aconsejable, una relativa posición optimista del programador dentro de límites prudentes, pues el error por exceso en el dimensionamiento de las obras que pueda cometerse al sobrestimar la demanda futura, ocasionaría en todo caso un perjuicio económico mucho menor que si se pecara en sentido contrario. En el caso de un excedente no previsto de energía, es conveniente favorecer la sustitución de otras fuentes de energía por hidroelectricidad, cuando ello sea factible sin afectar la economía en su conjunto. En particular el reemplazo temporal de fuentes de calor provenientes del petróleo o sus derivados, o del gas natural o líquido, por procesos eléctricos de calefacción

como recurso alternativo, puede constituir una solución adecuada al problema de los excedentes de energía hidroeléctrica. La utilización de tarifas diferenciales para estimular los usos de electricidad en los valles de la curva de carga es sin duda un recurso complementario acertado.

106. Al analizar los métodos técnicos existentes para proyectar la demanda se hizo ver por los participantes que la filosofía que informa el pronóstico de la demanda varía fundamentalmente según la naturaleza del ente que efectúa el pronóstico y según que la economía nacional responda o no a una planificación total. Cuando el ente que realiza la previsión es una empresa de propiedad privada las restricciones impuestas por el carácter lucrativo del negocio exigen una actitud cuidadosa y conservadora en el cálculo, pues un error relativamente pequeño en los montos de la inversión puede llegar a amagar la estabilidad de la empresa. Una reglamentación compensadora adecuada, podría conciliar los rendimientos mínimos empresarios con el interés nacional. Esta conducta ha sido seguida por varios países latinoamericanos —la Argentina, el Brasil, Chile, etc.— que han adoptado disposiciones legales mediante las cuales es posible coordinar adecuadamente las empresas privadas y las públicas dentro del marco general de la política eléctrica establecida por los organismos del gobierno en atención al interés general.

107. Cuando la economía general del país obedece a una estricta planificación, en que no sólo se prevé la obra eléctrica en sí misma, sino que se planifica el consumo realizando las inversiones complementarias correspondientes, la estimación de la demanda no puede tener la misma significación que en los países de economía libre.

108. Se hizo notar asimismo que el pronóstico no puede limitarse a la evaluación de la energía, sino que debe estimar en forma correcta y con la mayor aproximación posible la demanda de potencia, pues las inversiones a realizar están esencialmente relacionadas con la potencia por instalar. El estudio previo del comportamiento histórico de los diversos consumos y sus respectivos factores de carga resulta indispensable en cualquiera de los métodos que se emplean en la proyección de la demanda.

109. Se estimó asimismo por los participantes, que la política de tarifas que se adoptara en el futuro tendría influencia directa en la proyección de la demanda, dada la alta elasticidad de determinados consumos, que, frente a estímulos favorables de precio, podrían o aumentar en forma acelerada la potencia requerida o —lo que es más probable— mejorar el factor de carga.

110. Finalmente, desde el punto de vista del uso de los diversos métodos teóricos expuestos, hubo consenso en considerar que debería tenderse al uso combinado de todos ellos. Se indicó, sin embargo, que la escasez generalizada de información económica y de relaciones insumo-producto fidedignas, hacía poco utilizables los

métodos, de correlaciones macro-económicas aunque las sectoriales tienen interés y deben estimularse.

111. En cuanto a la proyección de la demanda a base de una investigación detallada del mercado, se estimó que puede constituir un método adecuado si se dispone de una organización eficiente para realizar la encuesta. La experiencia del Edison Electric Institute de los Estados Unidos en la investigación del mercado ha permitido establecer comparaciones con otros métodos y llegar a conclusiones en apoyo de la encuesta. Pero esa experiencia no es posible aplicarla en regiones o países en que no existen organizaciones capaces de hacer la minuciosa investigación entre los consumidores que este método presupone. Los países latinoamericanos debieran organizarse para recurrir a él, en la medida que fuera posible, complementando el empleo de los otros métodos y a fin de lograr establecer un pronóstico realista. En especial es aconsejable tener en cuenta los consumos de industria de alta densidad eléctrica, puesto que la magnitud de los mismos suele ser preponderante, y se concentra en pocos establecimientos industriales fácilmente identificables.

#### c) *Experiencias de proyección de la demanda en América Latina*

112. La mayor parte de los métodos que se utilizan en la actualidad corresponden básicamente a los que se han designado como de extrapolación en el tiempo, aplicados en la totalidad del sector o por grupos de consumidores. Con respecto a estos métodos, se señaló la necesidad fundamental de disponer de estadísticas completas para el estudio sistemático de la experiencia histórica tanto en cada sector del consumo independientemente, como en lo que toca al comportamiento general del consumo y la incidencia de los factores de perturbación. No suele disponerse de tales estadísticas ni en detalle ni para períodos suficientemente amplios y a lo sumo son asequibles sólo sobre determinadas regiones de un país, o más aún para ciertas áreas de servicios. La falta de normas generales para recopilar dicha estadística ha sido la causa primordial de que la misma proceda —en la generalidad de los casos— de la experiencia de empresas eléctricas privadas y más recientemente públicas. Excepcionalmente algunos países han dispuesto de suficientes informaciones acerca de la evolución del consumo eléctrico, así como de la evolución de otros sectores de la economía. La dificultad del pronóstico se reduce en esos casos sensiblemente.

113. Se señaló también en las discusiones que en la evolución del consumo en América Latina han influido factores diversos; algunos de ellos derivados de hechos ocurridos fuera del área. Las dificultades en el abastecimiento de equipos que ocasionó la guerra mundial, frenaron la expansión de la energía eléctrica e impusieron restricciones en el consumo que han alterado fuertemente las curvas de carga. La escasa atracción de

capitales por el sector, agravada en ciertos casos por conflictos institucionales, ha sido también un factor de freno en la disponibilidad de energía.

114. Por consiguiente, en la mayoría de los países considerados resulta imposible determinar si la tasa de crecimiento registrada en los últimos años es la que hubiera correspondido de no existir restricciones que perduran todavía con una demanda insatisfecha muy considerable.

115. Todas estas observaciones, producto de la experiencia de las naciones latinoamericanas, condujeron a establecer que la utilización del método de extrapolación en el tiempo debe ser en extremo cuidadosa y con previa corrección de todos los factores de distorsión. Todo parece coincidir en que, aun establecida una tasa histórica del crecimiento de la demanda, ésta no puede proyectarse simplemente hacia el futuro en forma constante. En efecto, en el período del pronóstico es necesario introducir también correcciones al igual que procede hacerlo con el período histórico considerado. Esas correcciones llevan a ponderar la incidencia que en la demanda tendrán los hechos generales de la dinámica económica de un país. La consideración de los cambios estructurales de su economía es fundamental, y a esos efectos deberán tenerse presentes los planes para establecer nuevas industrias que supongan una demanda muy importante frente a la demanda existente. El caso común en América Latina será sin duda el de una industrialización creciente a ritmo acelerado. Como este cuadro no está reflejado en general en la estadística del consumo histórico, la proyección simple de la tasa histórica podría conducir a errores de subestimación de graves consecuencias.

116. Determinar el período que debe cubrir el pronóstico constituye otro de los problemas. Se indicó a este respecto que el proceso evolutivo de América Latina es de tal modo complejo, diverso y acelerado, que una previsión a muy largo plazo podría conducir a serios errores de apreciación. En consecuencia, lo prudente sería adoptar para el pronóstico, períodos relativamente cortos, como el generalmente usado de 10 años. Ello complica indudablemente la decisión sobre obras hidroeléctricas —cuya vida útil se extiende con facilidad hasta los 50 años— ante el amplio grado de incertidumbre del comportamiento de la demanda más allá del período considerado, en particular frente al hecho de que las ampliaciones futuras de las instalaciones requiere fuertes inversiones anticipadas.

117. Se señaló también que el análisis del comportamiento histórico de la demanda debe ser hecho sector por sector del consumo —dividido eventualmente en industrial, comercial, doméstico y público o fiscal—, así como por áreas geográficas de distintas características económicas.

118. Las situaciones apremiantes en materia de abastecimiento eléctrico que padecen la generalidad de los países latinoamericanos, exigen la adopción de métodos

simplificados en vista del escaso tiempo que hay para tomar decisiones. Casi todos los participantes que abordaron este punto señalaron que, aun disponiendo de todo el tiempo necesario, la utilización de uno cualquiera de los métodos expuestos, o de todos en conjunto, no puede sustituir la visión personal del problema y la intuición del programador experimentado, que es básica en la determinación de los caminos a seguir. Como ya se señaló en ese sentido, la experiencia indica que sólo en pocos casos han llegado a producirse errores de importancia por sobrestimación de la demanda.

119. Por último, algunos participantes analizaron la evaluación de la demanda eléctrica en regiones vírgenes, en que resulta imposible disponer de estadísticas de consumo por la sencilla razón de que nunca existió abastecimiento eléctrico. Se indicó la conveniencia de utilizar en tales casos el método de encuesta referido a la población incluida en el área determinando las formas distintas que se emplean en el alumbrado, el bombeo de aguas y la conservación de alimentos. Asimismo, deberán investigarse el nivel de ingresos y las posibilidades de desarrollo de la región considerada. Este procedimiento, aunque plagado de incertidumbres, será siempre mejor que acometer los proyectos a base de simples y confusos supuestos alejados de la realidad. La encuesta realizada deberá complementarse comparando sus resultados con los de áreas económica y socialmente semejantes que tengan ya un cierto grado de electrificación conocido.

120. Se estuvo de acuerdo en que todos estos problemas y métodos de proyección tienen algo común y es que la información estadística es una de sus condiciones básicas. Se sugirió en el curso de la discusión que era necesario promover, por medio de la CEPAL, la uniformación de la estadística eléctrica en todos los países latinoamericanos y su compilación sistemática, pues con ello se facilitará la información requerida para la elaboración de los planes y el estudio de los problemas que vayan presentándose.

121. Asimismo se señaló que ese trabajo normativo obligaría a adoptar una terminología única a los fines de interpretar correctamente los datos estadísticos. Ambas sugerencias —la uniformación de la estadística y de la terminología técnica— fueron insistentemente apoyadas por todos los participantes en la discusión.

### C. NECESIDADES DE CAPITAL Y MÉTODOS DE FINANCIAMIENTO

#### 1. *Presentación del tema*

124. Como ya se destacó<sup>13</sup> al hacer la presentación del punto 2, el punto 3 del temario guarda estrecha relación con él y con el punto 4. Así, parte de la discusión reseñada en esta sección del informe corresponde a debates realizados en las sesiones del Seminario corres-

<sup>13</sup> Véase *supra*, párrafo 51.

### 3. *Conclusiones y recomendaciones*

122. De los trabajos presentados a la consideración del Seminario en el tema que aquí se considera y de las discusiones mantenidas en torno a ellos cabe desprender las siguientes conclusiones:

a) El aumento de la demanda de electricidad guarda estrecha relación con el desarrollo económico general, siendo no sólo factor imprescindible, sino además determinante de su naturaleza e intensidad.

b) La importancia de la oferta oportuna de energía eléctrica, así como el tiempo considerable requerido para la puesta en servicio de las instalaciones básicas de suministro y la intensidad del capital necesario, hacen indispensable un conocimiento anticipado, y lo más acertado posible, de la demanda probable en períodos de tiempo no inferiores a ocho años.

c) Por las mismas razones anteriores, se estima que los programas de desarrollo eléctrico no deben estar sometidos a variaciones ocasionadas por situaciones originadas en la coyuntura económica a corto plazo.

d) Se cree que un caso de sobrestimación de la demanda es de consecuencias económicas desfavorables, pero mucho menores que un caso de subestimación.

123. Las consideraciones anteriores llevan al Seminario a formular las recomendaciones siguientes:

a) Realizar proyecciones de la demanda utilizando los diversos métodos existentes para los cuales se pueda disponer de datos fidedignos y prestando atención especial a los cambios estructurales y programas de desarrollo económico que se conozcan.

b) Tener particularmente en cuenta para los pronósticos basados en la extrapolación de los datos históricos aquellos factores que puedan haber alterado el valor real del crecimiento del sector, así como las políticas tarifarias que se decida adoptar y que puedan tener efectos estimulantes o de freno en el uso de la electricidad.

c) Dar a los criterios de proyección un carácter optimista, pero con revisiones en períodos relativamente cortos (dos años).

d) Solicitar de la Secretaría de la CEPAL la organización de un grupo de estudio que proponga a la consideración de los países latinoamericanos un sistema uniforme de estadísticas eléctricas de consumo y el empleo de una terminología común en todos los aspectos de la economía eléctrica, a fin de hacer viable el intercambio continuado de información.

pondientes al mencionado punto 2, y de la misma manera algunos de los asuntos aquí tratados serán desarrollados dentro de la sección en que se examinan los del punto 4.<sup>14</sup>

125. Así, pues, es imposible —o por lo menos irracional— separar los problemas relacionados con el finan-

<sup>14</sup> Véase *infra*, párrafos 213 ss.

ciamiento de la expansión eléctrica, la fijación de tarifas de venta y la política general en materia de energía.

126. Es obvio que los problemas del financiamiento eléctrico están también estrechamente vinculados con decisiones en materia de política económica que suponen juicios de valor. La decisión de nacionalizar el sector eléctrico, de integrarlo en un solo organismo de monopolio estatal, de dejar la atención del servicio a la iniciativa privada nacional y/o extranjera, o la solución intermedia de la coexistencia de empresas estatales y privadas, son todos puntos que no pueden ni deben decidirse a base de consideraciones puramente económicas. No corresponde entrar aquí a un debate sobre esta cuestión. Sería poco productivo hacerlo, pues las opiniones en uno u otro sentido son bien arraigadas y difícilmente podrían aportarse nuevos elementos de juicio. Pero sí es en cambio interesante llamar la atención hacia la importancia de reconocer en forma debida el efecto económico y financiero de una decisión política sobre este problema.

127. Por ejemplo, si el estado directa o indirectamente sustituye a la iniciativa privada en la atención del servicio eléctrico debe tener en cuenta que, al hacerlo, cierra una fuente de financiamiento de la expansión del sector y, por consiguiente, debe cuidar de proporcionar fuentes sustitutivas para que este traspaso de responsabilidades no se traduzca en una reducción del nivel de abastecimiento de energía.

a) *Necesidades de capital; participación relativa de las fuentes de financiamiento; importancia del autofinanciamiento*

128. Al hacer la presentación del tema <sup>15</sup> se destacaron las grandes líneas que dimensionan el problema. La demanda de energía eléctrica en América Latina para 1970 se ha estimado en 200 000 millones de kWh, o sea algo más de 3 veces el valor correspondiente al año 1959, último de la serie estadística que se tomó como base para estas previsiones.

129. Para atender esta demanda la industria eléctrica deberá incrementar su capacidad instalada desde 16 hasta 46 millones de kW, lo que parece factible si los países latinoamericanos pueden cumplir en forma adecuada los programas adoptados o en tren de ejecución.

130. Una expansión de capacidad de esta magnitud y la correspondiente ampliación de los sistemas de distribución exigirán una inversión estimada —sobre la base de las previsiones de los programas, que en algunos casos se han ajustado— en unos 13 000 millones de dólares equivalentes, de los cuales unos 2 quintos corresponden a gastos que habrá de hacer fuera del área. Como es natural, esta proporción dependerá —además de la relativa preeminencia de obras hidráulicas sobre térmicas— del desarrollo de la industria de bienes de

capital eléctricos en la región, aspecto éste que es objeto de especial atención en otro lugar de este informe.<sup>16</sup>

131. En lo que se refiere a la magnitud media y dispersión de los costos unitarios para diversos tipos de planta y su variación con la escala de la misma, este punto se ha analizado especialmente en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.51,<sup>17</sup> presentado por la Secretaría al Seminario. Los costos de diversas centrales hidráulicas construidas y estudiadas en Chile han sido analizados en otro trabajo (ST/ECLA/CONF.7/L.1.46) en relación con las características naturales y la magnitud de las obras.

132. Las fuentes de financiamiento disponibles para la expansión eléctrica, en términos generales, se pueden clasificar así:

- i) la aportación de nuevo capital en acciones de origen privado;
- ii) la aportación de capital o subsidios por parte del estado;
- iii) la emisión de instrumentos de deuda a largo plazo y la obtención de créditos internos o externos, y
- iv) el autofinanciamiento (reversión de beneficios, amortizaciones, reservas).

133. Aunque teóricamente el margen de flexibilidad es amplio, en la práctica tanto el marco institucional y legal en que se mueve la empresa eléctrica, como las condiciones vigentes en los mercados de capitales —y también en muchos casos las características de las obras— limitan considerablemente el campo de elección de los medios de financiamiento.

134. Dos parámetros de especial importancia en la teoría financiera de la empresa eléctrica son, por una parte, la relación entre el capital real de la empresa y el monto de los instrumentos de deuda a largo plazo, y, por otra, la relación entre dicho capital real —medido también por el activo neto inmovilizado en un momento determinado— y el valor del capital en acciones.

135. Desde el punto de vista de la carga financiera de la empresa, el servicio de las deudas a largo plazo —comprendidos intereses y amortización— es generalmente menos oneroso que el nivel de dividendos que es necesario mantener si se desea que las acciones continúen siendo atractivas para el ahorrante privado en el mercado de capitales, de modo que se continúe acudiendo a él para financiar parte de la expansión. Existen también otras ventajas derivadas del régimen fiscal, pues los impuestos a la renta o beneficios gravan dichos dividendos, mientras que, en general, no gravan el servicio financiero de la deuda.

136. La empresa eléctrica debe sopesar estas ventajas con el inconveniente derivado de la inflexibilidad del

<sup>16</sup> Véase *infra*, párrafos 447-484.

<sup>17</sup> *Precios y costos en la industria de la energía eléctrica de América Latina*, reproducido *infra*, sección IV.

<sup>15</sup> Véase *supra*, párrafos 29-48.

instrumento de deuda, que exige un servicio permanente cualquiera que sea el nivel de rentabilidad o el estado de liquidez de la empresa de que se trate. Sucede lo contrario con el capital propio, respecto al cual se puede adecuar el dividendo a la situación de la empresa en cada año, o adoptar una política en materia de dividendos que represente una situación promedia estimada para un determinado período de tiempo y que pueda así mantenerse sin cambios apreciables.

137. El hecho de que la industria eléctrica no esté sometida a las variaciones cíclicas de la demanda que caracterizan a otras industrias, hace que la proporción de la deuda respecto a su capitalización total pueda ser bastante elevada.

138. Así sucede en los Estados Unidos y en algunos países europeos. En lo que toca a estos últimos puede verse el trabajo presentado a este Seminario por la Comisión Económica para Europa (ST/ECLA/CONF.7/L.1.32). En cambio, la situación en América Latina es diferente debido a lo primitivo de los mercados de capitales y al efecto desfavorable de la inflación en la rentabilidad real de papeles con intereses fijos sobre valores originales de compra.

139. Debe notarse —y es éste uno de los muchos puntos en que el financiamiento de la expansión eléctrica se relaciona estrechamente con el marco institucional y legal en que se mueve la industria— que la estructura de capital de la empresa tiene especial importancia en lo que respecta a los diferentes mecanismos legales para determinar las tarifas. (Véase el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.50.)

140. El autofinanciamiento de la expansión eléctrica por la vía de la reinversión de los beneficios netos depende fundamentalmente de tres factores: *i*) el nivel de rentabilidad de las tarifas con respecto a los costos totales de operación; *ii*) el impacto de la tributación sobre dichas utilidades, y *iii*) la política que se siga en materia de distribución de dividendos.

141. En general, la legislación eléctrica establece rentabilidades máximas legales sobre la inversión total o el capital en acciones de la empresa. Así pues, los incentivos para incrementar el autofinanciamiento deben provenir de una elevación de dicho tope legal, o de medidas tributarias como las que liberan del impuesto a los ingresos la parte de los beneficios que se destinan a reinversión, o, finalmente, del sacrificio de los tenedores de acciones al obligarlos a un ahorro forzoso mediante la reducción del porcentaje de utilidades distribuidas. Sin embargo, cabe presumir que esto último será compensado posteriormente por el incremento en el valor del título o en el mercado de capitales por la vía de la capitalización de las reservas acumuladas en esta forma.

142. Pero no sólo contribuyen al autofinanciamiento los fondos provenientes de utilidades netas. Existe también un efecto expansivo sobre la capacidad de producción causado por la reinversión automática de los

fondos acumulados mediante las reservas de depreciación. Este efecto —que puede notarse fácilmente si se utiliza un método de depreciación lineal— se incrementa todavía más si se aplica un método más realista: el de las cargas de depreciación decrecientes en el tiempo.

143. De acuerdo con las estimaciones contenidas en los documentos sobre el tema financiero, que han presentado al Seminario la Comisión Económica para América Latina y la Comisión Económica para Europa,<sup>18</sup> el autofinanciamiento derivado de la reinversión de cargas de depreciación puede significar entre un tercio y la mitad de las necesidades de expansión neta de capacidad. Se trata, pues, de un factor de importancia en el desarrollo eléctrico.

144. Pero de todos modos —como señala el estudio *Ordenamiento de la energía eléctrica en América Latina* preparado por la Escuela de Derecho de la Universidad de Harvard— “las tarifas eléctricas constituyen el punto focal en que convergen todos los problemas de la industria: política de reglamentación, demanda del servicio y financiamiento. Son el resultado final de la política de reglamentación, y la causa de la incapacidad de financiar la expansión con sus propios recursos o de atraer ahorros voluntarios”.

145. La fijación de las tarifas eléctricas constituye un aspecto esencial en la política energética. No es posible planificar adecuadamente el desarrollo de la electricidad si no se integra dicho desarrollo en un programa orgánico de todo el sector energético que permita la utilización óptima de los recursos disponibles.

146. Por lo tanto, es imperioso que los países de América Latina, siguiendo el ejemplo de los de Europa, adopten y coordinen sus políticas energéticas para permitir también en este sector la obtención de los beneficios derivados de la integración económica regional que se realizará al amparo del Tratado de Montevideo y de los diversos instrumentos con que llevan adelante la suya los países centroamericanos.

147. La adopción de una política racional de precios en el sector energético es tanto más importante cuanto que las elasticidades-precio de sustitución son elevadas y prácticamente todos los combustibles pueden usarse en la producción de electricidad. Debe tenerse sumo cuidado para no distorsionar la estructura de precios en tal forma que induzca a decisiones irracionales en lo que respecta, por ejemplo, a la sustitución del carbón por el *fuel-oil* o la utilización más intensiva del gas natural o de los combustibles nucleares.

148. El panorama que ofrece América Latina en esta materia contiene un margen considerable para mejoras que ha sido objeto de discusión en el Seminario, en el punto 7 del temario.<sup>19</sup> Hay grandes distorsiones en la

<sup>18</sup> Véanse ST/ECLA/CONF.7/L.1.30 (reproducido *infra*, sección VI) y 1.32, respectivamente.

<sup>19</sup> Véase *infra*, párrafos 447-484.



estructura de precios del sector energético introducidas por la vía de legislaciones regulatorias inadecuadas; de discriminaciones tributarias entre las diferentes formas de energía; de sistemas de cambios múltiples que, al subsidiar la importación de combustibles, perjudican indebidamente la utilización de combustibles nacionales; de aportes financieros del estado cuyo costo real para la economía no está debidamente reconocido en el precio de venta de la energía eléctrica, y de muchos otros factores que sería largo enumerar aquí.

b) *El costo de oportunidad*

149. Al examinar el tema 2 (Evaluación de la demanda y sus relaciones con el desarrollo económico) se formularon los aspectos esenciales referentes a la intensidad óptima de capital.<sup>20</sup> Se mencionó el concepto de “costo de oportunidad” de una determinada inversión que se define como la rentabilidad máxima que, desde el punto de vista de la economía en general, producirían dichos recursos en otras inversiones en que los mismos pudieran aplicarse dentro o fuera del sector que se considera.

150. La carencia de capitales suficientes para abordar simultáneamente todos los problemas del área —los transportes, la insuficiencia de viviendas, la carencia de comunicaciones apropiadas, el desarrollo industrial, etc.— hace necesario disponer de medios de orientación en la decisión económica, siendo el costo de oportunidad una de las medidas posibles para comparar los resultados de las inversiones en diversos sectores productivos y, en especial, para proyectos alternativos dentro del propio sector electricidad.

c) *Inflación y financiamiento eléctrico; impuestos específicos de electrificación; instrumentos de deuda; procedimientos de ahorro forzoso*

151. En el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.30 se ha dedicado un capítulo especial al análisis del impacto de la inflación sobre el desarrollo eléctrico. Es imposible ignorar la poderosa influencia que este fenómeno ha tenido sobre el financiamiento de este sector en América Latina en el curso de los quince años que siguieron a la Segunda Guerra Mundial.

152. Para un análisis detallado de algunos casos particulares de sumo interés convendría consultar el estudio de la Escuela de Leyes de la Universidad de Harvard antes mencionado.<sup>21</sup>

153. El fenómeno inflacionario incide fundamentalmente sobre el financiamiento del sector eléctrico i) por la vía de los mecanismos de regulación de las tarifas, y ii) por la vía de su influencia en la atracción relativa y la posición competitiva de los valores de empresas eléctricas en el mercado de capitales.

154. Con respecto a lo primero es obvio destacar que, en la misma medida en que la legislación regulatoria ignore el fenómeno inflacionario y su influencia en los costos directos e indirectos de producción de la energía eléctrica, el precio real de la energía diferirá del que resulta de la aplicación de los mecanismos legales. En términos generales, puede decirse que la legislación eléctrica de América Latina ha sido más realista en lo que se refiere a variaciones en los costos de operación que respecto a los costos de inversión. Así, las cláusulas automáticas de ajustes para variaciones en los precios del combustible o de la mano de obra han precedido generalmente a las disposiciones que autorizan una revaluación de los activos tanto para los efectos impositivos como de fijación de tarifas.

155. Como se destaca en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.1, una reglamentación tarifaria que establezca la rentabilidad de la inversión según su costo original o histórico —de tal modo que la retribución de capital en términos reales sufra un castigo en períodos de desvalorización monetaria— no sólo afecta el aspecto financiero del desarrollo eléctrico, sino que distorsiona también el proceso de elección entre alternativas y contribuye a que el inversionista prefiera la elección de menor intensidad de capital, o sea, en general, la central térmica.

156. En lo que respecta a la reducción del atractivo para el inversionista de los papeles con intereses nominales relativamente invariables en situaciones inflacionarias, corresponde destacar la introducción en época reciente de instrumentos de deuda con “cláusula oro”, o sea, aquéllos en que se introducen mecanismos automáticos para tratar de mantener la rentabilidad real de la inversión original del ahorrante. Francia en Europa y México en América Latina ofrecen ejemplos interesantes de estas innovaciones, debiendo destacarse la preocupación de la Nacional Financiera en el último país citado por diversificar y ampliar la variedad de instrumentos de deuda de modo que se perfeccione la canalización de los recursos derivados del ahorro propio hacia inversiones productivas.

157. En el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.30 se mencionan algunos ejemplos de impuestos específicos de electrificación y de procedimientos de ahorro forzoso que se aplican hoy día en diversos países de América Latina, y cuya aplicación práctica, se examina con sus ventajas e inconvenientes.

d) *Papel de las instituciones financieras internacionales; el problema de la sustitución de importaciones de bienes de capital; crédito de los proveedores de equipos*

158. En el documento recién citado presentado al Seminario por la Secretaría de la CEPAL se analiza el papel que han desempeñado las instituciones financieras internacionales, así como el que probablemente desempeñarán en el futuro. Ya se ha indicado que unos dos

<sup>20</sup> Véase *supra*, párrafo 90.

<sup>21</sup> Véase *supra*, párrafo 144.

quintos de los 13 000 millones de dólares que demandaría la inversión en el sector eléctrico hasta 1970 corresponden a gastos en bienes de capital producidos fuera de América Latina. Así pues, es importante que esas instituciones puedan atender en el mayor grado posible el financiamiento de esta parte de la inversión. Pero ello no basta. Es necesario —como se ha destacado en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.36— crear mecanismos sustitutivos de financiamiento, sea por parte de los mismos organismos o de organismos nuevos, que eliminen el impacto desfavorable, desde el punto de vista financiero, de la sustitución de importaciones de bienes de capital para la industria eléctrica y que se deriva del hecho de que, en general, esas instituciones no autorizan el empleo de los créditos para adquisiciones en moneda local.

159. Las instituciones mencionadas deberían también promover el establecimiento de programas racionales de expansión eléctrica. En tal sentido se estima que el reciente ingreso del Banco Interamericano de Desarrollo al grupo de los organismos financieros internacionales y su estrecha colaboración con la CEPAL y la OEA serán un factor más para que la programación y el financiamiento del desarrollo eléctrico de América Latina guarden una relación más directa en el futuro que la que han tenido en el pasado.

160. No corresponde aquí ocuparse detalladamente de las posibilidades técnicas de sustitución de bienes de capital importados desde fuera del área, pues este punto se examina más adelante en el presente informe.<sup>22</sup>

## 2. Discusión del tema

### a) Necesidades de capital; participación relativa de las fuentes de financiamiento; importancia del autofinanciamiento

161. La industria eléctrica es de alto consumo de capital. En el Reino Unido, por ejemplo, la relación producto-capital es del orden de  $\frac{1}{4}$ , en los Estados Unidos, de  $\frac{1}{4.5}$  y en América Latina de  $\frac{1}{5}$ , siendo más baja en sistemas preponderantemente hidráulicos y más aún en sistemas nucleares.

162. De ahí la importancia de las cargas de capital en el costo de la energía eléctrica, pues si se toma una relación producto-capital igual a  $\frac{1}{5}$  y un coeficiente de 12 por ciento por concepto de intereses y amortización, ello significa que por cada dólar de venta de energía deberán destinarse 60 centavos al servicio del capital invertido en la planta eléctrica.

163. Se señaló que una manera de ahorrar capital es tener sistemas lo más grandes posibles, ya que ello reduce la potencia necesaria de reserva e introduce economías de escala en las ampliaciones de capacidad.

164. En lo que se refiere a la acumulación de capital se destacó que hay en esencia dos formas de ahorro: el voluntario y el forzoso. Este último es el que se realiza a través de impuestos al consumidor o por la vía de las ganancias no distribuidas de empresas privadas o estatales. Se presenta luego el problema de asignación de esos recursos por sectores, que se haría de acuerdo a una escala de prioridades.

165. Algunos de los expertos asistentes señalaron que la participación relativa del autofinanciamiento en la empresa eléctrica —sea ésta estatal o privada— debe ser por lo menos de un 50 por ciento y destacaron que este valor es el que se alcanza en el Reino Unido y que en América Latina el autofinanciamiento debería participar en mayor proporción debido a las dificultades de captar dinero en los mercados de capitales de la región y a las penurias de las tesorerías gubernamentales sobre las cuales pesan tantas demandas de otros sectores que compiten por dichos recursos.

166. En este sentido se hizo notar por determinados participantes que las promesas de aportes del estado a programas eléctricos no se cumplen muchas veces en la práctica, lo que provoca considerables demoras y pérdidas en la ejecución de los planes que habían previsto utilizar estos recursos.

167. Se convino en que el nivel de autofinanciamiento debe estar relacionado con la velocidad de expansión de la demanda. Por ejemplo, un sistema que es capaz de autofinanciarse en un 50 por ciento si crece al 8 por ciento anual, no podrá hacerlo en igual proporción si aumenta al 15 o al 20 por ciento, a menos que cuente con tarifas excesivamente onerosas para el consumidor y que distorsionarán la estructura de precios del sector energético. A este respecto se llamó la atención sobre el hecho de que, para la próxima década, se anticipan crecimientos de la demanda con tasas superiores al 10 por ciento anual.

168. Se señaló también que ese nivel de autofinanciamiento —por razones de justicia tributaria, si así puede decirse— deberá estar relacionado con el grado en que el sistema se expande para atender a nuevos consumidores, o incrementar o mejorar el servicio a consumidores ya existentes. Cuanto más predomine esta última causa, mayor será la equidad de obtener del costo de servicios actuales un aporte para expansión futura.

169. Respecto al nivel tarifario actual —analizado en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.51 de la Secretaría— se señaló que existe una considerable dispersión en la distribución de precios medios de venta por países. Así, sobre 15 países estudiados en dicho documento (en 1959) 8 tenían precios medios iguales o inferiores a 2 centavos de dólar por kWh, 4 tenían precios entre 2 y 4 centavos y otros 4, precios superiores a 4 centavos. Para su comparación, todos estos valores se determinan a través de tasas iguales a la paridad de poderes adquisitivos de las respectivas monedas calculadas por la CEPAL.

<sup>22</sup> Véase *infra*, párrafos 485-527.

170. La tarifa promedio (ponderado) para 1959 fue de 2.3 centavos de dólar por kWh. Se ha calculado que, para añadir 27.5 millones de kW a los servicios públicos en los próximos 10 años, y reponer en ellos 3.5 millones de kW, será necesario invertir 12 000 millones de dólares, un 60 por ciento de los cuales en moneda local. Teniendo en cuenta que el consumo de servicio público en 1959 fue de unos 40 500 millones de kWh y que para el final del período se estima un consumo de 150 000 millones de kWh, cada milésimo de dólar de aumento en el precio promedio de venta del kWh permitiría incrementar la recaudación bruta del sector eléctrico, en término medio anual durante el período, en unos 100 millones de dólares. Es decir, que para autofinanciar enteramente el costo de la expansión en moneda local —tomando en consideración lo que ya se financia con entradas propias de los servicios eléctricos— habría que incrementar el nivel promedio de la tarifa desde 2.3 hasta 2.9 centavos, o sea, un aumento de un 25 por ciento.

171. El representante del Banco Internacional expresó su satisfacción por el hecho de haber escuchado a varios participantes hablar de un nivel de autofinanciamiento de 40 a 60 por ciento del costo total de la expansión del sector eléctrico. Destacó la necesidad de ser realistas en la fijación del nivel de tarifas: la energía eléctrica más cara es la que no se produce. Este aspecto fue corroborado por la opinión de representantes de la Argentina y Chile, que expusieron ante el Seminario su onerosa experiencia de restricciones en la oferta eléctrica, con una pérdida de valor agregado en manufactura que representa varias veces el valor de una planta eléctrica que no se construyó por escasez de recursos de la empresa proveedora del servicio.

172. En América Latina las fuentes financieras para la expansión eléctrica suelen ser tres: los aportes estatales, los créditos externos y el autofinanciamiento (llamado a veces remanente de explotación). Hay otras fuentes, pero son de escasa importancia y pueden comprenderse dentro de los tres grupos mencionados.

173. Los aportes estatales están limitados no sólo por los ingresos del estado, sino también por las demandas competitivas de fondos para otros sectores esenciales: caminos, ferrocarriles, escuelas, hospitales, seguridad interna y externa, etc.

174. Los créditos externos se ven naturalmente limitados por la capacidad financiera de las instituciones respectivas. En general, ese financiamiento no puede representar más del 50 por ciento del monto de las obras eléctricas.

175. De ahí la necesidad de que las tarifas de venta de energía eléctrica se fijen teniendo en cuenta estos factores y a base de un plan financiero de la empresa para el futuro próximo concebido en tal forma que equilibre en lo posible los ingresos y egresos a través del período de tiempo a considerar.

176. Como ejemplos concretos de la participación relativa del autofinanciamiento, se señalaron los siguientes: en el Uruguay la UTE se autofinancia entre 50 y 60 por ciento; en Costa Rica el ICE prevé un nivel de autofinanciamiento de un 50 por ciento aproximadamente; en Chile la ENDESA financia en la actualidad su expansión en esta forma: 40 por ciento con remanente de explotación, 30 con créditos de organismos internacionales de financiamiento y 30 por ciento con aportes frescos del estado. Se piensa elevar el autofinanciamiento a 60 por ciento y reducir así la aportación requerida del estado a un 10 por ciento de las necesidades.

#### b) *El costo de oportunidad*

177. El Seminario discutió detenidamente el problema de la utilización del costo de oportunidad en lo que se refiere a decisiones dentro del sector eléctrico y, particularmente, a la selección de alternativas en las adiciones de capacidad instalada y de sustitución de mano de obra. Considerando la definición de costo de oportunidad, ya expresada en la presentación del tema,<sup>23</sup> se desprende que influye en dos tipos de decisiones; la decisión previa —por sobre el nivel, si vale decirlo así, del sector eléctrico— y la decisión referente a diferentes alternativas dentro del sector, que es la que interesa especialmente al Seminario.

178. Hubo acuerdo general en que el costo de oportunidad tiene escasa utilidad cuando interviene cierto tipo de decisiones, pues no es posible computar cuantitativamente la rentabilidad de inversiones en hospitales, escuelas o carreteras. En cambio, la mayoría de los participantes estimó que debe tenerse en cuenta para decisiones de comparación con otras inversiones reproductivas y, muy especialmente, para resoluciones internas al sector.

179. Se señaló que no sólo es importante tener en cuenta el costo de oportunidad actual, sino también su posible variación futura a través de la vida de las inversiones que se están analizando. Por ejemplo, en el caso de la ENDESA de Chile el costo nominal del dinero que recibe del estado ha venido aumentando desde un 5 hasta un 8 por ciento, variación que de algún modo refleja alguna posible modificación.

180. Otro ejemplo que se citó también fue el de Electricité de France, que determinó una previsión inicial optimista de un costo de oportunidad de 4 por ciento y en que esta estimación se ha elevado ahora hasta un orden del 7 por ciento.

181. En el caso de América Latina no parecen existir razones para suponer que se reducirá el costo del dinero, que es en cierta medida un índice de la escasez de recursos de capital, en un plazo mediano de 10 o 15 años.

182. En lo que se refiere a los métodos de compara-

<sup>23</sup> Véase *supra*, párrafo 149.

ción de alternativas de inversión, hubo consenso en considerar como más recomendable el llamado “método del valor presente”, que computa los valores de inversión inicial más una suma equivalente al valor actual de los costos anuales futuros. Esta equivalencia se calcula sobre la base de una tasa de actualización que es precisamente el costo de oportunidad a que se ha hecho referencia. El debate más a fondo de este punto fue considerado en el Comité III (tema 4).

183. Se observó asimismo que la distorsión entre costo de oportunidad del capital e interés nominal del dinero para la empresa eléctrica —especialmente si ésta pertenece al estado y recibe aportes directos del tesoro nacional— no es más que un ejemplo de lo que los teóricos del desarrollo económico han señalado como diferencias entre precios de mercado de los factores productivos y sus valores intrínsecos. Así, por ejemplo, la legislación social y de salarios y el poder de los sindicatos hace que el nivel de salarios sea en general superior al costo de oportunidad de la mano de obra. En el caso de las divisas extranjeras, la insistencia de los gobiernos de América Latina en mantener una estabilidad relativa de sus monedas en el mercado libre financiero, aun frente a intensos procesos inflacionarios internos, redundando en que, al sobrevaluar sus monedas, se distorsione también el precio real de las importaciones. Ambos factores se superponen para hacer que la sustitución de mano de obra nacional por bienes de capital importados resulte artificialmente más rentable de lo que en realidad es. Ello contribuye al desempleo en la región.

184. Se recordó que existe un estudio del Banco Internacional —publicado en enero de 1957— en que se trata precisamente de la tasa de interés a elegir para las comparaciones entre alternativas térmicas e hidráulicas. En dicho trabajo se expresa que un análisis de diversos proyectos gubernamentales de obras hidráulicas muestra que el interés promedio del dinero fue del orden de 4.5 por ciento, lo que se compara con una rentabilidad de inversiones en otros sectores de la economía del orden de 15 a 20 por ciento.

185. Como señalaron algunos participantes, en general no es necesario —ni sería posible— conocer con exactitud el valor del costo de oportunidad, sino que es suficiente tener una idea de su orden de magnitud para poder así compararlo con la rentabilidad de la diferencia de capital entre dos alternativas.

186. En lo que se refiere a este orden de magnitud hubo acuerdo en que variará mucho de país a país. Para Francia sería de un 7 por ciento, para los Estados Unidos entre 5 y 6 por ciento; para Chile —y posiblemente también la Argentina y el Uruguay— entre 10 y 12 por ciento (en la actualidad). En cambio, posiblemente sea bastante inferior en algunos países centroamericanos y en Puerto Rico que tienen acceso relativamente fácil a mercados financieros más amplios.

187. Se indicó también que aun cuando la tasa de interés de los préstamos del Banco Internacional para

obras eléctricas ha aumentado desde un 4 por ciento en los primeros años hasta un 6 por ciento en la actualidad, está todavía bastante por debajo del costo de oportunidad en la mayoría de los países de América Latina. Por otra parte, y aun para aquéllos que objetan la utilización del costo de oportunidad, como los préstamos del Banco sólo constituyen un porcentaje —casi nunca mayor del 50 por ciento del costo total de un proyecto— lo lógico sería tomar un promedio ponderado de la tasa a que presta el Banco y la que prevalece en los mercados locales de capital, según sea la participación relativa de dichas fuentes de financiamiento.

188. Se reconoció por aquellos que son partidarios de utilizar el costo de oportunidad en los cálculos de alternativas de inversión eléctrica que, en algunos casos, el uso de la tasa de interés prevaleciente en el mercado de capitales es una buena aproximación, suficiente a los efectos prácticos. Pero se insistió en que ello no sucede así, si se toma la tasa de interés a la que presta el estado a sus empresas, pues esa tasa es excesivamente reducida en general.

189. Se destacó la importancia de tener en cuenta un número suficiente de alternativas a comparar y de no basarse exclusivamente en un proyecto determinado para tratar de justificarlo. Es decir, la programación debe comenzar por determinar las necesidades de la demanda para considerar luego la forma más económica de satisfacerla dentro de las limitaciones impuestas por los recursos disponibles. Como todos los países relativamente escasos de capital, los países de América Latina son los que menos pueden permitirse el lujo de cometer errores que signifiquen dilapidar dichos recursos.

190. Se produjo un breve debate sobre la necesidad o no de agregar los costos de inversión en la producción y transporte de combustible a la alternativa térmica al compararla con la hidráulica. Así se procede, por ejemplo, en la Unión Soviética. Se indicó que ello no es necesario siempre que en el valor presente de la alternativa térmica se tenga en cuenta que el precio del combustible incluya una rentabilidad igual al costo de oportunidad sobre las inversiones en planta de producción y transporte del mismo.

191. Diversos participantes destacaron que las limitaciones de recursos financieros y la urgente necesidad de recuperar déficit sustanciales en la oferta imponen a veces la elección de soluciones que no son las más económicas a largo plazo. Tal fue la causa, por ejemplo, de que a los consultores extranjeros en el estudio eléctrico argentino se les impusiera el criterio de la “inversión mínima” para elegir el programa de expansión del sector.

192. Con respecto al método usado en la URSS de recuperar el capital diferencial en 10 años, que también persigue la intensidad óptima del capital, se señaló que equivale a tomar una tasa de interés que puede calcularse en cada caso. Así, para una relación de costos de

inversión hidráulico-térmica de 1.5 y períodos de depreciación de 50 y 30 años respectivamente, la recuperación del capital diferencial en 10 años equivale a una tasa del orden de 10.5 por ciento.

193. Otros criterios sugeridos para la determinación del costo de oportunidad fueron la rentabilidad de inversiones de riesgo similar al de la eléctrica; la rentabilidad establecida por la legislación eléctrica —este valor debería ser un límite inferior de dicho costo— etc.

c) *Inflación y financiamiento eléctrico; impuestos específicos de electrificación; instrumentos de deuda; procedimientos de ahorro forzoso*

194. Existió unanimidad en el sentido de destacar los estragos causados en el financiamiento eléctrico por el fenómeno inflacionario y la vigencia en muchos países de legislaciones de regulación inapropiadas para corregir dichos estragos. Se señaló en particular el caso del Brasil, país en que las tarifas se fijan todavía a base del costo histórico de inversión, pese a la acentuada desvalorización de la moneda. Ello representa una reducción equivalente de la rentabilidad real de la tarifa.

195. En varios países se ha corregido la legislación para enfrentar este problema, y a este respecto se recordaron las leyes recientes de la Argentina y Chile. En el primer país se ha establecido que la rentabilidad de las tarifas debe incluir un 10 por ciento sobre el valor del activo medido en valor de reposición (3 por ciento de depreciación y 7 de beneficio neto). Los ajustes son anuales. En el caso de Chile se establece un nivel de beneficios brutos de 10 por ciento sobre el valor del activo inmovilizado neto, más una depreciación técnica no inferior al 2.5 por ciento de los valores originales periódicamente revaluados de acuerdo con los niveles vigentes de precios.

196. Los representantes de empresas privadas indicaron que la vigencia de tarifas excesivamente reducidas no sólo hace que el autofinanciamiento de la expansión sea escaso o nulo, sino que disminuyan a la vez las posibilidades de atraer nuevos capitales del mercado privado.

197. En lo que respecta a las disponibilidades de capital para el sector eléctrico, se destacó por algunos participantes que el ahorro en América Latina no es tan bajo. El coeficiente de inversión oscila alrededor del 15 por ciento en promedio regional y en algunos casos llega al 20 por ciento o lo supera. No es tanto la escasez de recursos, sino su mala distribución lo que detiene el ritmo de desarrollo en los países latinoamericanos. De ahí la importancia de canalizar los ahorros hacia sectores básicos que han sido descuidados, y ese es el caso del sector eléctrico.

198. En tal sentido se hicieron varias sugerencias sobre instrumentos de deuda con cláusula oro —por ejemplo, respecto al precio del kWh, como en Francia— o

sobre mecanismos de aporte forzoso, como la obligación de comprar bonos o acciones de la empresa a fin de poder disponer de la conexión de servicio, y ello en proporción a la importancia de dicho servicio en potencia demandada.

199. Se discutió también el papel de los bancos gubernamentales de inversión. En el caso del Brasil, se señaló que el Banco Nacional de Desenvolvimiento Económico cuenta entre los recursos para el sector eléctrico, con fondos provenientes del acuerdo Estados Unidos-Brasil de compra de excedentes agrícolas de acuerdo con la Ley 480 y con recursos originados en el Fondo de Electrificación. Este último se cubre en parte con la recaudación del impuesto de electrificación, que en el Brasil es un impuesto fijado en un cierto número de unidades monetarias por kWh. Esto tiene el inconveniente de que el valor real de la recaudación del impuesto disminuye con la inflación. Por otra parte, un impuesto *ad valorem* es injusto en el sentido de que recarga más, en términos absolutos, a los consumidores de aquellas zonas en que la generación ya es cara. Una solución de compromiso podría ser un impuesto *ad valorem*, pero con un tope en valor absoluto.

200. La mayoría de los participantes se opuso a la existencia de impuestos específicos sobre la electricidad para el financiamiento del desarrollo eléctrico y mostró su preferencia por una tarifa realista, sin perjuicio de que el estado o sus representantes controlen o supervisen el uso de los recursos excedentes recaudados por la tarifa.

201. En lo que se refiere al mecanismo legal de ordenamiento del servicio eléctrico, se sugirió la posibilidad de establecer normas de incentivo para la mejora de la productividad. Se indicó, como ejemplo posible de ello, una escala en que el beneficio autorizado máximo de la empresa crezca con una mejora en determinados índices de productividad, particularmente el de consumo de combustibles en centrales térmicas.

202. En cuanto al tema de la tributación sobre la electricidad como medio de producir mayores recursos para los gastos generales del sector fiscal, los participantes estuvieron de acuerdo en recomendar la eliminación de todo impuesto, debido a su impacto negativo sobre el financiamiento y a los efectos de distorsión sobre los precios en el sector energético. Se consideró que el precio de venta de la energía eléctrica debía ser el más bajo posible siempre que fuera compatible con los aspectos de financiamiento antes examinados.

203. También se destacó que para comparaciones internacionales de costos de producción y precios de venta de la energía eléctrica, era necesario establecer con precisión la parte de la tarifa que corresponde a impuestos.

204. Por lo que toca a la tributación en los países exportadores de capital, se discutió el interés que tendría establecer en ellos incentivos fiscales que promuevan esta exportación dentro de lo que sea compatible con los

principios de justicia tributaria y redistribución del ingreso en dichos países.

d) *Papel de las instituciones financieras internacionales; el problema de la sustitución de importaciones de bienes de capital; créditos de los proveedores de equipos*

205. En el Seminario se mencionaron algunas cifras sobre la participación relativa de las instituciones financieras internacionales en la inversión en América Latina y particularmente en el sector eléctrico. En 1950-60 los préstamos autorizados para electricidad por el Banco de Exportaciones e Importaciones de los Estados Unidos ascendieron a un 5 por ciento de sus préstamos totales a América Latina, que en dicho período fueron de 2 500 millones de dólares. El Banco Internacional prestó para obras eléctricas el 50 por ciento del total otorgado para América Latina (1 000 millones de dólares, en el período mencionado). En consecuencia, el aporte total en créditos al sector eléctrico fue de unos 650 millones de dólares.

206. También durante 1950-60 el total autorizado de los préstamos a largo plazo del Gobierno de los Estados Unidos e instituciones financieras internacionales a América Latina fue de 4 700 millones de dólares, mientras que la afluencia neta de capital privado a largo plazo —incluyendo utilidades reinvertidas— a la región fue de 7 500 millones de dólares.

207. Si se tiene en cuenta que el producto bruto de América Latina es del orden de unos 70 000 millones de dólares y si se estima la inversión neta necesaria para mantener un ritmo medianamente adecuado de desarrollo económico en un 15 por ciento, resulta que el aporte anual de capital externo —oficial, internacional y privado— es del orden del 10 por ciento de las necesidades de inversión.

208. Entre las instituciones financieras internacionales figura desde hace poco tiempo el Banco Interamericano de Desarrollo. Su representante en el Seminario destacó la necesidad de que las solicitudes para préstamos eléctricos estuviesen bien estudiadas tanto en el aspecto técnico como en el económico-financiero, así como la importancia de disponer de un plan racional y orgánico de desarrollo eléctrico. Dadas las posibilidades financieras actuales del Banco, su esfuerzo se canalizará en buena parte en prestar o financiar asistencia técnica a los países que la requieran.

209. Diversos participantes plantearon el problema relacionado con el financiamiento por esas instituciones de las compras de equipo en los mercados locales, pues de lo contrario la creciente sustitución de importaciones agrava el problema financiero de la expansión eléctrica. El representante del Banco Internacional expresó que dicho organismo está considerando cuidadosamente la cuestión, especialmente en los casos de México y el Brasil, en que las compras externas pueden reducirse

a no más del 20 por ciento de la inversión total. Es evidente, pues, que si el Banco se limitara a financiar la componente externa, estaría reduciendo su participación en el desarrollo eléctrico. En México se ha autorizado ya la utilización de parte de los créditos del Banco en compras dentro del país. Sin perjuicio de reconocer la validez de estas observaciones, destacó la necesidad de desarrollar la industria de bienes de capital eléctrico en forma racional para que la economicidad de la sustitución de importaciones sea un principio cuidadosamente observado. Por lo tanto, el costo de producción local de los equipos no debería sobrepasar en más de un determinado porcentaje el costo del equipo similar importado.

210. En lo referente a los créditos de proveedores de equipos algunos participantes señalaron los peligros provenientes de los plazos excesivamente cortos que podrían debilitar la estabilidad financiera de la empresa eléctrica. Otros expresaron que —dada la limitación de recursos del Banco Internacional y otras instituciones— resulta imprescindible recurrir, aunque sea en cierta medida, a dichos créditos. Las condiciones de éstos han mejorado, debido a la creciente competencia, habiéndose llegado, por ejemplo, a plazos de 10 años o más.

### 3. Conclusiones y recomendaciones

211. De los trabajos considerados por el Seminario en la discusión de este tema, y de los resultados de sus deliberaciones, se desprendieron las siguientes conclusiones:

a) Se destaca la importancia de adoptar una tasa de interés adecuada para utilizar en los cálculos destinados a elegir entre alternativas de inversión en el sector eléctrico, de modo que la tasa refleje con la mayor aproximación posible la escasez de recursos de capital en el país en cuestión.

b) Es indispensable fijar tarifas razonables y realistas con mecanismos que neutralicen el impacto del fenómeno inflacionario y de tal manera que la empresa eléctrica pueda cubrir sus costos reales y autofinanciar su expansión en una proporción compatible con la velocidad de dicha expansión y con el ritmo de extensión del servicio eléctrico a nuevos consumidores.

c) Una vez estabilizada la situación financiera de la empresa eléctrica en un nivel razonable, es necesario seleccionar y establecer mecanismos adecuados para la canalización de ahorros privados hacia el sector eléctrico, tanto en el caso de empresas de propiedad estatal como en las de propiedad privada.

212. En vista de las consideraciones hechas en torno al tema de las necesidades de capital y métodos de financiamiento, el Seminario hace las siguientes recomendaciones al respecto:

a) Que la Secretaría de la CEPAL recoja y coordine los estudios realizados en algunos países sobre métodos de decisión entre inversiones alternativas con el obje-

to de mejorarlos y ajustarlos en lo posible, y con miras a la adopción de una metodología de uso general, a la vez que para ponerlos en conocimiento de aquellos países o empresas que se interesen en dichos estudios.

b) Que los gobiernos estudien y adopten políticas financieras para el desarrollo eléctrico, que se integren dentro de la política nacional económica y de inversiones, considerando el mejor uso en cada caso de las diversas fuentes de recursos disponibles.

c) Que la Secretaría de la CEPAL convoque, a la brevedad posible, a una reunión de expertos para estudiar los problemas de tarifas eléctricas, a fin de que los análisis y conclusiones respectivos sirvan de base para

la adopción de políticas adecuadas por parte de las empresas eléctricas de América Latina.

d) Que los gobiernos adopten una política tributaria adecuada para evitar recargos al consumo eléctrico y distorsiones en la estructura de precios del sector energético. Concretamente se recomienda la eliminación de los impuestos específicos al consumo eléctrico.

e) Que las instituciones financieras internacionales estudien el problema referente al financiamiento de compras de bienes de capital de producción local para obras eléctricas, particularmente en aquellos países que han avanzado de manera considerable en la sustitución de importaciones de dichos bienes.

#### D. CRITERIOS ECONÓMICOS PARA SELECCIONAR LAS ALTERNATIVAS POSIBLES EN EL DESARROLLO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

##### 1. Presentación del tema

213. Varios de los innumerables aspectos que presenta el problema del desarrollo de los sistemas eléctricos han sido abordados en la extensa documentación que acerca del tema recibió el Seminario. En los párrafos que siguen —citando la exposición a uno de los documentos centrales (el ST/ECLA/CONF.7/L.2.1)— se pone particular acento en los criterios económicos.

##### a) Factores especiales que influyen sobre los criterios económicos

214. El análisis económico de la rentabilidad, en general, tiene como objetivo la determinación del beneficio máximo por el empleo adecuado de los recursos disponibles: humanos, naturales y financieros. En el caso de los sistemas eléctricos la dificultad en la determinación de ese beneficio máximo radica en que las instalaciones deben planificarse con gran anticipación y rendir sus frutos durante períodos largos (30 a 65 años).

215. Hay muchos factores externos al proyecto, que influyen en el monto y en la manera de determinar los beneficios. Entre ellos conviene destacar:

- i) la propiedad del negocio eléctrico,
- ii) la rentabilidad y el costo económico del dinero, y
- iii) otras consideraciones que influyen en los criterios de decisión.

216. Con respecto al primer factor, si la propiedad es privada, el empresario generalmente considera sólo las entradas y gastos que figuran en sus balances y procura que sus utilidades directas sean máximas. En cambio, una empresa de propiedad pública deberá considerar, además de los beneficios directos de su inversión, los efectos indirectos y sociales, tanto por el lado de los insumos como por el de los bienes y servicios producidos. (Véase el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.22.)

217. En lo que toca al segundo factor, cabe señalar que en toda comparación de alternativas, influye directamente el costo del dinero. Para una empresa privada

será el precio a que puede obtenerlo en el mercado de capitales. Para una empresa pública no será tan fácil precisar ese costo, sobre todo si la asignación de dinero debe hacerse comparando la inversión para electricidad con otras inversiones públicas que generalmente sólo producen beneficios indirectos difíciles de cuantificar.<sup>24</sup>

218. Entre las otras consideraciones que influyen sobre los criterios de decisión, cabría mencionar las siguientes:

- i) la escasez de medios financieros, que obliga a elegir las soluciones con menor densidad de capital;
- ii) la urgencia del suministro, que tiene un peso considerable en la elección en los casos que existe racionamiento eléctrico, pues obliga a optar por soluciones que sin ser necesariamente las más convenientes deben elegirse por su menor tiempo de construcción, y
- iii) la economía de divisas o la existencia de financiamientos para ciertos tipos de obras y no otros.

219. Como ejemplo de otras consideraciones que influyen en las decisiones conviene señalar que en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.29 se hace una comparación económica a partir de 1971 entre la utilización del Salto Grande en el río Uruguay (proyecto internacional argentino-uruguayo) y una usina térmica equivalente para el servicio de la zona litoral argentina. Las empresas consultoras no recomiendan la solución hidroeléctrica porque exige una inversión que sobrepasa en 100 millones de dólares a la requerida por la usina térmica. Sin embargo, en el trabajo mencionado se hace hincapié en que el estudio de comparación debe considerar entre otros factores de significación los siguientes:

- i) los beneficios que pueden reportar a la navegación las obras del Salto Grande;
- ii) las divisas que insume cada solución, y
- iii) la inclusión de las inversiones requeridas para la producción de los combustibles entre las necesidades de capital impuestas por la solución térmica.

<sup>24</sup> Sobre esta materia se sostuvieron en el Seminario extensas discusiones en las reuniones de los Comités I y II.

## b) *Criterios de prioridad*

220. Los desarrollos eléctricos se abordan en América Latina con tres limitaciones fundamentales —insuficiencia de información básica, escasez de elemento humano técnico y estrechez de medios financieros— que obligan a fijar prioridades para su realización. Los criterios de prioridad guardarán relación con la mayor o menor información básica, el uso posible de la energía, etc.

## c) *Selección del tipo y tamaño de las centrales para un sistema eléctrico*

221. Los métodos muy elaborados de análisis comparativos de alternativas sólo tienen aplicación cuando la información que se utiliza alcanza un grado de aproximación equivalente al que se busca con ellos.

222. Como la carencia de buena información básica para examinar varias soluciones es frecuente en los países latinoamericanos, deberían preferirse las comparaciones cuantitativas sencillas acompañadas de apreciaciones cualitativas para elegir la solución hidroeléctrica más conveniente. Ésta puede luego compararse en detalle con las alternativas termoeléctricas a vapor o diesel posibles.

223. El personal técnico disponible debería dedicarse a una elaboración completa y perfeccionada del proyecto elegido, más que a la discusión detallada de diferentes centrales alternativas. Sin embargo, cuando el sistema eléctrico adquiere cierto tamaño, la comparación se hace no para decidir por una central, sino para un conjunto de obras a realizar dentro del período del programa (generalmente 10 años). Para un sistema grande, los saltos bruscos en sus instalaciones son poco posibles técnicamente y no resultan económicos. El agregado de nueva capacidad se transforma entonces en un proceso continuo.

224. Las ventajas de contar con un programa para un plazo relativamente largo, aparte de evitar soluciones bajo el apremio de escaseces de energía, permite ordenar la recolección de informaciones básicas y reducir el riesgo de decidir sobre obras que perjudiquen el aprovechamiento integral de un río o cuenca a través de un estudio demasiado local.

225. Por ello, es necesario estudiar lo que sucede con el programa en un cierto plazo. El método clásico en la industria es representar la inversión por una anualidad calculada con las fórmulas habituales, que toman en cuenta el período de años en que el capital debe ser devuelto con un interés fijo. Conociendo los gastos anuales de operación y las entradas, la diferencia entre ambas cantidades da la entrada neta, que debe compararse con la anualidad destinada a devolver el capital para ver si queda una ganancia adicional o hay déficit. De este modo se determina el resultado para cualquier año dentro del plazo de comparación elegido. Este método —que se denomina a veces “costo uniforme

equivalente anual”— es criticado porque implica la idea de que el pago anual que se hace por una instalación anticuada, es el mismo que se hacía originalmente por la instalación nueva.

226. Hoy día se prefiere el concepto de “valor presente”, que consiste en reducir cualquier cantidad, entrada o gasto del año  $n$ , al presente, elegido como origen de los tiempos, dividiendo dicha cantidad por  $(1 + i)^n$ . Equivale a remplazar el gasto o la entrada del año  $n$  por un capital que, puesto a una tasa de interés  $i$  en el momento presente, produzca el año  $n$  la misma cantidad. Así, la inversión, los gastos y entradas futuras quedan representados por capitales equivalentes en el momento “presente”, cuya combinación permitirá apreciar el proyecto en todo el plazo de comparación elegido. Naturalmente, la “tasa de actualización” corresponderá al costo de oportunidad fijado para el dinero.

227. En cuanto al factor precios futuros, se estima que debe utilizarse con sus valores actuales, por imposibilidad práctica de hacer pronósticos fundados sobre su evolución, salvo en casos especiales. Si la tasa de actualización es elevada, los períodos de comparación no necesitan en general sobrepasar los 15 años, pues los acontecimientos posteriores a esa fecha tendrán relativamente poco peso.

228. Cuando se quieren comparar diversas soluciones hidroeléctricas entre sí, se propone como ejemplo el sistema del “coeficiente de valor”. Consiste en comparar en el lapso elegido para el estudio los beneficios producidos por una central hidráulica y los de una central térmica equivalente usada como referencia. Los beneficios se miden determinando los valores presentes de las inversiones, las entradas y los gastos en todo el período para ambas centrales. La diferencia entre las entradas y los desembolsos (inversiones y gastos) para una central, da su utilidad que se compara con la de la otra. Si la hidráulica es superior a la térmica hay enriquecimiento relativo. El “coeficiente de valor” será tanto mayor cuanto más importante sea el enriquecimiento en relación con la inversión.

229. Entre los otros procedimientos que se han considerado en el Seminario, cabe mencionar el que se utiliza en la URSS —y que tiene cierta similitud con el coeficiente de valor— conocido como “tiempo de recompensa (repago) del capital extra invertido”, y, finalmente, otro tipo de aproximación al mismo problema que se basa en el análisis del costo de producción de la energía en las diversas horas del año, método empleado con frecuencia para la determinación de sistemas tarifarios. (Véase a este respecto el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.47.)

230. Una vez comparadas las distintas centrales entre sí, podría ser materia de tanteos sucesivos formular el programa más conveniente para los 5 o 10 años próximos. Sin embargo, cuando el sistema es grande e implica la elección de un gran número de centrales en el período del programa —fácilmente 50 en un sistema



europeo—, se requiere acudir a procedimientos más sistemáticos. Se utiliza la programación lineal, imponiendo al sistema de ecuaciones la obligación de hacer mínimo el “desembolso total presente” y de cumplir las combinaciones de demanda máxima y consumo antes descritas, además de otras condiciones que quieran exigirse al programa: mantener una cierta proporción térmica o un determinado consumo de divisas, etc.

231. Las incógnitas en ese sistema de ecuaciones son las características que definirán las centrales, y se acepta que todas las condiciones se pueden expresar como igualdades o desigualdades lineales de ellas. Conocidas las soluciones de las incógnitas, se buscarán las centrales de más alto “coeficiente de valor” que las satisfagan. El procedimiento requiere algunos ajustes para alcanzar la respuesta final.

232. En la mayor parte de los sistemas de América Latina bastará por ahora proceder por tanteos, debido al reducido número de centrales que formarán parte de la programación.

233. En otro de los documentos presentados al Seminario (ST/ECLA/CONF.7/L.2.4) destaca la importancia de la evaluación de los recursos primarios autóctonos de energía para establecer estudios económicos de comparación no sólo entre sí, sino también en relación con los que podrían importarse. Ello constituirá una base para definir la política de desarrollo eléctrico de una región o país. En el caso de los combustibles las investigaciones deben abarcar asimismo el precio probable de entrega durante un período similar al de la vida económica de una central eléctrica y la forma de transportar la energía (combustible o energía eléctrica).

234. Por otra parte, en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.6 se analizan las ventajas que se obtienen del funcionamiento combinado de centrales hidro y termoeléctricas para el abastecimiento de un sistema y se expone un método para aprovechar la sección de un río en la forma más conveniente para la economía de un país.

235. El método mencionado, que se refiere directamente a la elección del tamaño del embalse y a la potencia a instalar en el tramo de un río, se apoya en la consideración simplificatoria de que las diversas variantes dependen en la mayoría de los casos sólo de dos parámetros básicos, que son el caudal diario medio garantizado y la relación entre la capacidad hidroeléctrica segura del sistema y la demanda máxima de él.

236. El documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.10, partiendo de que el proyecto más económico para la adición a un sistema es el que permite a este último proporcionar a los consumidores la energía a menos costo que el logrado con cualquier otra fuente complementaria durante varios años, expone en detalle los pasos que metódicamente se deben dar en el análisis económico de un proyecto hidroeléctrico para aumentar la capacidad generadora de un sistema.

237. Por su lado, en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.35 se reconoce que los problemas que se encaran cuando se trata de hallar un método teórico general para el dimensionamiento de centrales hidroeléctricas son delicados y se concluye claramente la imposibilidad de estudiar por separado las normas de equipamiento y las escalas de tarifas. Para la operación de sistemas provistos de fuentes hidro y termoeléctricas el equilibrio de los costos marginales entre ambos tipos de centrales es un criterio generalmente válido.

238. En otros dos trabajos presentados al Seminario (ST/ECLA/CONF.7/L.3.1 y 3.2) se han reseñado las características que debe satisfacer un proyecto hidroeléctrico formulado adecuadamente y justificado desde el punto de vista económico según los procedimientos usuales del Cuerpo de Ingenieros y de la Comisión Federal de Energía de los Estados Unidos. Se puntualiza que los beneficios de un proyecto se hacen máximos si la escala de un aprovechamiento se extiende hasta el punto en que los agregados por el último incremento son iguales a sus costos.

239. Para apreciar las necesidades globales de embalse en un sistema hidroeléctrico se ha expuesto un método en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.3.3, en el que se subraya que las características de una nueva central sólo deben fijarse teniendo en cuenta los intereses de orden energético y económico de todo el sistema de que va a formar parte.

240. Por lo que toca al aspecto de calcular el consumo de combustible en las centrales eléctricas, en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.30 se destaca la necesidad de conocer esos consumos en un año dado, ocupando la central que se examine la posición más económica dentro del diagrama de carga.

241. Las tendencias actuales del diseño y empleo de las turbinas a gas y de las turbinas a vapor se han examinado en los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.2.31 y 2.13 respectivamente. A base de ellos el Seminario ha podido informarse de las ventajas que ofrece en cada caso su aplicación en campos de acción específicos y de las perspectivas de su evolución futura.

242. En el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.18 se examinan algunos factores que, sin ser peculiares a América Latina, pueden influir decisivamente—por la magnitud que adquieren en la región— en determinadas características de las centrales eléctricas. La importancia que tiene para la economía del abastecimiento de electricidad la elección de las tensiones de transmisión y distribución se analiza en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.16, en el que se exponen algunas directivas para la selección y adecuado escalonamiento de voltajes.

d) *El uso complementario de los recursos térmicos e hidráulicos. Posición de la energía nuclear*

243. La complementación de los recursos térmicos o

hidráulicos produce las condiciones de operación más favorables.

244. La operación de un sistema eléctrico debe asegurar el servicio del modo más económico posible. En un sistema mixto con centrales de embalse y térmicas, la operación combinada es compleja. El aprovechamiento óptimo del recurso supone el empleo de embalses de regulación estacional y el uso de ellos así como el de los estanques de regulación horaria para la modulación principal de la carga. La energía disponible de las centrales de pasada se empleará en la base de las curvas de carga.

245. Las plantas térmicas estarán sobre o bajo las plantas de embalse en la curva de carga, según sea la proporción de éstas y el tipo de año hidrológico de que se trate. A la luz de estos principios se ha examinado la situación en algunos países latinoamericanos.

246. Son varios los documentos presentados al Seminario para la discusión de este importante aspecto<sup>25</sup> y en todos ellos se ponen de relieve las ventajas que pueden obtenerse a través de la combinación de energía térmica e hidroeléctrica en el desarrollo de un sistema, puntualizando que la hidro y la termoelectricidad no son alternativas que se excluyen mutuamente.

247. La Comisión Económica para Europa ha proporcionado al Seminario datos sobre la relación entre la producción hidro y termoelectrica en aquella región en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.25.

248. En otros documentos (ST/ECLA/CONF.7/L.2.19, 2.21 y 4.3), al exponerse también las ventajas de la operación combinada de plantas hidro y termoelectricas, se hace referencia a la situación técnicoeconómica actual de las centrales electronucleares y al papel que les correspondería desempeñar dentro de la curva de carga de un sistema.

249. En cuanto a la posición de la energía nuclear en el aspecto que aquí se examina, cabe señalar que las centrales electronucleares —aun las de gran tamaño— tienen un costo elevado por kW instalado, y su combustible, si bien de bastante menor costo por kWh que los combustibles convencionales, representa todavía una cifra significativa. En esas condiciones las plantas nucleares deben trabajar como unidades base.

250. En la actualidad los países instalan centrales electronucleares por tres razones principales:

- i) escasez de otros medios de generación;
- ii) necesidad de adquirir la técnica requerida para fabricar el equipo nuclear, y
- iii) posibilidad de obtener experiencia para futuros desarrollos comerciales.

251. Las condiciones para justificar en este momento la instalación comercial en América Latina de este tipo de centrales sólo parecen presentarse en muy contados casos.

<sup>25</sup> Véanse especialmente ST/ECLA/CONF.7/L.2.6, 2.8, 2.9, 2.10 y 2.22.

#### e) *La interconexión de sistemas y sus ventajas*

252. La interconexión entre sistemas se ha desarrollado en forma paulatina y a medida que han ido entrando en contacto por el crecimiento propio. La ventaja más clara del trabajo en conjunto está en el aprovechamiento de la “diversidad” existente en los diagramas de carga y las condiciones de generación de los sistemas. Además, la interconexión facilita el aprovechamiento de importantes recursos energéticos intransportables en otra forma que no sea la eléctrica (hidroenergéticos), o que es antieconómico transportar de otro modo (caso de los carbones de bajo poder calorífico).

253. Aparte las anteriores, las ventajas de la interconexión son múltiples y cabría enumerarlas así:

- i) permite utilizar mejor las instalaciones por las diferencias horarias en los diagramas de carga;
- ii) aumenta la eficiencia de la operación al disponer de un mayor número de fuentes generadoras;
- iii) reduce la capacidad de reserva total;
- iv) introduce mejoramientos de orden técnico derivados de la necesidad de adoptar los estándares del más eficiente de los sistemas interconectados;
- v) facilita el desarrollo de los recursos en común a mayor escala, en forma más completa y en el orden más eficiente, y
- vi) desarrolla el espíritu de cooperación.

254. La interconexión crea problemas técnicos, de organización, de comunicación y económicos que es necesario resolver entre los sistemas interconectados. Su operación conjunta se regula en general del mismo modo que el de un gran sistema único, haciendo operar las plantas de manera tal que todas tengan el mismo costo incremental.

255. En varios documentos del Seminario (véanse ST/ECLA/CONF.7/L.2.22, 2.8 y 2.21) se hace un recuento de las ventajas derivadas de la interconexión de sistemas. Los dos últimos citados reseñan la experiencia de la T.V.A. en los Estados Unidos y del Sistema Guanajuato-Michoacán-Chapala en México, respectivamente.

256. La Comisión Económica para Europa y el Comité de Estudios de UNIPED<sup>26</sup> han examinado los resultados obtenidos por los países europeos en materia de interconexión de sus sistemas eléctricos destacando aspectos tan importantes como los objetivos que se persiguen, el desarrollo de las interconexiones en ámbitos nacionales e internacionales, la evolución de los trasposos de energía, las condiciones técnicas exigidas para la interconexión de sistemas y condiciones necesarias para su organización, la operación combinada de varios sistemas nacionales, etc.

257. La posible coordinación de programas de electrificación en Centroamérica se estudia en la primera parte del documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.2,<sup>27</sup> en

<sup>26</sup> Véanse ST/ECLA/CONF.7/L.2.25 y 2.11, respectivamente.

<sup>27</sup> Eugenio Salazar, Coordinación de programas de electrificación en Centroamérica, reproducido *infra*, sección II.

que se analizan en términos generales tres proyectos de carácter internacional: *i*) la interconexión de los sistemas eléctricos de Honduras (ENEE) y de El Salvador (CEL) adelantando el desarrollo de la zona Yojoa-Río Lindo en Honduras, *ii*) la alimentación, en algunos años más, de la zona noroeste de Guatemala (Puerto Barrios, Puerto Matías de Gálvez y otras localidades vecinas) por extensión del futuro sistema central de transmisión, desde San Pedro Sula en Honduras, y *iii*) la eventual interconexión de Nicaragua con los sistemas eléctricos de Honduras y El Salvador, lográndose producir con ello desplazamientos de energía firme de Nicaragua (sistema Tuma-Viejo-Matagalpa y Central térmica de Managua) a Honduras y El Salvador, país este último que devolvería al sistema interconectado común la energía excedente en la estación de lluvias de sus centrales (sin embalse) en el río Lempa.

f) *Desarrollo eléctrico en áreas actualmente sin servicio o con servicio insuficiente*

258. Dentro de este punto del temario se ha considerado conveniente analizar dos problemas especiales: *i*) el de las zonas aisladas carentes de servicio eléctrico y que deben ser atendidas por fuentes generadoras propias, y *ii*) el de las grandes regiones en que se decide hacer una oferta anticipada de energía como medio de estimular el desarrollo económico.

259. Para las zonas aisladas se ha señalado, como manera mejor de determinar la demanda, la comparación con otras zonas aisladas ya desarrolladas eléctricamente y de características socioeconómicas análogas. Estas zonas deben desarrollarse conforme a normas técnicas uniformes en el país y debe prestárseles la asistencia requerida durante la instalación y la operación posterior. Siempre debe considerarse la posibilidad de interconexión futura y, así, incluso las pequeñas centrales hidráulicas pueden integrarse en sistemas de mayor tamaño, en forma económicamente satisfactoria.

260. En el caso de extensas zonas rurales en que se desea realizar una oferta anticipada de electricidad —junto con establecer vías de transporte y otros servicios— para provocar nuevas actividades económicas y una elevación de las condiciones de vida, conviene atenderlas desde un sistema existente por extensión de sus líneas de transmisión. Estos consumos no representan sino un porcentaje pequeño del suministro anterior del sistema y, por lo tanto, no tienen una influencia inmediata en la economía de la empresa. El estado deberá sustituir la acción de la empresa en el caso lógico de que ésta no se interese por resolver tales problemas por el hipotético rendimiento directo de las inversiones en estos desarrollos incipientes.

261. El problema que plantean la baja densidad demográfica y el reducido ingreso por habitante de la población rural en México para la electrificación del campo se ha abordado en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.24. En él se han propuesto algunos criterios para

fijar prioridades zonales basados en la longitud de las líneas de transmisiones y la forma de realizar en ellas la electrificación, previendo también el caso de centrales aisladas, pero con miras a una integración posterior.

262. En el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.12 se resumen las investigaciones del mercado para establecer la demanda eléctrica en las zonas rurales de la Isla de Trinidad y se presenta un método empírico para estimar la conveniencia económica directa de las ampliaciones de un sistema, con aplicación a la mitad sur de la isla.

263. La experiencia de la electrificación rural en Chile, mediante la labor combinada de la empresa de carácter estatal ENDESA y de las cooperativas de consumidores ha sido objeto de examen y análisis en otro trabajo presentado al Seminario. (Véase el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.32.)

264. Finalmente, en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.5 se presenta una breve descripción y análisis de los sistemas eléctricos rurales en los Estados Unidos.

## 2. *Discusión del tema*

Dado el entrelazamiento que existe entre los diversos puntos, debe advertirse aquí que se han agrupado los temas de discusión en forma distinta a la que se ha utilizado en el informe.

a) *Factores especiales que influyen sobre los criterios económicos en materias eléctricas, y*

b) *Criterios de prioridad*

265. Se entró en materia señalando que existen factores externos que inciden apreciablemente en el examen de alternativas para el desarrollo de un sistema eléctrico: la propiedad de la empresa, la rentabilidad y costo del dinero, las tarifas, etc. Además, existen otras consideraciones circunstanciales que fijan criterios de selección tales como la escasez de medios financieros, la urgencia de una solución, la economía de divisas, etc.

266. Refiriéndose a la propiedad de la empresa se destacó —como se señaló ya en la presentación del tema— que si ésta es privada se mueve, opera y desarrolla legítimamente, en función de las utilidades de sus balances, aunque en grado menor contempla también los beneficios indirectos. La empresa pública, en cambio, para tomar decisiones considera además de gran importancia los beneficios indirectos que pueden llegar a ser en sí la justificación de la solución alternativa correspondiente. Se puso como ejemplo el valle del Cauca (Colombia) donde existen centrales hidráulicas y una planta térmica con capacidad de 20 000 kW que consume aproximadamente 20 000 toneladas anuales de carbón. En los próximos 4 años se espera elevar la capacidad instalada total a 180 000 kW, de los cuales 60 000 serán térmicos y requerirán un aprovechamiento de más o menos 200 000 toneladas de carbón al año. Se subrayó que en este caso la empresa pública tomó en conside-

ración que el consumo de carbón liviano de la central térmica sería una base para la inversión de nuevos capitales en la mina correspondiente, los que permitirían una explotación más eficiente de ella, dando lugar inclusive a un saldo exportable de carbones de alta calidad, con lo que se tonificaría apreciablemente la economía de la región.

267. Otro ejemplo ilustrativo fue el que plantea la necesidad de suministro eléctrico a una población portuaria, ubicada en una zona con escasos recursos hidroeléctricos, existiendo una mina de carbón al interior del país, sin buenas vías de comunicación entre ambas. Es indudable que la elección de una central alimentada a carbón, en alternativa con otra abastecida a petróleo, favorecería la construcción o mejoramiento de las vías de comunicación con la misma con el beneficio correspondiente para la zona. Tal consideración pesaría en una empresa de financiamiento público para la decisión final.

268. Las ventajas derivadas de un desarrollo hidráulico de objetivos múltiples interesa sobre todo a las empresas de capitales públicos, influyendo sustancialmente en sus resoluciones. Se citó como ejemplo el desarrollo "Chocón-Cerros Colorados" (Argentina), donde el control de inundaciones tiene una importancia fundamental. Se recordaron los caracteres catastróficos de la inundación de 1899 y la circunstancia de que una crecida similar en la actualidad provocaría daños muy superiores, ya que la producción agrícola de la región alcanza a 2 000 millones de pesos argentinos anuales y la exportación de frutas es superior a 15 millones de dólares. Una primera apropiación de costos entre los diferentes objetivos del proyecto ha atribuido al control de inundaciones un monto similar a 60 millones de dólares, resultando, en consecuencia, muy favorecido el aprovechamiento hidroeléctrico señalado.

269. En América Latina son numerosas las empresas con financiamiento público que consideran en sus decisiones sobre desarrollos hidroeléctricos, los beneficios derivados para la colectividad de las obras de riego construidas simultáneamente. Se citó el ejemplo de la ENDESA de Chile que participó en la construcción de un embalse en el río Maule por favorecer el riego de la región. También para un futuro aprovechamiento hidroeléctrico construye un túnel de captación de las aguas del Lago Laja en condiciones de financiamiento poco favorables para la empresa, pero en vista del beneficio apreciable para el riego futuro de 200 000 hectáreas de tierras agrícolas.

270. Se hizo ver asimismo que las labores de investigación topográfica, hidrológica, geológica, promovidas por un proyecto hidroeléctrico favorecen a otros usos del agua. Del mismo modo, obras que se realizan en vinculación estrecha con una central hidroeléctrica tienen su incidencia en otros aspectos de la economía nacional y el bienestar social: caminos, escuelas, servicios médicos, etc. También en un momento dado, la cons-

trucción de una central hidroeléctrica puede permitir la solución de otros problemas: ocupar a muchos obreros en una situación de cesantía, o emplear en forma masiva la producción de cemento de una fábrica ya instalada. Estos beneficios indirectos de una solución hidroeléctrica pueden tener peso favorable para recomendar su desarrollo de preferencia a otras alternativas en las cuales no se presenten estas ventajas.

271. Estas y otras consideraciones similares pesan más en las decisiones de una empresa pública que en las de una empresa privada. Sin embargo, se citaron algunos ejemplos de países latinoamericanos en que empresas de propiedad privada tomaron decisiones considerando la importancia de beneficios indirectos, como la construcción de dos centrales térmicas para aprovechar la producción de carbón liviano, favoreciendo la producción minera correspondiente, a pesar de que el combustible ideal debió ser el petróleo.

272. Otro ejemplo citado en relación con la influencia de los factores externos es el que ofrece la construcción de la central mareomotriz de La Rance. Es una central relativamente pequeña que utiliza condiciones excepcionales de las mareas (13.5 m) en un lugar poco profundo. Se instalarán allí 24 grupos de 10 mw cada uno del tipo denominado "bulbo" que generarán al año 500 millones de kWh.

273. En la justificación de La Rance gravitó en gran medida el ensayo que Electricité de France requería hacer para abordar otra obra similar, pero de envergadura muy superior: el aprovechamiento mareomotriz de las Islas Chaussé. Esta central tiene para la economía eléctrica de Francia gran interés por considerarse que, en unos 15 años más, los recursos hidroeléctricos del país estarán casi completamente aprovechados. Allí se instalarían 1 000 unidades "bulbo", de 10 mw cada una, similares a las de La Rance y la barrera en total abarcará unos 20 km de largo.

274. Otras consideraciones que se debatieron, y que influyen más directamente en la selección de alternativas entre plantas a vapor y plantas hidráulicas son las que se refieren a la vulnerabilidad en la operación. La complejidad de los equipos en las centrales térmicas exige personal más preparado y costos superiores de operación. Se citó a este respecto la experiencia que se tiene en el servicio de las centrales del Gran Buenos Aires.

275. En la que toca a las centrales hidráulicas, se confrontó la vulnerabilidad que representan las líneas de alta tensión largas, expuestas a fenómenos meteorológicos severos.

276. Se señaló que en América Latina, la decisión en el sentido de una determinada solución se toma muchas veces por razones de urgencia para encarar situaciones críticas en el suministro eléctrico. También en varios casos en que se consideraban alternativas hidroeléctricas, se ha decidido por aquella que contaba de inme-

diato con mejores antecedentes e informaciones básicas hecho que constituye otro criterio de prioridad.

c) *Selección del tipo y tamaño de las centrales para un sistema eléctrico*

277. Al iniciarse los debates sobre esta materia se pasó revista brevemente a los métodos más corrientes para comparar alternativas y se hizo hincapié en que ningún director de empresa eléctrica puede apoyarse sólo en una ecuación para decidir la elección de centrales, pero también en que sería un error desconocer el valor de los distintos procedimientos matemáticos desarrollados para tal fin. Se hizo referencia por ejemplo a que para una programación importante se ha desarrollado un modelo que considera cerca de 250 parámetros y se resuelve con la ayuda de computadores electrónicos; en la práctica muchas veces las respuestas han sido sorprendentes.

278. Se consideró que el método del “valor presente” explicado en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.1 es de uso cada vez más universal para determinar cuál es la alternativa más ventajosa no en un instante dado, sino en todo el período de utilización que se examina. Se estimó en general este método como muy preferible al sistema clásico de “costo uniforme equivalente anual” o a otros métodos que se emplean con frecuencia, y hubo consenso en estimar que era un buen instrumento de investigación de alternativas.

279. Con el objeto de establecer una escala de valores comparativos de las diversas soluciones hidroeléctricas se han desarrollado diversos métodos de clasificación. Se señala en particular el llamado “coeficiente de valor” mediante el cual se compara una central hidroeléctrica cualquiera con una central térmica equivalente capaz de dar el mismo servicio. El mayor “valor presente” de la central hidroeléctrica (diferencia entre el capital representativo de las entradas menos la inversión y el capital representativo de los gastos) sobre la central térmica da el “enriquecimiento del país” y mientras mayor sea éste en relación con las inversiones comprometidas más alto es el coeficiente de valor.

280. Se hizo notar que si se aplicara ciegamente el coeficiente de valor en los países medianamente dotados de recursos hidroeléctricos sólo se construirían centrales hidráulicas durante muchos años. Se hizo ver asimismo, que existen otros criterios que justifican la construcción de plantas térmicas. Se subrayó a continuación la enorme importancia de éstas para afirmar aprovechamientos hidroeléctricos dimensionados para caudales de duración relativamente baja.

281. En la formulación del plan de desarrollo eléctrico del Perú se vio que no tenía mucho sentido el empleo de una central térmica de referencia para la comparación con proyectos hidroeléctricos alternativos ya que allí se analizaban los suministros eléctricos a puntos aislados del territorio, con grandes problemas en las

vías de comunicación que hacen variar grandemente el precio de los combustibles de un lugar a otro. Se examinaron algunas adaptaciones posibles al método de coeficiente de valor para ser aplicado a países como los del área.

282. Se reconoció la importancia que tiene el factor tiempo en los métodos de comparación de alternativas y que se refleja en varios aspectos, como por ejemplo, en los costos futuros de operación y en la cantidad y precio de la energía vendida.

283. Se estimó que en la aplicación de los métodos de comparación, por lo general era preferible valerse de los precios actuales de los combustibles y del kWh en lugar de introducir nuevas incertidumbres con estimaciones aleatorias para ellos. Se hizo ver también que con el sistema del “valor presente” las necesidades de personal técnico altamente especializado, la complejidad de las instalaciones y, en cierto modo, la vulnerabilidad de esas instalaciones —a las que se aludió entre las condiciones que afectan a la selección—, pueden ser tomados debidamente en cuenta como factores del costo.

284. Respecto a los costos y precios futuros se señaló, sin embargo, que era preciso analizar cuidadosamente la existencia de distorsiones que pudiesen ser eliminadas a corto plazo colocando esos mismos costos y precios en un nivel diferente. Tomando como ejemplo el caso de la energía nuclear en rápida evolución tecnológica se señaló que una manera de proyectar el método de “valor presente” hacia el futuro sería encauzando el problema entre dos límites correspondientes a una proyección pesimista con los datos conocidos y otra optimista de acuerdo con las expectativas técnicas en el período de comparación.

285. Se mencionó que en la URSS emplean también un sistema basado en la comparación de soluciones hidroeléctricas alternativas, con una térmica patrón determinando el llamado “período de recompensa” a la inversión extra en la central hidroeléctrica. (Véase el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.1.)

286. Se subrayó que los métodos de comparación muy elaborados sólo podían tener aplicación cuando la información básica que se emplea tiene un grado de aproximación equivalente al resultado esperado de ellos.

287. Se señaló que los presupuestos de las centrales en sí, no ofrecen grandes dificultades de estimación pero sí la de las inversiones requeridas en la producción de los combustibles fósiles: minas de carbón, pozos petrolíferos, ferrocarriles, etc.

288. En los métodos de comparación examinados es también importante la vida útil atribuida a cada una de las partes de una central.

289. Se subrayó que, cualquiera que fuera el método de comparación, el “buen criterio general” debía tener presente el carácter agotable de los combustibles fósiles.

les y el renovable del recurso hidráulico, para conformar la decisión final.

290. También se hizo ver que ese "buen criterio general" debía complementar asimismo el resultado de los métodos matemáticos analizando las ventajas de que en un mismo sistema operen, combinadamente, centrales térmicas e hidráulicas, sobre todo desde el punto de la seguridad del servicio.

291. Todos los métodos de comparación descritos permiten resolver entre varias alternativas de central o instalación para atender a un problema determinado. Permiten, a su vez, obtener una calificación del valor relativo entre diversos anteproyectos que pueden ser utilizados en el momento de formular programas más amplios, que abarquen la decisión de un gran número de obras a realizar en un lapso determinado, por ejemplo 7 a 10 años que se considera el período razonable para sistemas en los cuales predomina la hidroelectricidad.

292. En los sistemas pequeños, la programación se establece casi simultáneamente con las tareas de comparación de alternativas, recurriéndose a sencillos tanteos. Esta es la situación más generalizada en América Latina. Sin embargo, cuando el sistema es grande, es necesario elegir entre programas alternativos y el método de comparación tiene que sistematizarse.

293. Dos programas alternativos de expansión de un sistema eléctrico para un determinado período de tiempo pueden diferir entre sí por las siguientes razones:

- i) porque comprenden grupos de obras diferentes;
- ii) porque, aun teniendo el mismo grupo de obras térmicas o hidráulicas, existen diferencias en el tamaño de sus elementos esenciales en una o más de estas últimas;
- iii) porque, aun cuando el grupo de obras y sus características respectivas sean las mismas, la secuencia en que se encara su construcción es diferente.

294. Para cada programa es necesario además, a los efectos de tener una idea del valor económico del mismo, determinar lo más exactamente posible la mejor forma en que se utilizarán sus unidades de generación para responder a la demanda a través del período de tiempo que se considera. En otras palabras, es necesario ubicar las obras nuevas programadas más la capacidad ya existente dentro del diagrama de cargas previsto.

295. Es obvio que el análisis minucioso de este problema es largo y complejo. Teóricamente, existen miles y decenas de miles de programas alternativos factibles. Recuérdese que muchas veces las centrales hidroeléctricas tienen influencias recíprocas, sobre todo cuando pertenecen a una cadena de aprovechamientos de una misma cuenca hidráulica.

296. Métodos tales como el del "coeficiente de valor" siempre que se comprendan sus limitaciones y se aplique

solamente para tener una especie de ordenación de los aprovechamientos hidroeléctricos posibles, permitirán reducir el número de programas alternativos a una cifra compatible con las limitaciones de tiempo y de recursos humanos y financieros para el estudio de la elección del programa óptimo.

297. Un problema importante y delicado en la selección de alternativas de expansión de un sistema eléctrico es el referente al límite para elegir la seguridad hidrológica de diseño en los aprovechamientos hidráulicos, así como las seguridades de transmisión a los centros de consumo y de interconexión entre centros de generación. Aparte la confianza que pueda merecer la historia hidrológica de la cuenca en cuestión, desde el punto de vista del período de tiempo abarcado y de la calidad de las mediciones realizadas, es obvio que la elección de un coeficiente de seguridad muy alto tiene como consecuencia inclinar la balanza en favor de las centrales térmicas.

298. Como se hace notar en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.1, de hecho una misma central diseñada con diversas seguridades hidrológicas es equivalente a un conjunto de alternativas diferentes y deben considerarse como tales para los efectos de la elección del programa óptimo.

299. Una vez escogidos todos los elementos que deben formar cada uno de los programas alternativos se puede aplicar a ellos todas las técnicas matemáticas de la "investigación operacional". Naturalmente, si la complejidad de los programas es considerable, será preciso utilizar como auxiliares indispensables computadores electrónicos que permitan manejar fácilmente el número de operaciones que se requieren.

d) *El uso complementario de los recursos térmicos e hidráulicos. Posición de la energía nuclear*

300. Si bien al estudiarse la selección de alternativas entre plantas termo e hidroeléctricas hay, en cierto modo, una idea de oposición entre estas soluciones, el verdadero enfoque debe ser el de dos medios que se complementan en forma extraordinariamente favorable. Se destacó que esto ha venido haciéndose patente en el curso de los últimos tiempos, desde la época en que se aspiraba a tener en lo posible sólo plantas hidráulicas en el sistema, con el afirmado mínimo de energía térmica, que, por tener su potencia disponible prácticamente en todo tiempo, salvaba las posibles deficiencias hidrológicas. Más recientemente se ha tendido a elevar el papel de la energía térmica al de un aporte sustantivo al diagrama de carga, que permite un mayor aprovechamiento del potencial hidráulico disponible. Es decir, con esto se han bajado notablemente las seguridades hidrológicas con que se proyectan estas plantas.

301. Se destacaron los trabajos realizados en Francia sobre este particular donde, como se describe en el

documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.6 se ha desarrollado una metodología analítica para la determinación de la óptima complementación del recurso hidráulico con la planta térmica. Este criterio ha sido aplicado en el reciente plan preparado para Venezuela, y significó un aumento de la relación de usinas térmicas a hidráulicas.

302. En cuanto a la ubicación de los distintos tipos de plantas térmicas e hidráulicas en el diagrama de demanda, se destacó que las modernas unidades térmicas pueden adaptarse a cualquier parte de él, ya sea en la base, con grandes grupos turboalternadores de alta eficiencia o en las puntas mediante la moderna turbina de gas de rápida puesta en marcha. Las primeras deberán usarse sólo cuando no hay plantas hidráulicas de pasada suficientes que son naturalmente las más económicas para tomar la carga base.

303. La programación hacia el futuro del uso combinado de varios tipos de plantas deberá tener en cuenta que éstas se irán desplazando hacia arriba en los diagramas de carga en la medida que su eficiencia vaya siendo superada por otras unidades más modernas, efecto que puede ser perfectamente medido con el método de valor presente. Las centrales hidráulicas dependen fundamentalmente de las condiciones hidrológicas, factor incontrolable para el hombre, en tanto que la usina térmica, complementada por suficiente dotación de combustible, vías de comunicación y facilidades de almacenamiento, puede operarse totalmente a voluntad, aunque, en general, el kWh producido resulte algo más caro que en una central hidráulica.

304. Se debatió la posición de la central termonuclear en la ya vasta gama de tipos de plantas que pueden usarse para cubrir las necesidades de un diagrama de carga y la significación que ella puede tener para América Latina. Si bien técnicamente son plantas térmicas, en su economicidad se acercan más a las hidráulicas, ya que se caracterizan por una alta inversión inicial y un bajo costo directo de explotación. Por esta razón es lógico ubicarlas para servir un alto factor de carga (del tipo de 80-85 por ciento). Esto, en cierto modo, les da una ventaja de partida en su comparación con otras centrales que deben adaptarse más a las variaciones de la carga. Pero es necesario reconocer que la incertidumbre que todavía prevalece sobre su comportamiento futuro hace que se les apliquen períodos de amortización probablemente demasiado cortos, lo que vendría a anular la ventaja antes señalada.

305. Razones de tamaño económico hacen que para América Latina deba pensarse en unidades de unos 200 MW. Dado el alto factor de carga a que deben operar, sólo podrían integrarse en sistemas con una demanda máxima de sobre un millón de kW. Estos sistemas se encuentran en pocos lugares como la región Río de Janeiro-São Paulo, Gran Buenos Aires y Ciudad de México. También concentraciones de consumo industrial de características especiales, como el Norte de

Chile, serían lugares propicios. Sobre todas estas ubicaciones hubo referencias de participantes que mencionaron que estudios preliminares las habían descartado del futuro inmediato, en general, por el alto peso que impondrían a las escasas disponibilidades de capital y por la incertidumbre que todavía rodea su comportamiento. A este respecto se hizo referencia a lo tratado en el Comité V.

306. Hubo consenso también en que tratándose de reactores de pequeño tamaño, de tipo experimental, existe un mayor número de lugares donde podría aconsejarse su instalación. Sobre este particular se relató la experiencia de Puerto Rico, que en 1962 inaugurará una planta nuclear de 15.5 MW. Tres criterios básicos decidieron aquí su instalación: i) la isla no tiene combustibles y su potencial hidroeléctrico está totalmente aprovechado; ii) capacitará personal tanto local como del exterior, y iii) es un eslabón en la cadena de experimentación que auspicia el gobierno de los Estados Unidos.

307. También se abundó en los criterios económicos que orientan la selección de este tipo de plantas para integrar un sistema. El delegado de la OIEA indicó que la energía nuclear puede considerarse ya en verdadera competencia económica con otras formas de energía, y sus costos se pueden estimar con bastante aproximación antes de construir las plantas correspondientes.

308. En el futuro será posible la aplicación de las técnicas más acabadas de programación para la evaluación de las posibilidades de estas plantas pero mientras tanto ella se seguirá haciendo en forma relativamente simple. Especialmente cuando se trata de agregar unidades nucleares que representarán sólo una pequeña parte de la capacidad del sistema total, se han utilizado los métodos de comparación de costo anual, de valor presente, etc. Este último es el más adecuado tratándose de una situación de alta inversión inicial. En la actualidad ésta es aproximadamente el doble de la correspondiente inversión en una planta térmica convencional. En el futuro próximo se espera llegar a una relación 1.3-1.5.

309. Respecto al costo de combustible, hay una tendencia a la baja, que acaba de ser reconocida oficialmente por el gobierno de los Estados Unidos en lo relativo a sus plantas, aunque la tecnología en este campo está en alto grado de fluidez (véase el tema 7). Los costos directos por kWh resultan desde 1.2 milésimos de dólar para el caso de una planta canadiense, hasta 3 milésimos con otros ejemplos (estos costos se refieren a plantas de un tamaño aproximado de 200 MW). Como períodos de amortización se están usando: 15 años para el reactor, 40 para el agua pesada y 25 para las partes electromecánicas convencionales.

310. Finalizando estas consideraciones hubo consenso en que no hay método único o más recomendable para la confrontación de las plantas nucleares y las convencionales. Debe estudiarse juiciosamente la mayor varie-

dad posible de alternativas y decidir tomando en consideración todos los factores que inciden directa o indirectamente.

e) *La interconexión de sistemas y sus ventajas*

311. Se pasó revista a las ventajas derivadas de los sistemas interconectados tales como: complementación de fuentes eléctricas de diversa naturaleza; complementación de curvas de demanda de características diferentes (diversidad), reducción de la potencia instalada por elevación de los factores de carga y planta, etc. En resumen, se sintetizaron todas las ventajas de la interconexión afirmando que de ella se obtiene energía más barata.

312. En la interconexión de sistemas de Europa se han comprobado las múltiples ventajas al operar grandes sistemas en paralelo. La interconexión ha reducido la capacidad que cada país o compañía necesita instalar como reserva, ha permitido el uso de equipos de gran potencia que trabajan en forma más económica y eficiente. Asimismo, ha permitido un mejor uso del agua de las instalaciones hidráulicas de embalse y ha disminuido la cantidad de vapor a consumir en plantas térmicas.

313. En cuanto a la construcción de nuevas plantas, ha aumentado la construcción en grandes bloques, combinando los programas de construcción de diferentes países. Además, los países pueden coordinar sus programas de mantenimiento, factor importantísimo sobre todo en el caso de plantas térmicas. También se aprovechan en forma sistemática las diferencias estacionales y diversidad horaria en los consumos.

314. En cuanto a la conveniencia del transporte a largas distancias, hay que considerar que la distancia económica de transporte es reducida. Este problema debe estudiarse cuidadosamente en la América Latina donde el costo de transporte es proporcionalmente caro y puede justificarse un transporte eléctrico a mayores distancias que las económicas en Europa y Estados Unidos.

315. En Chile, la interconexión permite complementar las plantas hidráulicas del centro, de régimen glacial con poca agua en el invierno y deshielo en verano, cuando la carga es menor, con las plantas de más al sur, de régimen mixto glacial y lluvia y las más australes, de régimen lluvioso durante el año entero.

316. Las plantas térmicas dentro de esta interconexión trabajan exclusivamente en invierno y se reparan en verano aprovechando el aumento apreciable de la producción hidráulica. Esta interconexión permitirá aprovechar en el futuro como potencia firme una potencia de seguridad hidrológica del orden de 50 por ciento. Las líneas de interconexión tienen hoy día una longitud de 1 500 kilómetros. El inconveniente de esta suma de sistemas es que cambian las escalas de los problemas. Por ejemplo, por faltas importantes en Santiago,

la capital, se puede oscurecer gran parte del país. Este mismo problema se ha producido con mucha mayor gravedad en el sistema interconectado europeo.

317. Estas interconexiones, en consecuencia, han forzado un adelanto de la técnica para aislar la zona afectada, instalando mejores sistemas de protección. Esta es una ventaja de las interconexiones pues obliga a establecer estándares más altos y las diferentes partes componentes se mejoran.

318. Se describió la situación en las regiones Centro Sur del Brasil donde en 5 estados se agrupa 80 por ciento de la capacidad instalada del país. En 1959, a propósito de una indicación del Banco Internacional, se acometió el estudio conjunto del desarrollo de esta zona para la cual cooperaron todas las empresas estatales y privadas a través de un grupo de trabajo especial. Se proyectó la demanda hasta 1970 y se estudió cada una de las 60 a 70 usinas hidroeléctricas propuesta para servirla en las condiciones hidrológicas más desfavorables basadas en la estadística de 30 años disponible. El estudio indicó falta de capacidad en algunas zonas y de exceso en otras. Mediante la interconexión se pudo rebajar la capacidad instalada proyectada de 3 600 000 kW o sea 20 por ciento. Este es un muy buen ejemplo de lo que puede obtenerse de la programación de un sistema integrado.

319. La interconexión plantea en algunos casos de América Latina problemas de unificación de frecuencias que fueron también ampliamente debatidos. La conveniencia de la unificación es indudable pues aun cuando el costo de conversión sigue siendo alto resulta mucho más gravoso para las economías nacionales tener que seguir produciendo equipos y artefactos en ambas frecuencias, y obligando a realizar instalaciones menores en cada una de las frecuencias adoptadas.

320. En el Brasil, en 2 años se cambió la frecuencia de una carga de 100 MW con un gasto de 1/10 del previsto. Tanto el gobierno como las compañías establecieron contacto con los proveedores de equipo para acelerar y facilitar el cambio. Los barrios residenciales pagan el costo de la transformación de los artefactos como una cooperación para evitar el alza de las tarifas.

321. Actualmente se está efectuando el cambio en Río de Janeiro a un costo equivalente de 80 millones de dólares. La empresa efectuará los cambios requeridos en las centrales generadoras; los consumidores industriales lo harán a través de préstamos. Se estima que en enero de 1964 se terminará el cambio de corriente. En el futuro se podrán instalar industrias sólo en ciertas zonas donde se cuenta con 60 ciclos y se prohibirá la expansión del área de 50 ciclos.

322. En Venezuela la interconexión también es un problema serio ya que se quiere extender la energía que se generará en grandes cantidades en la región Sur Oriental hacia el centro del país que tiene una frecuencia diferente.



323. Finalmente se destacó la importancia de los proyectos hidroeléctricos internacionales y de las interconexiones entre diversos países. Los convenios correspondientes resultan por lo general de la ubicación desigual de las fuentes de energía en diferentes naciones. Se citó el ejemplo de Yugoslavia que tiene 63 billones de kWh anuales posibles, de los cuales se ha desarrollado sólo 5 por ciento. Por otro lado, Italia y Baviera han usado todas sus reservas hidroeléctricas y además no cuentan con carbón; en consecuencia, Italia y Alemania desean cooperar para la construcción en Yugoslavia de plantas hidráulicas, las que se pagarían a través del consumo. Se contempló construir varias plantas y una línea de transmisión de 380 kv a un costo de 400 millones de dólares. La exportación en su primera etapa ascenderá a 5 millones de kWh anuales.

324. En América Latina existen algunos casos interesantes que es indispensable estudiar más a fondo. Entre las realizaciones ya efectuadas se puede señalar la Presa Falcón en el río Bravo, entre México y Estados Unidos. Esta presa es de usos múltiples para riego, control de crecidas y generación de energía.

f) *Desarrollo eléctrico en áreas actualmente sin servicio o con servicio insuficiente*

325. Aunque este punto fue planteado en el Comité III y se le ha prestado atención en la presentación del tema<sup>28</sup> se consideró que algunos de los problemas más interesantes en cuanto a proyección de la demanda y medios de electrificación en estos casos ya se habían abordado en líneas generales en otros puntos del temario.

### 3. Conclusiones y recomendaciones

326. De los trabajos presentados sobre este tema y de las discusiones pertinentes pueden deducirse las siguientes conclusiones:

a) La selección de alternativas de inversión en sistemas eléctricos está influida en proporción importante por factores externos al sector eléctrico mismo, tales como la disponibilidad de capital, la disponibilidad de divisas, la necesidad de resolver situaciones de urgencia, así como las ventajas indirectas de determinadas soluciones.

b) Los métodos para evaluar las diferentes alternativas con el objeto de su comparación, deben abarcar la vida útil de las instalaciones. Entre ellos el más recomendable parece ser el llamado de "valor presente".

c) La ausencia de datos básicos (estadística hidrológica, geología, y de personal técnico especializado, etc.) impide en muchos casos el uso de los instrumentos de comparación más convenientes y obliga a simplificaciones y aproximaciones en la selección de alternativas de inversión.

d) La práctica ha probado que las energías hidro

y termoeléctrica, más que alternativas excluyentes, deben usarse complementariamente con considerable beneficio adicional.

e) Dadas las condiciones económicas de los países de la región, y salvo casos de excepción, no parece recomendable en los próximos años la instalación de plantas nucleares excepto las de pequeño tamaño con fines primordialmente experimentales y de capacitación de personal.

f) La expansión de los servicios eléctricos de la región, y la complementariedad de regímenes hidrológicos y de demanda, están haciendo cada vez más conveniente la interconexión de sistemas, que conduce a considerables economías de capacidad instalada, y de gastos de operación.

g) Para el mejor desarrollo de los sistemas eléctricos así como para la industria de equipos de producción, transformación, distribución y uso de la electricidad, es conveniente procurar la uniformidad de frecuencias.

h) El abastecimiento eléctrico de zonas rurales de baja densidad de consumo, tiene un elevado valor social. Debe procurarse en cada país el medio más económico para atenderlo de acuerdo con sus posibilidades.

327. Las consideraciones anteriores llevaron al Seminario a sugerir las siguientes recomendaciones:

a) El estudio de alternativas de inversión debe hacerse en el marco de los sistemas de que van a formar parte y, en lo posible, dentro de planes nacionales de electrificación que consideren debidamente la ubicación de la electricidad en el sector energía y las condiciones de desarrollo económico general.

b) La planeación eléctrica debe tener en cuenta todos los factores que inciden en las decisiones, tanto los de carácter técnico y propios del sector como los ajenos a él que resultan de la situación económico-social de las regiones a servir.

c) Debe propenderse al uso de métodos analíticos para la evaluación de alternativas de inversión, en los que se reduzcan a factores de costo todos los incidentes. Se recomienda estudiar las posibilidades del sistema de "valor presente".

d) Junto a la necesidad de conocer y medir el potencial hidroeléctrico de los países de la región, conviene desarrollar coeficientes que midan su valor relativo, para facilitar la determinación de la oportunidad de su utilización.

e) Deben estudiarse las posibilidades de llevar los beneficios de la interconexión más allá de las fronteras de los países, cuando las circunstancias lo permitan; en especial, en función de proyectos hidroeléctricos de alcance internacional.

f) Se recomienda solicitar de la CEPAL la formación de un grupo de estudio para llevar adelante la idea de publicar una revista de información técnica, económico-estadística y de información general sobre los problemas del abastecimiento eléctrico en el área, como un primer paso hacia la vinculación efectiva de esta actividad en ella. Esta publicación sería financiada con el aporte voluntario de todas las empresas

<sup>28</sup> Véase supra, párrafos 258-264.

productoras de electricidad en el Continente; este aporte que podría fijarse en relación a su producción anual de kWh.

g) Se recomienda solicitar de la CEPAL el estudio de los métodos y sistemas de vinculación puestos en

práctica por la Comisión Económica para Europa dentro del sector de energía eléctrica con el objeto de examinar y recomendar su implantación en América Latina con la cooperación de los países más adelantados en estas materias.

## E. LOS RECURSOS HIDROELÉCTRICOS, SU MEDICIÓN Y SU APROVECHAMIENTO

### 1. *Presentación del tema*

328. La electricidad puede producirse a base de todos los recursos energéticos conocidos, ya sean primarios (el carbón o los hidrocarburos) o secundarios, como los combustibles nucleares, el gas de alto horno y muchos otros. Entre esos recursos energéticos, la hidroelectricidad —que no supone consumo de materia, sino tan sólo aprovechar la continuidad de los ciclos meteorológicos de evaporación y precipitación— constituirá indefinidamente para la humanidad una fuente limitada pero inagotable de energía. Si a estas circunstancias se suma la creciente demanda de energía que impone el mejoramiento del nivel de vida, se comprenderá la necesidad de estudiar el recurso hidráulico cada vez más detenidamente, investigando su disponibilidad y empleo óptimo, al igual que el de las demás fuentes.

329. Ese estudio es tanto más urgente y necesario si se tiene en cuenta que la disponibilidad de agua en muchas partes del mundo y en varias zonas de América Latina es el factor limitante del desarrollo, de mayor importancia. La utilización del agua para la bebida y el saneamiento de las poblaciones, el riego y el uso industrial, la navegación y el transporte, tiene prioridad sobre el uso alternativo para generación de energía eléctrica en la mayoría de los casos. Sin embargo, en muchos otros, la hidroelectricidad no se excluye con los demás usos del agua y aun se combina y facilita las otras aplicaciones en los llamados proyectos de usos múltiples.

330. En vista de los objetivos mismos del Seminario, la presentación de este tema se ha ceñido principalmente a la generación hidroeléctrica, sin olvidar en todo caso que, en gran parte, la investigación de los recursos hidráulicos es utilizable para todos los demás usos del agua.

#### a) *Necesidad de realizar evaluaciones integrales de los potenciales hidroeléctricos*

331. Hasta hace poco tiempo —e incluso en los países más desarrollados— las estimaciones de los potenciales hidroeléctricos se realizaban en forma muy incompleta y carecían de uniformidad en la metodología y en el lenguaje técnico-económico para la presentación de los resultados de las investigaciones correspondientes.

332. Últimamente los organismos especializados de las Naciones Unidas, y además y principalmente la Comisión Económica para Europa y la Comisión Económica

para Asia y el Lejano Oriente, han puesto en claro numerosos conceptos y establecido, en cierto modo, una metodología para la evaluación uniforme de los potenciales hidráulicos, que conviene sean considerados y adoptados también por los países de América Latina.

333. Las estimaciones que existen sobre la disponibilidad de recursos hidroeléctricos en el área (véase el documento ST/ECLA/CONF.7/L.3.0<sup>29</sup> presentado por la Secretaría), además de deficiente cobertura, adolecen precisamente de falta de uniformidad en los criterios y procedimientos seguidos. Sin embargo, con estos datos es posible apreciar la abundancia de potenciales hidráulicos en la mayor parte de los países, y puede afirmarse que constituyen una base económica y segura para su desarrollo energético.

334. Como las estadísticas hidrológicas e hidrometeorológicas constituyen el fundamento de todo estudio hidráulico, el establecimiento de las respectivas redes de estaciones de medida es el paso obligado y previo, con bastantes años de anticipación, para el aprovechamiento racional del agua en un país o región.

335. El análisis de los medios de investigación en materia hidráulica que existen en América Latina, muestra en términos generales un nivel poco satisfactorio. No obstante, en varios países se cuenta con antecedentes suficientes para realizar —o iniciar al menos— una evaluación integral del potencial hidroeléctrico que arroje información cuantitativa fidedigna sobre su disponibilidad y su distribución geográfica.

336. La sola importancia económica del recurso agua justificaría la necesidad de conocer su magnitud y características en cada zona de un país. Pero, además, la contribución hidráulica al abastecimiento de energía comercial en todo el mundo, no sólo ha aumentado en valores absolutos durante las dos últimas décadas, sino también en forma relativa al pasar de 6.6 por ciento en 1937 a 8.7 por ciento en 1959.

337. En tanto que en América Latina esa contribución se ha mantenido en alrededor del 14 por ciento, en Europa Occidental ha subido de 7.6 a 13.7 por ciento y en los Estados Unidos de 4.1 a 5.8 por ciento entre los años 1937-59. Por su parte, agrupando Australia, el Canadá, el Japón, Nueva Zelanda y la Unión Sudafricana, la participación de la fuente hidráulica en ese conjunto alcanza aproximadamente al 29 por ciento de la energía comercial.

<sup>29</sup> Los recursos hidroeléctricos en América Latina, su medición y aprovechamiento, reproducido *infra*, sección V.

338. Por el contrario, en relación con la producción de electricidad solamente, la participación de la fuente hidráulica ha bajado de 42.7 a 31.8 por ciento en el conjunto mundial (1937-59), a consecuencia del más acelerado desarrollo de la electricidad térmica. Únicamente en América Latina y en Europa Oriental la energía hidráulica registra una participación creciente en la producción de electricidad durante las dos últimas décadas, llegando (1959) a niveles de un 52 y 17 por ciento respectivamente. La participación más alta se registra de nuevo en el grupo formado por Australia, el Canadá, el Japón, Nueva Zelandia y la Unión Sudafricana, donde fue casi de 70 por ciento en 1959.

339. No obstante las cifras anteriores, el aprovechamiento del potencial hidráulico en América Latina puede considerarse apenas iniciado. En efecto, mientras el promedio mundial registró en 1959 una producción hidroeléctrica de 4 950 kWh por kilómetro cuadrado, en Europa, de 22 500 y en los Estados Unidos, de 20 300, en América Latina fue tan sólo de 1 630 kWh/km<sup>2</sup>, a pesar de que la disponibilidad de potenciales hidráulicos por unidad de superficie parece ser bastante superior al promedio mundial.

340. Aunque la medición de potenciales hidráulicos representa siempre un arduo trabajo, puede afirmarse que las investigaciones y los estudios correspondientes aumentan su amplitud al pasar de los potenciales teóricos a los técnicos y de éstos a los económicos.<sup>30</sup> En efecto, además de las informaciones hidrológicas y topográficas a que se limitan los potenciales teóricos, los técnicos requieren datos sobre conformación geológica —comprendidos antecedentes de mecánica de suelos— y en cierto grado análisis de costos. El potencial económico exige además investigaciones características de cada caso en particular sobre el empleo del recurso hidráulico que más convenga a la colectividad.

341. Como es práctica extendida en América Latina la de evaluar los potenciales no en una forma integral, sino limitada a los sitios estimados de ejecución económica, conviene puntualizar que este procedimiento —aun con criterio uniforme— origina dificultades específicas. Desde luego, imprimen a la evaluación una fisonomía eminentemente variable los factores personales que intervienen en la concepción general de cada proyecto para fijar sus posibilidades. Además, las condiciones que definen el carácter económico de un aprovechamiento a algunos años plazo —10 o 15 por ejemplo— se relacionan con numerosas incógnitas difíciles de despejar: disponibilidad y precios de otras fuentes competitivas de generación eléctrica características del diagrama

<sup>30</sup> Se define como "potencial teórico" de una cuenca el que considera la capacidad y la energía de los recursos naturales hidráulicos de esa cuenca sin ninguna referencia a las posibilidades de aprovechamiento práctico y con un rendimiento 100 por ciento. Por el contrario, los "potenciales técnicos" (también denominados "explotables") corresponden a la potencia y energía de todos los posibles aprovechamientos construidos o susceptibles de construcción con la técnica usual. Finalmente, el "potencial económico" es el que conviene económicamente desarrollar y el que no establece conflictos sin solución con otros usos del agua que tengan prioridad.

de consumo a satisfacer (no sólo como consecuencia del crecimiento de la demanda, sino del tipo y características económicas de las centrales construidas en el mismo sistema con anterioridad al desarrollo que se estudia); complementación o conflictos con otros empleos del agua y criterios de distribución de las inversiones que se hagan en obras de aprovechamiento múltiple; evolución de la técnica y los costos de construcción, etc.

342. Para resumir, en países en vías de desarrollo como son los de América Latina, se requiere la adopción de criterios de simplificación y más expeditos para efectuar evaluaciones en ámbitos amplios con fines de planificación. Conviene que tales evaluaciones se realicen a la brevedad posible y dentro de los medios materiales de que disponga cada país.

#### b) *Conceptos y métodos de evaluación sugeridos*

343. El potencial teórico superficial de escurrimiento supone la división de la región que se estudia en pequeñas cuencas tributarias (subcuencas), sobre las cuales se dispone de estadísticas de los caudales escurridos que abarquen un período de 20 años o más, o que, alcanzando sólo a unos 12-15 años o más, puedan extenderse, por covariación con precipitaciones pluviales, luego de verificar una correlación adecuada.<sup>31</sup>

344. Aceptando la utilización total y un rendimiento de 100 por ciento, el potencial teórico superficial en millones de kWh por año queda dado por la fórmula

$$P_s = \frac{V \times H}{367}$$

en la que V es igual al volumen del escurrimiento anual en millones de metros cúbicos proveniente sólo de las precipitaciones caídas en la subcuenca considerada y H es igual a la elevación media de ella sobre el nivel del mar, en metros.

345. Por suma de estos valores, se obtiene el potencial de toda una región o país. Dividiendo el potencial de cada cuenca por la superficie respectiva en kilómetros cuadrados, se obtiene el valor específico de su potencial en kWh/km<sup>2</sup>. Esta expresión permite el trazado de curvas equipotenciales en el mapa de la región o país que se estudie.

346. Los lagos interiores sin salida al mar, en los que las filtraciones subterráneas y la evaporación igualan a los caudales afluentes, plantean un caso de consideración especial. Se recomienda la presentación del potencial teórico superficial referido en su totalidad al nivel del mar, con indicación expresa, aparte, del potencial que debería descontarse por el desnivel entre la superficie de los lagos interiores, sin desagües al mar, y éste.

347. Para el caso del potencial bruto lineal cada río

<sup>31</sup> Las cifras indicadas se consideran como un mínimo. Generalmente se recomiendan períodos no inferiores a 30 años. (Véase a este respecto los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.3.6 y 3.8.)

o curso de agua se divide en tramos limitados por los puntos de confluencia de tributarios consecutivos. En cada tramo se calcula el potencial correspondiente por la fórmula:  $P_L = 9.8 \times Q_m \times H$ , en la que  $P_L$  es igual a la potencia media en kW,  $Q_m$  es igual al promedio de los caudales en cada extremo del tramo en metros cúbicos por segundo, y  $H$  es igual a la diferencia en metros de las cotas entre los niveles de agua de ambos extremos. Por suma se obtiene el potencial bruto lineal de una cuenca, país o región.

348. La representación gráfica de este potencial se realiza marcando en un mapa a lo largo de los ríos líneas de ancho diferente, proporcional en cada tramo al potencial por unidad de longitud (kW/km). Esta evaluación tiene la ventaja sobre la anterior de localizar exactamente los lugares en que se encuentra cada potencial.

349. En evaluaciones generales sólo con fines de planificación la alternativa a la determinación directa del potencial explotable —mediante la preparación de anteproyectos concretos— es su estimación a partir de los potenciales teóricos. Esa estimación puede hacerse a través de los potenciales teóricos como una fracción de ellos, por similitud con cuencas o sistemas fluviales bien investigados, de características geográficas y físicas parecidas, en la forma que se indica a continuación.

350. La experiencia de países desarrollados en distintas regiones del mundo indica, en términos generales, que las relaciones de los potenciales explotables y económicos en la actualidad con los potenciales teóricos caen dentro de un rango de valores relativamente estrecho. En varios países europeos el potencial explotable parece estar comprendido entre 20 y 25 por ciento del teórico superficial de escurrimiento, con pocas excepciones de carácter local que varían dentro de límites más amplios.

351. La razón entre el potencial económico actual y el bruto superficial de escurrimiento fue de 0.17 a 0.20 en 8 países europeos.<sup>32</sup> Por otra parte el resultado de otros estudios<sup>33</sup> parece indicar que la razón entre el potencial económico actual y el bruto lineal queda comprendido entre 0.33 y 0.40 aproximadamente.

352. Estos coeficientes no pueden aplicarse, naturalmente, a América Latina, sin una cuidadosa investigación previa numérica, pero dan una idea del límite de esas relaciones.

353. El interés principal de los países en desarrollo en la determinación de sus potenciales teóricos radica en el hecho de que, con investigaciones hidrológicas y geomorfológicas relativamente simples y en un plazo breve,

pueden llegar a estimar su potencial hidroeléctrico de aprovechamiento económico en forma aproximada.

354. Sin embargo, un factor que influye apreciablemente en la parte del potencial que económicamente puede desarrollarse en un río con relación al teórico respectivo, es la irregularidad de su caudal. En estudios detallados con fines de aprovechamientos específicos, se usan las conocidas curvas de duración del caudal. Si sus ordenadas se expresan modularmente, tomando como 100 el caudal promedio, es posible realizar valiosas comparaciones entre las características de diversos ríos.

355. Pero en estudios de planeamiento general resultará práctico un indicador que permita confeccionar mapas para mostrar la distribución territorial de la irregularidad del escurrimiento de los ríos dentro de un año hidrológico. La Comisión Económica para Europa recomienda el que se define así:

$$C_{ri} = \frac{V_i}{W_i}$$

en donde  $C_{ri}$  es igual al coeficiente (indicador),  $V_i$  es igual a la capacidad del embalse requerido para la regularización total del escurrimiento de ese año, y  $W_i$  es igual al volumen de agua escurrido en el año.

356. A la falta de estos conceptos de evaluación en escala nacional a los niveles teórico, explotable y económico en los Estados Unidos, se atribuye la subestimación reiterada de los recursos hidroeléctricos de ese país. (Véase el documento ST/ECLA/CONF.7/L.3.5.)

#### c) *Los medios de investigación de los recursos hidroeléctricos en América Latina*

357. La información numérica recopilada por la Secretaría (documento ST/ECLA/CONF.7/L.3.0) para examinar el estado actual de las estadísticas y los medios de investigación en materia hidrológica e hidrometeorológica debe considerarse sólo como una primera aproximación al análisis de tan importante problema en el plano regional. Debido a lo insuficiente de las fuentes de información no se puede afirmar que los datos numéricos ofrecidos a la consideración del Seminario estén exentos de error.

358. La dotación de equipos para mediciones es notoriamente baja en América Latina. Sólo 10 países tienen un promedio inferior a 1 000 kilómetros cuadrados por pluviómetro.<sup>34</sup> Las naciones de alta densidad demográfica y de economía ligada a la agricultura figuran entre las mejor dotadas en materia de pluviometría, con valores inferiores en algunos casos a 300 kilómetros cuadrados por pluviómetro. A la inversa, hay

<sup>32</sup> Véase Comisión Económica para Europa "Hydroelectric potential in Europe and its gross, technical and economic limits" (E/ECE/EP/131).

<sup>33</sup> Véase CEALO, "Methods of assessment of hydro-electric potential (I/NR/sub.1/HPWP/1) con citas tomadas de "Power Resources of Yugoslavia", Belgrado, 1956, y "Determination of hydroelectric potential in USSR" (EP/Working Paper/52-56).

<sup>34</sup> El área que puede cubrir representativamente un pluviómetro es muy variable. Sin embargo, la de 100 a 1000 kilómetros cuadrados es en término medio adecuada para muchos fines en diversas regiones. Las superficies menores por estación corresponden a zonas montañosas, donde la distribución de las precipitaciones es más irregular que en las planicies.

países en que este promedio es superior a los 5 000 kilómetros cuadrados.

359. La proporción de pluviógrafos en las redes pluviométricas alcanza en algunos países a más del 20 por ciento y muestra tendencia a aumentar.

360. En fluviometría, en que el número requerido de estaciones es función del número de confluencias entre los cursos de agua principales, a menudo por similitud con las anteriores, se establecen comparaciones de los promedios de superficie territorial correspondientes a cada una de ellas. Sólo dos países registran promedios inferiores a 1 000 kilómetros cuadrados por estación, siendo 8 los que pasan de 5 000 y 4 los que superan en promedio los 10 000 kilómetros cuadrados por fluviómetro.<sup>35</sup>

361. Tres países figuran con más de 100 estaciones evaporimétricas. La distribución de los pluviómetros y fluviómetros es, por supuesto, muy irregular en cada país, y así se desprende de un análisis de las cuencas y subcuencas mejor estudiadas.

362. En pluviometría son frecuentes los registros relativamente largos, porque muchos instrumentos fueron instalados hace tiempo por instituciones privadas para atender a finalidades estrechamente ligadas a sus actividades principales (ferrocarriles, compañías agrícolas y ganaderas, empresas de aviación, minas, etc.).

363. En pluvio y fluviometría, el índice de cobertura se define como el producto de dos factores: el número de estaciones de observación por cada 1 000 kilómetros cuadrados del territorio que se examina y la edad promedio (en años) de los registros correspondientes.

364. Con los valores correspondientes a estos índices por zonas se han confeccionado mapas que cubren toda América Latina. Al examinar esos mapas debe considerarse que hay zonas áridas y otras incluso inexploradas. Ello explica la ausencia o baja densidad de estaciones de observación en esas regiones. La comparación con los países de otros continentes a través de estos índices pone de manifiesto que América Latina en su conjunto tiene un conocimiento muy escaso de sus recursos hidráulicos.

365. En casi todos los países existen organismos fiscales, semifiscales y privados que se ocupan de las observaciones hidrológicas —comprendidas las hidrometeorológicas— y en algunos casos de las investigaciones correspondientes. Por desgracia, una parte apreciable de la labor que se realiza no se aprovecha precisamente por falta de uniformidad y de coordinación entre esas instituciones y porque no se suelen publicar las observaciones.

366. Con el costo adicional relativamente pequeño que implican las labores de coordinación que se practican en varios países fuera del área, sería posible en muchos

de los países latinoamericanos multiplicar grandemente el rendimiento que se tiene, y que en la actualidad se ve reducido por la dispersión de labores en parte incluso ignoradas.

367. En la mayoría de los países hay publicaciones meteorológicas que abarcan una parte de las observaciones hidrometeorológicas, pero en materia de fluviometría sólo hay seis que publican sus datos y, en general, sin abarcar todas las estaciones de aforo.

368. En otro de los documentos presentados al Seminario (ST/ECLA/CONF.7/L.3.8) se destaca, sobre la base de la experiencia mexicana, la gran irregularidad del caudal de los ríos en las zonas tropicales, poniendo como ejemplo la región de Necaxa. Los períodos secos de 1913 a 1923 y de 1945 a 1951 acusaron variaciones hasta del 40 por ciento con relación a los registrados entre los años 1925 a 1937 y 1951 a 1958.<sup>36</sup>

369. Para planificar y proyectar las obras de aprovechamiento múltiple en la cuenca del río Colorado (Estados Unidos) el Bureau of Reclamation dispone de series estadísticas que han sido recopiladas en los últimos 60 años, pero siempre se procede con cautela, por el temor de que aún ese período de observaciones no proporcione los antecedentes completos que requiere un diseño perfecto. (Véase el documento ST/ECLA/CONF.7/L.3.6.)

370. En relación con el empleo más económico de los recursos hidráulicos y con las investigaciones que deben realizarse a tal fin, el Seminario ha tenido a su consideración varios documentos (ST/ECLA/CONF.7/L.3.1 y 3.2) en los que se abordan temas tan importantes como la escala del aprovechamiento, el análisis de justificación, los ajustes de los valores de la capacidad y energía hidroeléctricas en relación con las térmicas, la relación entre beneficios y costos, etc., en los Estados Unidos y otros países.

371. El desarrollo hidráulico del Noroeste de México con objetivos diversos es otro de los casos concretos que se han ofrecido a la atención del Seminario. En el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.3 se analizan detenidamente las consecuencias favorables que habría tenido para el proyecto y construcción de las obras allí realizadas haber contado oportunamente con las informaciones básicas (topográficas, hidrológicas y geológicas) de que hoy se dispone y haberlas planeado coordinadamente, en conjunto, con el criterio de un aprovechamiento múltiple.

372. Las ventajas de los desarrollos hidráulicos de carácter múltiple y la labor de coordinación que en esta materia realiza la Secretaría de Recursos Hidráulicos en México se exponen en otro de los trabajos presentados (ST/ECLA/CONF.7/L.3.13) en que se utilizan como ejemplo los estudios del río Tampoán y el embalse en Pujal. Por su parte, el documento ST/ECLA/

<sup>35</sup> En países desarrollados son frecuentes los promedios entre 500 y 2 000 kilómetros cuadrados de cuenca por estación de aforo.

<sup>36</sup> Se refiere al promedio para cada lapso y no a la variación de un año a otro.

CONF.7/L.3.12 se refiere al desarrollo del Valle del Mezquital en México, contemplando también el aprovechamiento con objetivos múltiples de los recursos hidráulicos correspondientes.

373. Una evaluación realizada por el Geological Survey de los Estados Unidos sobre la base de datos muy generales atribuye al conjunto de América Latina 520 millones de kW, sobre casi 2 270 millones estimados para todo el mundo, o sea cerca del 23 por ciento. Según esta apreciación, la región latinoamericana tendría un potencial hidráulico similar a la suma de los correspondientes a los Estados Unidos y Europa (incluida íntegramente la URSS).

374. Por unidad de superficie, América Latina contaría con 25 kW/km<sup>2</sup>, promedio bastante superior al mundial (16.7 kW/km<sup>2</sup>) y uno de los más altos promedios regionales.

375. La información recopilada sobre las estimaciones de potencial realizadas en cada uno de los países latinoamericanos permite hacer las siguientes observaciones:

- i) hay naciones que no han hecho investigaciones en la materia;
- ii) en varios países las informaciones de distinta fuente difieren grandemente entre sí y su clasificación es difícil por falta de indicaciones sobre los criterios y métodos empleados;
- iii) los datos se limitan con frecuencia a unas pocas cuencas conocidas dentro de cada país, y
- iv) el concepto más usado es el que se refiere al potencial económico.

376. La suma de lo que cada país de América Latina estima como su potencial económico arroja poco más de 150 millones de kW, concentrándose en 4 países—Colombia, el Brasil, Chile y Venezuela— más del 70 por ciento. El promedio general por unidad de superficie sobrepasa los 7.5 kW/km<sup>2</sup>. En este aspecto, El Salvador y Colombia superan los 35 kW/km<sup>2</sup>, seguidos de Costa Rica y Chile, que se aproximan a 30 kW/km<sup>2</sup>.

377. No hay noticias de que se hayan realizado en América Latina mapas o investigaciones regionales amplias sobre la irregularidad del gasto de los ríos. En los estudios del grupo conjunto CEPAL/DOAT/OMM sobre los recursos hidráulicos de Chile y Venezuela<sup>37</sup> se ha calculado el coeficiente de irregularidad dentro del año hidrológico, recomendado anteriormente, para un número relativamente reducido de ríos.

378. América Latina tenía instalados 6.2 millones de kW hidráulicos en 1958, o sea tan sólo un 1.2 por ciento del recurso potencial estimado para el caudal medio, en tanto que en promedio mundial, en Europa Occidental y en los Estados Unidos se llegaba a aprovechamientos de 6.2, 45.1 y 35.3 por ciento de las corres-

pondientes estimaciones realizadas sobre las mismas bases.

379. En relación con los potenciales económicos conocidos, los aprovechamientos alcanzan al 4.1 por ciento en promedio regional. El Uruguay, México y el Brasil parecen ser los países que han realizado un mayor aprovechamiento relativo de sus posibilidades (1958) con porcentajes comprendidos entre 10.7 y 9.5. No obstante, hay cuencas muy próximas a centros urbanos que están ya apreciablemente desarrolladas. Por ejemplo, en el Uruguay, el río Negro tenía aprovechado en 1960 el 45 por ciento de sus posibilidades, y el río Grande de Tárcoles, en Costa Rica, casi un 40 por ciento.

380. Aproximadamente el 60 por ciento de la capacidad instalada en las centrales hidroeléctricas de servicio público en América Latina era en 1958 del tipo que cuenta con embalses reguladores, correspondiéndoles más o menos el 64 por ciento de la generación hidráulica. La capacidad de los embalses se estimó en aproximadamente el 36 por ciento de la generación hidroeléctrica en ese mismo año.

381. Este tipo de central va aumentando en casi todos los países latinoamericanos, con la tendencia simultánea de emplearlos mayormente para generar energía a las horas de punta en los sistemas alimentados por centrales térmicas e hidráulicas de distintas características.

382. Al mismo tiempo, se va imponiendo el criterio de realizar todos los aprovechamientos hidráulicos en beneficio del más amplio interés público, para el empleo óptimo del agua. Se examinan simultáneamente las posibilidades de riego, agua potable, control de crecidas, navegación, etc., con la producción de electricidad como base económico-financiera de todo plan. En la Argentina, el Brasil, Colombia, Chile, México y el Uruguay, se encuentran buenos ejemplos de esa política.

383. Trece países, acerca de cuyos planes de desarrollo eléctrico se cuenta con informaciones, se proponen instalar en conjunto 7.8 millones de kW hidráulicos en el período 1958-65, lo que representa una tasa acumulativa anual elevada (13.6 por ciento). Asimismo, seis países, sobre los que hay estimaciones hasta 1970, prevén la instalación total de 11.1 millones de kW hidráulicos en el período 1958-70 (19.4 por ciento de crecimiento anual). Ambas estimaciones muestran claramente la importancia del desarrollo hidroeléctrico en América Latina en los próximos años. Los mayores incrementos absolutos hasta 1965 corresponderían al Brasil y México, seguidos por Colombia, el Perú, Chile y la Argentina.

384. En un documento (ST/ECLA/CONF.7/L.3.7) en que se analiza el probable desarrollo de la energía eléctrica de origen hidráulico en México se atribuyen sólo 6.5 millones de kW de instalación económica en ese país. Se prevé además que el aumento inmediato de la participación hidráulica, según los planes vigen-

<sup>37</sup> Véase E/CN.12/501/Add.1 y E/CN.12/593, respectivamente, citados antes.

tes, tendería a declinar después de 1970 porque los mejores recursos se encontrarían ya en explotación. Por otra parte, considera que en el año 2000 se habrán aprovechado prácticamente todas sus posibilidades hidroeléctricas.

## 2. *Discusión del tema*

### a) *Necesidad de realizar evaluaciones integrales de los potenciales hidroeléctricos*

385. Con la presentación ante el Seminario de algunas consideraciones de aspecto general —la creciente demanda de energía eléctrica que se confronta en América Latina; el carácter renovable del recurso hidroeléctrico en oposición al agotable de los combustibles fósiles; la circunstancia de que en la producción de hidroelectricidad no hay uso consuntivo del agua, y que, al desarrollarse un proyecto de carácter múltiple, se la puede coordinar, facilitando inclusive el uso de ese elemento en otros fines, etc.— hubo acuerdo general en estimar que los recursos hidroeléctricos del área deben aprovecharse en consonancia con el aumento de las necesidades de energía y en la medida que el interés económico de los países lo aconseje.

386. Se reconoció asimismo que el inventario de los recursos hidráulicos, y el conocimiento de sus características, es condición previa y necesaria en cada país, tanto para planificar el empleo más conveniente del agua, como para delinear una política adecuada en materia energética general, y muy especialmente en materia eléctrica.

387. Luego de confirmar, con las exposiciones de varios participantes, que las evaluaciones hasta ahora realizadas en América Latina son parciales y no obedecen a criterios ni métodos uniformes, se expresó en forma unánime la conveniencia de realizar evaluaciones integrales del potencial en toda el área con criterios, métodos y terminología uniformes, aprovechando para ello la experiencia de países más avanzados.

### b) *Conceptos y métodos de evaluación*

388. Luego de esclarecer, como se hizo en la presentación del tema,<sup>38</sup> el concepto sobre la medida de potenciales hidroeléctricos a diferentes niveles —teórico, técnico y económico— se destacó principalmente la importancia del concepto de dicha medida al nivel del primero y al del último.

389. Se reconoció que la utilidad del concepto “potencial teórico” para una cuenca o país radica en su carácter de valor máximo y fijo, aunque inalcanzable en la práctica, en relación con el cual se puede medir el progreso paulatino del aprovechamiento del recurso y estimar la futura capacidad que puede llegar a tener de producción económica.

### i) *Métodos para la evaluación de potenciales hidroeléctricos*

390. Se examinaron los dos métodos de evaluación de potenciales teóricos sugeridos en la presentación del tema y en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.3.0 de la Secretaría, el primero relativo al potencial por unidad de superficie de las cuencas, y el segundo, al longitudinal de los cauces. En atención a su bondad, y a que los datos básicos requeridos para su aplicación son simples, se consideraron recomendables para su adopción en los países de América Latina estimándose que se daba así un paso efectivo en procura de la uniformación de las evaluaciones de potenciales hidroeléctricos en la región.

391. En contraste con los potenciales teóricos, no se llegó a recomendar concretamente ningún método sistemático uniforme para la evaluación de potenciales económicos, en vista de las dificultades que entrañaría su fijación y la brevedad del tiempo de que se disponía para discutirlos. Se sugirió solamente su estimación a través de los otros métodos.

392. Con frecuencia a los aprovechamientos con fines múltiples y a las prioridades en el uso del agua dentro de ellos, se examinaron diferentes criterios usados en distintos países. Se pudo anotar así que al servicio de agua potable y al riego se les reconoce, por lo general, una alta prioridad: en el Valle del Tennessee el objetivo principal es el control de inundaciones, y con frecuencia se llega a perder agua para la generación eléctrica por esta causa. Una situación similar se registra en el Oeste de los Estados Unidos, en las obras del Bureau of Reclamation, donde el riego tiene además alta prelación. En las obras de Sonora y Sinaloa (México) la generación eléctrica está completamente supeeditada al riego.

393. Reconociendo que en algunos países se establece por ley el orden de prelación de esos usos, predominó la opinión de que el criterio más recomendable sería el de llevar al máximo los beneficios para la colectividad del conjunto de los empleos del agua dentro de un marco económico. La opinión contraria sostenía la necesidad de fijar prioridades muy rígidas para sus distintos usos.

394. Se citaron casos como el del embalse de Villa Victoria (México) donde se negó una concesión para agua potable porque se demostró que era más económico usar el recurso hidráulico en la producción de energía y satisfacer las necesidades domésticas desde otra fuente. Asimismo se mencionó el caso de San Pablo (Brasil), en que para 1980 se necesitarán 42 m<sup>3</sup>/seg en los servicios de agua potable, que serán tomados, en proporción cada vez mayor, del río Tieté, restándolos a la producción de energía, por no existir otra fuente más conveniente para la atención de aquel servicio.

395. Se expusieron varios criterios para la distribución del costo total de un proyecto de usos múltiples entre

<sup>38</sup> Véase supra, párrafos 343-356.

sus diversos objetivos. Por ejemplo, en México se imputa el máximo posible a la producción de energía, hasta que su costo resulte igual al de la generación térmica en una central alternativa próxima. Entre otros criterios se analizó el de los “costos alternativos justificables”, que se basa en utilizar tanto el importe real del conjunto de las obras, como los importes probables si hubieran sido construidas aisladamente para el mismo objeto. Asimismo se expuso el criterio que se conoce con el nombre de “distribución de costos de beneficios remanentes”, según el cual esa distribución se hace atendiendo a los beneficios que se derivan en cada uno de los objetivos.

396. Sin que se diera la unanimidad en las opiniones, ambos criterios contaron entre los que pueden considerarse más adecuados para resolver el problema aludido.

## ii) Información básica indispensable

397. Como la determinación de los potenciales y el diseño de los aprovechamientos hidroeléctricos tiene como base el conocimiento del caudal de los ríos y de los desniveles del terreno, se sugirió que en lo posible se busque ese conocimiento por los medios más sencillos, uniformes y económicos, y que además sean compatibles con la precisión requerida en los usos a que se destinen.

398. Al examinar el período mínimo de observaciones hidrológicas e hidrometeorológicas que pueda considerarse adecuado para basar la preparación de un proyecto, se propuso que el mínimo fuese igual al ciclo hidrológico de la región estudiada, ciclo que en muchas partes se considera que tiene de 25 a 30 años de duración. Sin embargo, el debate condujo a la conclusión de que en ningún país se ha podido establecer con certidumbre su duración. Entre otros ejemplos, se citó el caso de la ciudad de México. A pesar de tener 100 años de registros pluviométricos, no se ha podido determinar ningún ciclo hidrológico definido.

399. Enfrentándose a la realidad —inevitable en muchos casos— de tener que realizar obras de aprovechamiento hidráulico con informaciones insuficientes, se expresó la opinión de que en tales circunstancias se usen los datos de que se dispone en la forma más juiciosa que sea posible, mediante la adopción de márgenes de seguridad que reflejen la magnitud del riesgo que se corre y la importancia del proyecto.

400. En el examen de los métodos usuales de extrapolación de datos hidrológicos para determinar las creces máximas que permiten diseñar las obras de ingeniería relacionadas con ellas, se opinó que los procedimientos estadísticos usuales probablemente no reflejen la influencia de los ciclones en las zonas tropicales. Se ilustró esta afirmación con el ejemplo del ciclón Janette (1955), que provocó un derrame en el embalse de Necaxa igual al máximo previsto para las obras de rebalse.

401. No se contó en el Seminario con bases suficientes para poder dilucidar esta cuestión. Sin embargo, algunos participantes sostuvieron el punto de vista de que los métodos estadísticos de extrapolación incluyen la influencia de los ciclones, siempre que las estadísticas básicas sean lo suficientemente amplias y abarquen observaciones realizadas cuando se desarrollaban otros fenómenos meteorológicos similares.

402. Se presentó a la consideración del Seminario un procedimiento empleado en el Brasil, que permite contar con un mayor número de observaciones directas, combinando los datos obtenidos simultáneamente en varias estaciones de una misma cuenca, considerándolos como eventos hidrológicos independientes unos de otros.

403. A través de la exposición de varios participantes se concluyó que el método más empleado en la actualidad para la determinación de las creces en el diseño de obras de evacuación, es el que combina “la tormenta de diseño” con el “hidrógrafo unitario”.

404. En materia de extensión de estadísticas por covariación con otras más largas, se opinó que no es posible definir valores mínimos aceptables para los coeficientes de correlación pertinentes. Es éste un problema que depende de numerosísimas consideraciones, difíciles de cuantificar, y sobre el que sólo puede tomar decisiones en cada caso específico el “buen criterio” del proyectista.

405. Se expuso a la consideración del Seminario el procedimiento que se está desarrollando en el Departamento de Aguas y Energía Eléctrica del Estado de San Pablo en Brasil para estimar los caudales de un río durante estiajes críticos y los resultados obtenidos en las primeras aplicaciones prácticas.

406. Teniendo presente que el examen detallado de la irregularidad en el caudal de un día se realiza a base de procedimientos tradicionales, entre los que se cuenta la curva de duración del gasto, se tomó conocimiento del coeficiente sugerido en el documento ST/ECLA/CONF.8/L.3.0, destinado a la confección de mapas que muestren la distribución territorial de la irregularidad de los escurrimientos. Se apreciaron las ventajas de ese coeficiente como elemento auxiliar en estudios generales, y se estimó recomendable su empleo en los países latinoamericanos.

407. Hubo consenso en el Seminario al estimar que no es posible dar normas de carácter general sobre promedios de superficie territorial por estación pluviométrica o fluviométrica para la determinación de las mediciones necesarias en una cuenca, porque son muy variadas las circunstancias que determinan su número y su distribución. Entre los ejemplos ofrecidos a la discusión figuró la Cuenca de Catemaco (México) en la que se probó una mala distribución de pluviómetros, aunque su número era elevado en relación con la superficie de la cuenca. Se comentó, además, que los valores



promedios de superficie territorial por estación han de considerarse como simples índices para dar una idea general de la mayor o menor escasez de pluviómetros y fluviómetros en un país o región.

408. Con relación a la calidad de los datos requeridos para hacer las evaluaciones integrales de los potenciales teóricos, se llegó a la conclusión de que debe recurrirse a los mejores antecedentes de que pueda disponerse en la actualidad —mapas, estadísticas hidrológicas y meteorológicas, etc.— para realizar una primera e inmediata estimación de esos recursos, estimación que se irá perfeccionando paulatinamente, a medida que se obtengan más y mejores informaciones. Los mapas desde la escala 1:250 000 o mayores con líneas de nivel cada 200 metros, o más próximas, se consideraron aceptables para las estimaciones de los potenciales teóricos superficiales.

*c) Los medios de investigación de los recursos hidráulicos en América Latina*

409. La información proporcionada al Seminario puso de manifiesto la escasez de datos y la falta de uniformidad en los métodos empleados para conocer los recursos hidráulicos de cada país. Se subrayó el hecho de que las labores que se realizan frecuentemente con la intervención de numerosos organismos sólo son aprovechadas en reducida proporción por falta de coordinación y centralización de observaciones. Hay inclusive casos en que las autoridades centrales desconocen la existencia de estaciones privadas que operan desde hace años y que cuentan con informaciones valiosas.

410. Confrontando estas y otras deficiencias en los medios de investigación existentes, con la intención de propender a su utilización más adecuada y con el fin de conocer las bases sobre las que deben ampliarse y mejorarse los servicios hidrológicos e hidrometeorológicos y cartográficos, se consideró necesario llevar a cabo inventarios en cada país de las entidades que realizan observaciones, de las estadísticas que existen actualmente, y de los mapas con líneas de nivel, a diferentes escalas, con indicación en cada caso de las superficies territoriales cubiertas.

411. También se estimó necesaria la coordinación de labores de las diversas entidades que realizan observaciones hidrológicas e hidrometeorológicas, así como toda acción encaminada a centralizar, publicar y facilitar la obtención de esas informaciones por parte de las personas y organismos interesados.

412. Por último, el Seminario subrayó la conveniencia de un intercambio internacional de informaciones en materia de evaluación de potenciales hidroeléctricos y sugirió una eventual centralización en la CEPAL, de datos y experiencia para los estudios y publicaciones que esa entidad realiza en ámbitos nacionales y regionales.

### 3. Conclusiones y recomendaciones

413. De los documentos presentados al Seminario sobre este tema y de los debates correspondientes, se derivan las siguientes conclusiones principales:

a) Es indispensable para cada país la evaluación integral de sus potenciales hidroeléctricos con criterios y métodos uniformes, como antecedente imprescindible para planificar el aprovechamiento óptimo tanto de los recursos hidráulicos como de las fuentes energéticas.

b) El concepto de evaluación integral de los potenciales hidroeléctricos teóricos y los métodos sugeridos para su determinación se consideran convenientes y recomendables en la etapa de desarrollo e investigación de sus recursos naturales en que se encuentran los países de América Latina.

c) Es necesario mejorar en cada país la coordinación de las labores de las diversas entidades que realizan observaciones hidrológicas e hidrometeorológicas, la elaboración, centralización y publicación de los resultados obtenidos, y la ampliación paulatina de las redes de estaciones hidrológicas e hidrometeorológicas, orientando todo a obtener un conocimiento más cabal de los recursos hidráulicos, paso previo para su aprovechamiento.

414. El Seminario, en vista de las consideraciones anteriores y de los debates celebrados, estimó necesario hacer las recomendaciones siguientes:

a) Se recomienda que se preste preferente atención a los conceptos y métodos sugeridos por el Seminario para la evaluación de potenciales hidroeléctricos por cuencas, cubriendo en lo posible los territorios nacionales.

b) Se recomienda establecer en cada país, un organismo nacional que se encargue de las investigaciones, evaluaciones e inventarios de los recursos hidráulicos a base de conceptos y métodos uniformes, centralizando y coordinando la información existente e iniciando nuevas investigaciones donde fuera necesario, y promoviendo para ello el mejoramiento de las redes hidrológicas e hidrometeorológicas.

c) Se recomienda a las Naciones Unidas llevar adelante su cooperación con los gobiernos de América Latina, a través del grupo CEPAL/DOAT/OMM, en el estudio de los recursos hidráulicos y su aprovechamiento actual y futuro, incluyendo —si así lo solicitaran los gobiernos respectivos— el análisis coordinado y uniforme de los antecedentes que atañen a los recursos hidráulicos internacionales, con vistas a su aprovechamiento conjunto e integral, valiéndose para ello, donde fuere necesario, de Comisiones Mixtas Internacionales.

d) Se recomienda que la Secretaría de la CEPAL centralice las informaciones sobre evaluación de potenciales hidroeléctricos que los gobiernos de los diversos países le remitan, para darlas a conocer oportunamente y que, prosiguiendo su iniciativa de ordenar e intensificar el estudio de los recursos hidráulicos latinoame-

ricanos y planificar su aprovechamiento en el área, convoque oportunamente a reuniones especiales, para

propender al empleo óptimo y racional del agua en escala cada vez mayor.

## F. LA ENERGÍA NUCLEAR Y SUS POSIBILIDADES EN AMÉRICA LATINA

### 1. Presentación del tema

a) *Tipos de reactores nucleares para la producción de energía. Costos de las inversiones y de los combustibles nucleares*

#### i) *Tipos de reactores*

415. Los reactores nucleares en operación, en construcción o en proceso de investigación se pueden agrupar en tres categorías.

416. Categoría 1: *Reactores de potencia suficientemente desarrollados para uso industrial.* Este grupo incluye reactores heterogéneos de uranio-grafito refrigerados por agua a presión (hirviendo y no hirviendo) o por aire. En países que ya cuentan con una industria nuclear desarrollada, funcionan varias centrales de este tipo y en otras partes están en construcción o se prevé su establecimiento. En la tecnología nuclear se aprovecha la vasta experiencia recogida en el uso de los gases y del agua como refrigerantes en los sistemas convencionales de generación de energía. El equipo se fabrica a escala industrial y tanto su mantenimiento como la conservación son menos complejos que en el caso de reactores de otros tipos.

417. Categoría 2: *Reactores técnicamente promisoros, sobre los cuales, en un futuro próximo, se habrá acumulado alguna experiencia industrial.* Este grupo comprende los reactores orgánicos y los de agua pesada. Pese a las posibilidades técnicas y económicas favorables que presentan, no se ha acumulado suficiente experiencia en la etapa experimental y semi-industrial en que se encuentran para llegar a conclusiones concretas sobre su uso en los países menos desarrollados. Todavía no hay ninguna experiencia industrial. Sin embargo, como se están construyendo varias centrales nucleares que incluyen reactores de estos tipos, pronto se contará con la experiencia técnica y de operación necesaria.

418. Categoría 3: *Reactores que no pueden recomendarse ni ahora ni en un futuro inmediato para ser usados en países poco desarrollados.* Entre ellos figuran los reactores homogéneos acuosos, de combustible líquido, de refrigerante de metal líquido, de combustible granulado y de neutrones rápidos. Estos se han agrupado aquí por su complejidad técnica o por falta de información sobre su operación.

419. Los reactores rápidos ocupan un lugar especial por las excelentes perspectivas que ofrecen para el planeamiento a largo plazo del desarrollo de la energía atómica. Sin embargo, por falta de experiencia de operación, dificultades técnicas y elevado costo de su carga

de combustibles deben descartarse en la tapa inicial de instalación de reactores para la generación de energía en las regiones menos desarrolladas. Podrán considerarse cuando se haya acumulado suficiente plutonio en los reactores térmicos, en forma que pueda regenerarse el combustible nuclear en gran escala y aprovechar mejor las materias primas nucleares naturales.

#### ii) *Costos de inversión*

420. Si se consideran por separado los principales componentes de las actuales centrales nucleares, los turbogeneradores y equipo auxiliar es lógico que cuesten algo más que los de las convencionales de tamaño similar, a menos que se logren condiciones comparables para las temperaturas y presiones del vapor. Las obras civiles, las protecciones especiales de concreto y las envolturas necesarias para el equipo nuclear cuestan mucho más que las correspondientes instalaciones convencionales; el sistema de transferencia de calor y el reactor costará más que el equipo convencional de generación de vapor. Por lo tanto, no cabe esperar que el costo de capital de una central nuclear sea inferior al de una planta convencional.

421. Las estimaciones correspondientes a las grandes centrales nucleares que se construirán en los próximos cinco años indican que el costo por kW instalado superará en 1.5 veces o más el costo correspondiente de las centrales convencionales de tamaño parecido, con la posible excepción del caso de los reactores de ciclo directo.

#### iii) *Costos de combustible*

422. En los que respecta a los precios del uranio, se constata que la tendencia a la baja en el mercado del  $U_3O_8$  se ha reflejado en la rebaja propuesta por el gobierno de los Estados Unidos de 40 por ciento para el uranio natural y de 20 por ciento para el uranio altamente enriquecido.

423. En un estudio recientemente efectuado en los Estados Unidos se constató que los precios del uranio enriquecido estaban libres de todo elemento de subsidio y se hizo notar que la actual capacidad de las plantas norteamericanas de difusión bastaría por sí sola para hacer frente a las necesidades de existencias y combustión de una capacidad de 40 000 MWe. Por consiguiente, no parece que en un plazo breve o mediano subirá el costo del uranio natural y enriquecido.

424. Con respecto a los sistemas de uranio natural, se señaló que aunque el beneficio de los minerales y la producción de concentrados son procesos relativamente

simples, suponen una inversión considerable. Del mismo modo, es factible la producción de uranio metálico de pureza nuclear en cantidades pequeñas; pero la fabricación de elementos combustibles que se emplean a altas temperaturas es problema más complejo. La inversión unitaria requerida para la instalación de una planta elaboradora de elementos combustibles irradiados aumenta considerablemente cuando la producción es pequeña, y sólo resultaría económica si se tuviera bajo consideración un vasto programa de producción de energía nuclear, sobre bases nacionales o regionales. Por último, el costo de una planta de enriquecimiento, que asciende a varios cientos de millones de dólares, anula toda posibilidad de emprender este tipo de desarrollo en países que apenas comienzan a aprovechar la energía nuclear.

#### b) Costos de operación y conservación

425. Aún se carece de suficientes informaciones sobre el costo de operación y conservación de una central nuclear destinada exclusivamente para la producción de electricidad, aunque se han efectuado algunos cálculos por analogía con centrales convencionales o por estudio de los proyectos de las centrales nucleares. Por ejemplo, todavía no se sabe a ciencia cierta qué personal se requiere.

426. Es muy probable que se produzcan reducciones en el personal de operación a medida que aumente el automatismo, y disminuyan los costos de reparación—aparte de que se adquirirá mayor experiencia en normas de seguridad— todo lo cual contribuirá a rebajar los costos de operación y conservación. Sin embargo, como este renglón sólo representa el 10 por ciento de los costos totales de la energía nuclear, incluso un ahorro del 20 por ciento en los costos de operación y conservación, supondrá apenas una economía del 2 por ciento.

#### c) El Organismo Internacional de Energía Atómica

427. La cooperación que presta el Organismo Internacional de Energía Atómica a los países miembros puede resumirse como sigue:

- i) divulgación de informaciones técnicas y financieras;
- ii) estudios metodológicos de determinación de costos de generación;
- iii) casos concretos de las perspectivas de la energía nuclear en países individuales;
- iv) asistencia en materia de capacitación.

#### d) Perspectivas de la energía nuclear en América Latina

428. A la luz de las actuales características de los reactores de potencia que se caracterizan por un marcado aumento de la inversión unitaria cuando el tamaño disminuye por debajo de 100 a 150 MW, se estima que los reactores de potencia sólo podrán considerarse para:

- i) grandes sistemas interconectados de 1 000 MW o más de capacidad en donde se necesitan plantas térmicas relativamente grandes para la carga básica; y
- ii) sistemas algo más pequeños que sirven complejos industriales localizados en áreas desprovistas de recursos hidráulicos y que utilizan combustibles fósiles con elevados costos de transporte.

429. Parece que la región São Paulo-Río de Janeiro en el Brasil y la del litoral de Buenos Aires en la Argentina corresponden a la primera categoría, mientras la zona norte de Chile corresponde al segundo grupo.

## 2. Discusión del tema

### a) Tipos de reactores nucleares para la producción de energía. Costos de las inversiones y de los combustibles nucleares

#### i) Tipos de reactores

430. El Seminario comenzó por pasar revista a los sistemas de reactores de potencia desde el punto de vista de un país que estuviera estudiando su primera central nuclear.

431. Se estimó que los reactores de las categorías 1 y 2 tienen una similitud básica en sus aspectos técnicos y económicos. Consecuentemente, al investigar las posibilidades técnicas de utilización de un reactor nuclear en un país subdesarrollado debe dársele consideración cuidadosa a ambas categorías.

432. Por el contrario, antes de que pueda establecerse la ventaja económica de los reactores de la categoría 3 sobre las de las categorías anteriores, debe realizarse un considerable esfuerzo financiero en experiencias y ensayos a escala industrial.

#### ii) Costos de inversión de los reactores de potencia

433. En los próximos años será posible reducir los costos de los renglones a que se hizo referencia anteriormente. Las envolturas exteriores convencionales que hoy representan parte esencial de las obras civiles y que se estiman necesarias, podrían reducirse progresivamente o ser enteramente eliminadas. El empleo de bombas más sencillas y de tuberías convencionales reducirán ciertos costos del circuito refrigerador, mientras que los materiales estructurales del reactor, propiamente dicho, resultarán más económicos al perfeccionarse los métodos de fabricación. Las densidades más elevadas de potencia deberán también producir una reducción importante en el costo de la carga inicial del combustible del reactor.

434. No puede decirse en general si la cifra de 1.5 que representa la relación de costos entre la central convencional y la nuclear grande será distinta en los países

poco desarrollados. El nivel más bajo que acusan los salarios de la mano de obra no calificada contribuiría a reducir los costos de construcción, pero, en cambio, los salarios más altos de los técnicos extranjeros requeridos para dicha construcción y obras preliminares anularían en gran parte esta ventaja. La posibilidad de contar con algunos materiales producidos en el país a precios más bajos se contrapesaría con los fletes de los principales componentes de la planta y de la mayor existencia de repuestos necesaria. El grado de industrialización del país hará posible otros ahorros pero, en general, cabe la conclusión de que los costos de construcción de las plantas de energía nuclear de los países poco desarrollados probablemente no serán inferiores a los del país en que se fabrican. En gran medida, estas mismas observaciones rigen para las estaciones térmicas convencionales, donde la experiencia comprueba que, en general, se llega a costos superiores a los que se obtienen en los países de origen de los equipos importados.

### iii) *Costos de combustible*

435. El Seminario reconoció que la ventaja fundamental de la energía nuclear reside en el bajo costo de sus combustibles. A este respecto, se espera que la situación actual vaya mejorando aún más.

### b) *Costos de operación y conservación*

436. El Seminario tomó nota del mejoramiento constante de la cantidad de calor extraída por peso unitario de combustible antes de que sea necesario volverlo a tratar y la probabilidad de que esta tendencia persista en la mayoría de los sistemas de reactores.

437. Además, se juzgó que la actual tendencia hacia la disminución de los costos de fabricación, que representan una parte importante de los costos totales del combustible, debe continuar. La producción en masa de elementos combustibles y la desaparición de la amortización rápida correspondiente a fábricas semiexperimentales apuntan hacia nuevos ahorros en este campo.

438. En consecuencia, el Seminario estimó que los costos de combustibles que para un gran reactor de energía varían, actualmente, de 1.2 a 3 mills por kWh, según el sistema elegido, tienen probabilidades de bajar más aún en el curso de la próxima década y en ningún caso subirán sobre los niveles actuales.

439. Se estudiaron detenidamente los problemas del cálculo exacto de los costos de la energía nuclear. Aunque la cuestión de la economía de una planta de energía nuclear dentro de un sistema se discutió en el Comité III, se examinó el problema de la asignación exacta de los gastos para combustible nuclear así como la conveniencia del método del "valor presente" puesto de relieve siempre que se den ciclos completos de combustibles o cuando se pueden prever con exactitud las

variaciones en los parámetros técnicos y económicos en el curso de la vida del reactor.

### c) *El Organismo Internacional de Energía Atómica. Problemas de información*

440. Los participantes se impusieron en detalle de las posibilidades de cooperación que puede prestar el Organismo Internacional de Energía Atómica.

441. El Seminario juzgó que la gran rapidez con que cambian las características técnicas y de costo de los sistemas de reactores exigen de modo especial el mantenerse al día en lo que se refiere a los últimos progresos en el campo de los reactores de potencia.

### d) *Perspectivas de la energía nuclear en América Latina*

442. El Seminario no ha tenido ni el tiempo ni la intención de hacer un estudio detallado de las diferentes posibilidades que se presentan en América Latina para el desarrollo de la energía nuclear.

443. En el caso del Brasil, no se explicó al Seminario la situación actual del proyecto de Mambucaba y, por lo tanto, pareció difícil considerar el problema más a fondo. En el caso de la Argentina, aunque parece que se llenaron todas las condiciones técnicas necesarias para la consideración de un reactor de energía nuclear en el área de Buenos Aires, con una demanda actual de energía de 1 300 MW que deberá aumentar a 3 000 MW en 1970, la comparación económica dependerá del valor que se dé al combustible de petróleo o gas natural que, de acuerdo con los actuales planes de desarrollo del país, presentarán excedentes desde 1964 en adelante.

444. Por último, el norte de Chile ofrece una perspectiva interesante para un reactor relativamente pequeño (50 MW), siempre que se logre la interconexión entre las plantas que sirven a las minas de cobre y sus refinerías y las ciudades vecinas. La solución atómica sería económica incluso sobre la base de los cálculos preliminares que se fundaron en los precios del uranio enriquecido antes de la rebaja reciente. Sin embargo, no se puede emitir juicio más definitivo antes de realizar una nueva investigación técnica y económica, a fin de confirmar la posibilidad de asignar a un solo reactor más del 25 por ciento de la capacidad total de la región y considerar los costos de ambas soluciones en divisas extranjeras, a la vez que tener en cuenta otros factores de alcance nacional como es el empleo del carbón nacional.

### 3. *Conclusiones y recomendaciones*

445. De las discusiones de este tema en el Seminario se puede concluir:

a) Que la energía nuclear en el momento actual tiene pocas perspectivas inmediatas de aplicación industrial en la mayor parte de América Latina, salvo en contados casos especiales.

b) Que puede ser de interés la posibilidad de disponer de un reactor pequeño que sirva como centro regional de capacitación de personal para muchos países del área.

446. Además, el Seminario hizo las siguientes recomendaciones:

a) Emplear, cuando sea conveniente, los servicios que proporciona el Organismo Internacional de la Energía Atómica en materia de asistencia técnica para la capacitación, estudios generales de costo de la energía nuclear, estudios metodológicos y misiones especiales de investigación de la energía nuclear.

b) Mantener al día las últimas informaciones sobre

los reactores nucleares, prestando especial atención a aquellos aspectos en que varía la situación con gran rapidez, a saber: costo de los combustibles en general, y costo de las unidades pequeñas y medianas en particular.

c) Calcular el costo de generación nuclear sobre la base de los costos actuales y provistos del combustible nuclear a fin de obtener una escala de valores dentro de la cual cabe esperar que se sitúen los costos reales durante la vida útil de la planta, y además emplear métodos de estimación que tomen debidamente en cuenta las variaciones de los parámetros de operación y costo en el futuro.

## G. APROVECHAMIENTO ECONÓMICO DE LOS COMBUSTIBLES

447. Falta una suficiente comprensión de los alcances económicos de las transformaciones de las energías latentes de los combustibles en electricidad o de su uso para procesos industriales, calefacción, transporte, etc. A menudo se presta mucha atención a los aspectos técnicos, sin la correspondiente evaluación económica de los costos de inversión y de operación que corresponden a cada nivel de eficiencia.

448. Es éste un tema que adquiere particular relieve en la economía de las centrales termoeléctricas, y su estudio abre buenas perspectivas para mejorar el empleo combinado del calor y la electricidad. Existe una variadísima gama de combustibles que pueden destinarse para cumplir procesos de muy diversa índole. Para llegar al uso más eficiente de aquéllos, será preciso establecer cuáles son los usos óptimos en cada caso y en qué condiciones pueden obtenerse. El documento ST/ECLA/CONF.7/L.5.1 analiza en detalle numerosos ejemplos de este tipo, para diversas industrias y situaciones.

449. Merecen especial atención las diversas formas no usuales en que podría generarse económicamente la electricidad térmica, teniendo en cuenta los empleos derivados, como por ejemplo:

- i) Con combustibles residuales de escaso o ningún valor comercial;
- ii) Con calor residual de hornos industriales;
- iii) Aprovechando el saldo energético perdido en la producción directa de vapor de baja presión o aire caliente que requieren sus procesos;
- iv) Produciendo frío con el vapor que se condensa en las turbinas, o con los gases de escape de las mismas.

450. La generación de la electricidad no puede, ni debe, considerarse aisladamente del conjunto energético. Se impone una íntima vinculación entre la generación de electricidad en servicios públicos y en las industrias y la utilización del calor a distintos niveles.

451. Sólo de este modo es posible llegar a determinar en cada oportunidad con qué tipos de combustibles

conviene generar la electricidad y el calor necesarios y cómo y en qué proporciones deben usarse. De allí surgen valiosas orientaciones para decidir acerca del uso de los recursos disponibles.

452. Ya se han hecho referencias en otros comités de este Seminario a las distorsiones que introducen en las decisiones de política económica, la irracionalidad y la inestabilidad de los precios de las diversas formas de la energía.

453. El uso de ciclos combinados para la generación de electricidad y calor en las centrales públicas muestra la preocupación por la búsqueda de soluciones que permitan utilizar mejor los combustibles disponibles.

454. La producción de frío por el método de absorción, en sus diferentes realizaciones, ofrece importantes posibilidades para sacar ventaja del calor latente del vapor, que de otro modo se pierde en el agua de circulación de los condensadores, o de enfriamiento de las camisas.

455. Conviene señalar que la turbina de contrapresión y de condensación con toma intermedia no es sino uno de los mecanismos de racionalización energética más generalizados hasta ahora, pero existen además numerosas soluciones prácticas y económicas, cuyo panorama se ha ampliado en los últimos años con el desarrollo de las turbinas de gas y aire caliente.

456. La valoración de la energía eléctrica que la industria puede entregar a la red pública presenta serios problemas, y no han sido establecidas formas de convenio bastante equitativas que estimulen el desarrollo más intenso de esta posibilidad.

457. Es muy importante que no se usen energías con niveles térmicos superiores a los estrictamente requeridos por la naturaleza de los procesos de calentamiento, práctica que frecuentemente no se aplica con grave malbaratamiento de recursos.

458. Existe bastante experiencia acumulada en varios países europeos, y aún en los propios latinoamericanos, sobre las diversas formas y métodos utilizados para

solucionar esas situaciones. Sin embargo, se nota la falta de comunicación entre los técnicos en la materia, que permitiría aprovechar mejor el fruto de esa experiencia, así como de reglamentaciones nacionales y de cooperación entre técnicos y empresas. Un enfoque racional y cooperativo del conjunto de esos complejos problemas redundaría en grandes beneficios económicos y financieros.

## 2. *Discusión del tema*

### a) *Impacto económico de la racionalización energética*

459. Al considerar las ventajas económicas que ofrece la racionalización energética hubo acuerdo en el Seminario de que ésta debe obtenerse mediante la coordinación de los esfuerzos de todos los sectores interesados, para lograr satisfacer sus necesidades con el menor consumo de combustibles y el más bajo costo.

460. Para un mejor aprovechamiento, se señaló la necesidad de armonizar al máximo la utilización de los combustibles en el sector eléctrico y en el industrial.

461. Ante las discrepancias en materia de unidad común para expresar la energía eléctrica y las térmicas, se sugirió la adopción de un criterio uniforme a través de la convertibilidad de la electricidad en trabajo mecánico medible en kilo Joules (kJ). Con este motivo se examinaron los conceptos de rendimientos, para aclarar su significado diferente en el caso de transformación en electricidad por una parte y en calor industrial por la otra.

462. Teniendo en cuenta la capacidad de las plantas eléctricas y la demanda en los próximos años, no se consideró conveniente la adopción indiscriminada de las soluciones utilizadas en los países más desarrollados, ya que el menor consumo específico por sí solo no asegura la máxima economicidad ni la racionalidad de una solución. A este respecto se señaló que las potencias de muchas de las centrales a construirse en los próximos años en América Latina requerirán capacidades del orden de 30-60 MW y que para ello no es, en general, conveniente económicamente ir a las condiciones térmicas más avanzadas.

### b) *Comparación económica de la generación de electricidad en centrales públicas con la producción combinada de vapor*

463. Se concretaron, en una serie de ejemplos, las importantes economías que surgen de la segunda forma respecto a la primera, señalándose que se pueden lograr ahorros en combustibles del orden de 20 a 35 por ciento y en costo anuales de operación de 12 a 24 por ciento, según el número de horas de operación y según las tasas de interés adoptadas para la comparación.

464. Se consideró que, para apreciar mejor las ventajas relativas, conviene comparar los costos anuales totales

de cada una de las varias soluciones utilizando sistemas como el del valor presente.

465. Factores tales como amortización y tasas de interés, precios de los combustibles y horas de utilización que se incorporan como constantes en el cálculo, son variables, sobre todo si los períodos de comparación son largos. A ese respecto, se estimó que es de suma utilidad el uso de una fórmula que permita determinar los períodos de repago (*payback periods*) de las inversiones adicionales con relación a los ahorros de combustibles que originan.

466. Se señaló que los períodos de repago adoptados en general para una central industrial, difícilmente exceden de los 5 años y muchas veces son de sólo dos o tres años, contrariamente a períodos mucho más largos en las centrales públicas. Esa amortización tan acelerada deforma una buena comparación y puede derivar en soluciones poco económicas para la comunidad.

### c) *Eslabonamiento energético. Desarrollo y posibilidades*

467. Si bien el empleo de la turbina de contrapresión para generar electricidad y calor es la solución más generalizada hasta la fecha, ésta sólo constituye un caso particular de los muchos posibles.

468. Se destacó que para optar por la solución más conveniente, tiene importancia conocer las curvas de carga eléctrica y de calor industrial, dentro de cada industria a lo largo del tiempo previsto. Debe tenerse en cuenta para ese cálculo, el hecho de que la evolución de los procesos industriales conduce a la disminución relativa del consumo de vapor y al aumento relativo de la necesidad de energía eléctrica.

469. Se examinaron varios casos de eslabonamiento a diversos niveles, llegándose a la conclusión de que las economías alcanzables son tan significativas como para proveer una fuente adicional de recursos para la ampliación de la capacidad de centrales públicas con evidente ventaja para otros sectores consumidores.

470. Se mostró también que el eslabonamiento dentro de la central pública misma, es una manera de mejorar la utilización de combustibles gaseosos en ciclos con turbinas de gas y de vapor combinados. Con ello se lograría reducir la inversión unitaria en 4 o 5 por ciento y al mismo tiempo mejorar el consumo específico en 7 por ciento. De ahí surgen recursos que equivalen a un agregado de potencia instalada de 6 a 11 por ciento si el ahorro se capitaliza en un período de 5 años.

471. Un método que aún no se ha utilizado en América Latina es la expansión del gas natural previa a su combustión, del que ya existen ejemplos sumamente interesantes en Europa. Asimismo, se indicó que la producción de frío simultáneamente con la generación de electricidad con calor de bajo nivel, es buena solución para algunas necesidades específicas de América Latina.

472. A lo largo de la discusión, se mencionó reiteradamente la necesidad de fijar criterios y metodologías para valorar las calidades de los combustibles en relación a su mejor forma de utilización específica, para cuyo objeto no es suficiente el dato de poder calorífico y el precio de mercado.

473. Del mismo modo, se señaló que los métodos para la mejor utilización de los residuos industriales combustibles no han recibido aún suficiente atención, pese a que constituyen una fuente de importantes recursos en América Latina.

474. Con respecto a la relación entre las características de diversos mecanismos térmicos y los procesos de producción industrial, los participantes discutieron numerosos casos que se presentan en la práctica llamándose la atención sobre la necesidad de adecuar aquéllos a las características propias de las industrias para obtener mayor eficiencia de operación.

#### d) Factores de racionalización

475. Se discutieron también los métodos seguidos por empresas como la TVA en sus interconexiones, teniendo como base el beneficio mutuo y los ahorros correspondientes de energía. Además de referirse a temas que se trataron con más extensión en el Comité III se presentaron experiencias valiosas de la marcha en paralelo de los sistemas eléctricos públicos con los industriales.

476. Al discutirse estos puntos se trató también de la falta de capacitación de suficiente personal técnico como obstáculo para la instalación de equipos de mayor eficiencia.

477. En lo que respecta a los factores externos, se discutieron las condiciones de disponibilidad de combustible en los distintos países, así como sus precios. En lo que toca a las tarifas se señaló su importancia para la selección de alternativas, y la posibilidad de revisar ciertas tarifas industriales teniendo como principio la utilización racional de la energía.

#### e) Método de discriminación de costo de energía eléctrica y calor industrial

478. Se examinó la influencia que sobre la naturaleza de las soluciones por adoptar pueden tener los métodos empleados para asignar los costos de las energías en juego. Se vio que ellos ejercen una marcada influencia. De acuerdo a cuál se elija puede promoverse o no la generación de electricidad combinada con calor industrial, dando también resultados ficticios, particularmente si el proceso exige mucho vapor.

479. Se aconsejó el método exergético, como el más justo para valorar tanto la energía eléctrica como el calor industrial en la generación simultánea, o para decidir sobre el proyecto de una planta nueva. En vista

de que este método es insuficientemente conocido, se consideró de gran utilidad su mayor divulgación.

#### f) Vías para promover y organizar la racionalización del uso de la energía

480. Se examinaron las ventajas que podrían derivarse de la adopción de normas y terminologías uniformes en el área, así como de un intercambio más activo de experiencias y publicaciones. Para ello se creyó conveniente sugerir la formación, en cada país, de un organismo que se ocupe de promover en forma coordinada la racionalización del uso de la energía.

481. Se subrayó el hecho de que todos los sectores de la economía, públicos o privados, productores o consumidores, deben participar en la tarea de racionalización, señalándose algunos casos, como el de Argentina donde se ha establecido un organismo para ese propósito, cuya experiencia es muy valiosa.

482. Los organismos europeos y americanos podrían ser llamados a cooperar en esa labor, que podría iniciarse bajo los auspicios de la CEPAL, con ayuda financiera de los organismos correspondientes de las Naciones Unidas.

### 3. Conclusiones y recomendaciones

483. De los debates celebrados en torno a este tema el Seminario desprendió las conclusiones siguientes:

a) Es evidente la necesidad de racionalizar y hacer más eficiente el uso de los combustibles.

b) Una coordinación adecuada entre las centrales públicas y las autogeneradoras de electricidad puede proporcionar grandes economías.

c) Es frecuente que en las industrias se pueda obtener un ahorro apreciable de combustible mediante inversiones reducidas, recuperables en cortos períodos.

d) Es conveniente la compilación de estadísticas sobre bases uniformes para toda América Latina, tanto de las energías primarias como de las derivadas, incluyendo los usos intermedios y consumos finales.

484. En vista de las consideraciones anteriores y como resultado de sus deliberaciones, el Seminario hizo las siguientes recomendaciones:

a) Debe propenderse a la difusión de las experiencias y datos técnicos y económicos en el campo del uso racional y eficiente de la energía, así como a la normalización de nomenclaturas y conceptos básicos, investigando en cada país la posibilidad de que se establezcan organismos encargados de cumplir esos objetivos.

b) Solicitar a CEPAL que, si se evidencia interés en estas materias en diversos países, convoque a reunión especial para intercambiar ideas acerca de la organización de esas tareas en escala latinoamericana, eventualmente, a través de un organismo regional con financiamiento internacional.

1. *Presentación del tema*

485. No fue posible a la Secretaría contar oportunamente con los antecedentes mínimos indispensables, para establecer en forma fehaciente la situación actual de la industria manufacturera de equipos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en América Latina. En efecto, los extensos cuestionarios que se enviaron con la debida anticipación a los países que se tomaron como muestras de la situación —la Argentina, el Brasil, Chile y México— no produjeron los resultados esperados en su tiempo oportuno, para ser incluidos por los consultores en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.6.1.<sup>39</sup>

486. Al parecer, las diferentes industrias —algunas de ellas pequeñas o medianas— no cuentan con el personal ni con la información necesarios para volcar en cuestionarios la extensa relación de lo que se les estaba solicitando. En América Latina existen también suspicacias originadas por una competencia muy estrecha, debido a la pequeña magnitud del mercado, y hay cierto temor de que los datos puedan ser utilizados en competencia desleal.

487. El resultado muy incompleto obtenido es una excelente lección para una acción futura en este campo que se considera indispensable continuar. Se estima esencial que el estudio se haga mediante el envío a los países de personas expertas que entrevisten personalmente a los ejecutivos de cada industria por investigar y obtener por sí mismos los datos solicitados en los cuestionarios. El ejemplo de México, país en el que se siguió ese procedimiento obteniéndose muy buenos resultados, sirve para abonar la conveniencia de adoptarlo.

a) *Importancia de la fabricación local de equipos eléctricos*

488. En los trabajos presentados al Seminario se percibe el deseo de analizar, en la forma más cuantitativa posible la importancia que tiene el valor de los equipos en el monto total de las inversiones a realizar en un programa de electrificación para un país de América Latina. En otras secciones de este informe se analizaron ya los antecedentes relacionados con las inversiones totales requeridas y sus posibles fuentes de financiamiento. Queda por estudiar qué parte de estas inversiones son producto de la utilización de la mano de obra, materiales o servicios nacionales. Un país, con incipiente desarrollo industrial, debe importar gran parte de lo necesario para su electrificación, privándose así de uno de los factores importantes del beneficio global de ella y debe por lo tanto encarar los problemas inherentes al abastecimiento desde el exterior de los

elementos necesarios para la producción y empleo de la electricidad. (Véase el documento ST/ECLA/CONF.7/L.6.1.)

489. El presente tema se refiere específicamente a los requerimientos de equipo y materiales para la generación, transmisión y distribución de la electricidad, pero no para su uso. Sin embargo, debe subrayarse que los gastos originados en la adquisición de bienes de capital y de consumo para el empleo de la electricidad son mucho mayores que las inversiones de capital para la generación y distribución (del orden de 6 contra 1), por lo cual es absolutamente necesario preocuparse del problema derivado de la manufactura de aparatos y artefactos necesarios para la utilización de la energía eléctrica.

490. Primeramente interesa conocer las necesidades totales de inversión y después qué parte de ésta constituirían los bienes que se manufacturan en la actualidad localmente o son susceptibles de manufacturarse en el futuro. A este respecto, cabe mencionar que de las cifras consignadas en el documento ST/ECLA/CONF.7/L.6.3 se desprende que la inversión total por habitante tendrá que llegar a 55 dólares para 1965 y a 64 dólares para 1970.

491. En el trabajo ST/ECLA/CONF.7/L.6.1 se estiman —en lo que allí se denomina nivel medio de costos— 62.5 dólares para generación térmica y 71.5 dólares para generación hidráulica, cifras que concuerdan bastante bien con las estimadas en el documento citado en el párrafo anterior.

492. En el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.11<sup>40</sup> se parte de una inversión requerida de 407 dólares por kW instalado lo que, a un nivel de 0.1 kW por habitante da 40.7 dólares por habitante. Esta diferencia con las cifras anteriores se debe principalmente al rubro distribución, que es en general subestimado en los planes de expansión eléctrica latinoamericanos. De esta inversión total requerida, la parte que se gasta en el país y lo que corresponde a cada equipo, materiales y servicios que hay que importar, puede ser sumamente variable. Depende del nivel del desarrollo industrial del país, del tipo de instalaciones a realizar, etc.

493. Del análisis de numerosos casos específicos de América Latina tomando proyectos similares de varios países ha resultado (documento ST/ECLA/CONF.7/L.6.1), que las incidencias más altas corresponden a ciertos casos de generación térmica y de distribución, en donde los componentes en moneda extranjera pueden elevarse hasta 80 por ciento del valor total de la inversión. Las incidencias más bajas corresponden a ciertos casos de generación hidráulica y alcanzan tan sólo al 20 por ciento.

<sup>39</sup> Renato Salazar y Carlos Peralta, *Fabricación de equipo y materiales para generación y distribución de energía eléctrica en América Latina*, reproducido *infra*, sección IV.

<sup>40</sup> *La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70*, reproducido *infra*, sección IV.



494. Lo anterior se explica fácilmente porque dentro del desenvolvimiento progresivo de las industrias de bienes de capital, las primeras que se desarrollan son aquellas relacionadas con la construcción, proporcionando así internamente los materiales que se utilizan en las obras civiles de los proyectos hidroeléctricos. En estos mismos proyectos se requieren generalmente líneas de transmisión, en las que se usan materiales estructurales y conductores que se elaboran en industrias que siguen en su instalación a las de los materiales puramente de construcción.

495. Combinando todos los factores —crecimiento anual de las instalaciones, componente en moneda extranjera, etc.— se puede llegar a una cifra muy general, de requerimiento global de hasta 3 dólares por habitante al año, que se necesitarían en la actualidad para adquirir en el exterior lo necesario para llevar adelante un plan de electrificación en un país latinoamericano donde prevalecen las condiciones medias. Para la población actual de América Latina, la inversión necesaria sería del orden de 550 millones de dólares anuales. Es ocioso subrayar la importancia de esta suma que crecerá progresivamente con el tiempo a una tasa similar a la del crecimiento de la demanda eléctrica.

#### b) *Perspectivas*

496. Lo que convenga hacer frente a este problema, dependerá de una infinidad de circunstancias. Desde luego, la ruta esbozada por el Brasil según el documento ST/ECLA/CONF.7/L.6.2, no será la misma que la que deberá seguir un país con una población que no alcanza al vigésimo o al décimo de la brasileña o la que deberá seguir una nación en donde prevalece la actividad agrícola sobre la industrial o la minera.

497. Aparte lo anterior, las condiciones actuales no reflejan necesariamente lo que sucederá cuando estén en pleno vigor las disposiciones derivadas de los convenios de la Zona Latinoamericana de Libre Comercio, que facilitarían a los países que dispongan de los medios más favorables para la producción económica de un equipo, exportar a las regiones en que dichas condiciones no se cumplan.

498. De la encuesta realizada en los países ya citados, puede deducirse que sus industrias nacionales se encuentran mejor preparadas, en orden de preferencia, para la fabricación local de los siguientes rubros:

- i) Materiales requeridos principalmente para obras civiles;
- ii) Materiales estructurales, principalmente para líneas de transmisión;
- iii) Conductores eléctricos de diferentes clases;
- iv) Transformadores de distribución;
- v) Otros equipos para sistemas de distribución;
- vi) Carpintería metálica en general;
- vii) Tableros de control y de comando, con algunos de sus elementos constituyentes, y
- viii) Equipo eléctrico pesado en general.

499. Algunos países han desarrollado en forma extensa la industria de fabricación de motores diesel y sus generadores; pero deliberadamente se han omitido en la lista anterior pues se cree que su importancia irá disminuyendo en el futuro como industria relacionada con la generación eléctrica, por cuanto los sistemas interconectados irán eliminando progresivamente las centrales aisladas en que se usan esos equipos diesel.

500. Otra característica observada en la encuesta y que es aplicable especialmente a Chile y posiblemente a otros países del área es la existencia de muchas pequeñas industrias que compiten entre sí para abastecer un mercado relativamente reducido.

501. En los países analizados se nota también una escasa utilización de las facilidades industriales de otras industrias para actuar como subproveedores de algunos rubros especializados.

502. La experiencia chilena, en lo que se refiere a fabricación de transformadores de distribución, es muy halagadora, por cuanto se han podido reducir radicalmente los costos mediante las siguientes medidas básicas:

- i) Normalizando y simplificando los diseños de manera que se adapten a las limitaciones de la industria nacional, y
- ii) Haciendo amplio uso de las facilidades de los subproveedores en tal forma que la fábrica de transformadores constituye esencialmente una planta de armado, con fabricación propia de las partes básicas únicamente.

503. Las acotaciones anteriores conducen a considerar como esencial, la realización de una encuesta industrial mucho más amplia que la ya realizada, y no restringida exclusivamente a la eléctrica, sino a todas aquellas industrias bien establecidas susceptibles de producir los elementos requeridos por la industria eléctrica.

504. El desarrollo de la industria pesada como la proyectada para el Brasil, con ayuda de la tecnología de las empresas industriales de los países desarrollados, se irá rápidamente justificando en otros países con el crecimiento exponencial de la demanda eléctrica. Una situación similar existe en la Argentina y México donde la fabricación de equipo ha progresado apreciablemente.

505. Cabe esperar que el efecto de las disposiciones derivadas de los convenios de la Zona Latinoamericana de Libre Comercio, permita lograr una especialización en cada país, resultado de las condiciones imperantes: abastecimiento de materias primas, mano de obra local, etc. Todo ello contribuirá a crear un mayor volumen de producción con la consiguiente disminución de costos.

## 2. *Discusión del tema*

a) *Importancia de la fabricación local de equipos eléctricos*

506. Se analizaron primeramente las cifras expresadas

en los diferentes trabajos presentados al Seminario y relacionadas con las inversiones requeridas para la electrificación. Las diferencias en las estimaciones de la inversión en dólares por habitante entre los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.6.1 y 6.2, por una parte, y ST/ECLA/CONF.7/L.1.11, por otra, se atribuyen principalmente a las estimaciones hechas para valorar las inversiones en distribución. Los valores estimados en el último de los documentos citados se basan en planes nacionales de desarrollo y características de las instalaciones existentes, que generalmente están sobrecargadas y corresponden a equipos adquiridos en el extranjero, que suelen ser de menor costo; en cambio, las estimaciones de los dos primeros trabajos suponen un sistema de distribución bien atendido con equipo de fabricación nacional.

507. En general, se consideró que la cifra de 3 dólares de inversión al año por habitante era una primera aproximación global al problema que podía aún corregirse por la relación entre la potencia efectivamente instalada por habitante y la suposición de 0.1 kW usada en la determinación de la cifra anterior. Naturalmente, algunos países del área están en condiciones de hacer estudios directos más precisos sobre el caso particular de cada uno de ellos.

#### b) *Perspectivas*

508. Se planteó la conveniencia de una política industrial que preste protección a la industria local y que, a la vez que permita su desarrollo, conserve el incentivo de la competencia extranjera para su mejoramiento continuo. En este sentido, se estimó que se debe tratar de fabricar los elementos necesarios para la electrificación al máximo compatible con el desarrollo industrial del país, pues de esa manera se obtendrá: ahorro de divisas, mayor independencia del mercado extranjero, mejoramiento de la capacidad técnica del personal, progreso tecnológico de la industria nacional y facilidad de normalización y de obtención de repuestos.

509. En todo caso, los participantes estuvieron de acuerdo en que es grande la demanda de equipos susceptibles de producirse localmente en los diferentes países latinoamericanos, y que en la actualidad excedería ya la capacidad de producción si no mediaran diversos factores negativos que se analizan a continuación.

510. Se explicó que los fabricantes extranjeros podían ofrecer condiciones de pago diferido de hasta unos 10 años, con intereses de 6 o 7 por ciento anual; en cambio, las industrias nacionales no estaban en condiciones de conseguir instituciones bancarias que participaran en un financiamiento de esta naturaleza.

511. Sobre el particular se pueden presentar dos situaciones para una institución que compra equipo. La primera corresponde a la existencia de un crédito internacional que generalmente es de condiciones más ventajosas que el crédito de los proveedores y, por lo tanto,

se prefiere. La segunda situación corresponde al caso de no existir créditos internacionales, existiendo como único recurso de crédito el del proveedor.

512. Discutido el problema con el representante del Banco Interamericano de Desarrollo y con los diferentes participantes, el Seminario consideró la posibilidad de tres remedios:

a) Que las empresas formulen ante los organismos internacionales de crédito la petición de incluir en los préstamos el financiamiento para la adquisición de materiales y equipos nacionales. Se propuso que dichos organismos otorguen a las empresas un crédito formado por dos componentes: uno para la adquisición en el exterior y otro para las compras locales; en esta forma existiría para las empresas el aliciente de usar completamente el crédito en moneda nacional y no habría posibilidad de traspasar el crédito en moneda local al crédito en moneda extranjera, ya que en caso de no usarlo este crédito se perdería.<sup>41</sup>

b) Propiciar la formación de un fondo nacional o el establecimiento del crédito interno a mediano plazo para la adquisición de bienes de capital necesarios al desarrollo de la industria eléctrica interna o para la exportación de dichos bienes a otros países.

c) Sugerir la creación de un fondo común entre los países de cada una de las dos áreas de libre comercio latinoamericanas para la exportación de bienes de capital a crédito dentro de los países de cada una de las dos áreas. Ésta sería una organización de índole similar a las existentes en Europa.

513. Estas fórmulas permitirían poner a las industrias nacionales en igualdad de condiciones frente a los proveedores extranjeros. La formación de los fondos sugeridos en los puntos b) y c) del párrafo anterior podrían financiarse mediante el crédito de alguna institución internacional.

514. Además del factor negativo que significa la falta de financiamiento, se analizaron otros inconvenientes, siendo los más importantes los niveles de impuestos a la industria nacional y el elevado costo de los fletes para exportar de un país a otro en la América Latina.

515. Sobre el particular se propuso dejar constancia de que los altos niveles del impuesto para la producción nacional —que en México por ejemplo llegan a un 20 o 25 por ciento de recargo sobre el costo— frenan el desarrollo de la industria local frente a la competencia extranjera. Cuando estén en pleno vigor los convenios de la Zona Latinoamericana de Libre Comercio, se dejará sentir también el efecto negativo que el elevado valor de los fletes tiene actualmente en el intercambio de productos dentro de las naciones latinoamericanas. Estos dos factores deberán atenuarse mediante una futura política de fomento de parte de los gobiernos.

516. Se intercambiaron ideas respecto a las ventajas que tendría para los países latinoamericanos adoptar pro-

<sup>41</sup> Este asunto fue también discutido extensamente en el Comité III.

gresivamente un plan conjunto de normalización de equipo con miras a abaratar la producción interna al aumentar el volumen de equipos similares. Esta normalización tomaría en cuenta las características de la demanda en el mercado latinoamericano y las modalidades y limitaciones de la industria nacional tratando de obtener diseños sencillos y que favorezcan el empleo de materias primas y la especialización de la mano de obra locales. Todo esto no significa que deban desmejorarse las normas de calidad y se mantendrían las exigencias que las empresas actualmente imponen.

517. Dentro de la discusión de las ventajas y desventajas de la nacionalización de la industria de generación eléctrica en América Latina, se hizo presente que las entidades estatales podrían estudiar mejor los problemas de fabricación local de equipo, ya que analizarían éstos con un criterio nacional y no con un criterio estrictamente comercial e inmediato. La acción de fomentar el desarrollo de las industrias de material eléctrico es un caso específico en que las empresas estatales podrán tener un resultado altamente favorable. Por este motivo se piensa que está en manos de estas empresas establecer criterios de selección de compras que favorezcan —aun a costos más altos— la adquisición de equipos nacionales, con un volumen de compra tal que permita justificar el financiamiento de las expansiones de la industria. Todas estas medidas tenderían a estabilizar la producción de equipos nacionales. Sobre este punto, se hizo hincapié en la conveniencia de que las empresas eléctricas hagan programas de compra a largo plazo.

518. El Seminario consideró que para iniciar una política de desarrollo de la industria de materiales y equipo eléctrico en América Latina, es absolutamente necesario contar con un catastro, lo más completo posible, de todos los medios industriales que actualmente existen en estos países, y conocer además sus planes futuros.

519. La obtención de los datos que se solicitan mediante el envío de cuestionarios —como se ha hecho para preparar este Seminario— no es suficiente. El Seminario estimó que deberá contarse con un grupo de expertos en cada país que tome a su cargo, mediante entrevistas y otros medios directos, la obtención de los datos. Organizado el grupo nacional o regional, deberá mantener al día las informaciones requeridas por el catastro.

520. Como todo ello representa un gasto de consideración, el representante del Banco Interamericano de Desarrollo señaló que si se presentase a su institución un plan perfectamente documentado sobre la realización del catastro, el Banco podría considerar favorablemente su financiamiento.

521. El Seminario estimó que la organización de este plan deberá estar a cargo de un organismo internacional como la CEPAL y que en todo caso deberá estar coordinado con la acción de otras instituciones que tengan que actuar en problemas similares al aquí planteado, a

fin de no duplicar ni entorpecer las labores que se desea realizar.

522. Sería indispensable que estos comités nacionales de expertos estén integrados con representantes de las empresas de generación y de los fabricantes. El trabajo simultáneo de estos comités en diferentes países permitiría realizar el catastro en un corto plazo, pero los comités deberán tener un carácter permanente para mantener al día las informaciones, que se publicarían periódicamente.

523. De contar con este catastro, un primer objetivo sería el de formular una política inteligente de coordinación del desarrollo de la industria en América Latina tendiente a evitar la duplicación de instalaciones o una competencia que podría ser perjudicial a ese desarrollo. Un segundo objetivo sería orientar, tanto a los industriales mismos como a las empresas de generación, sobre la política a seguir en lo que respecta al aumento de la producción y consumo de estos materiales.

524. También sería útil a los gobiernos para fijar su política sobre producción de materias primas, utilización de la fuerza humana de trabajo, etc.

525. Finalmente, cabe señalar que para ilustrar a los participantes en este tema algunos expertos de la Argentina, el Brasil, Chile y México describieron la situación existente y los planes futuros en sus respectivos países sobre la industria de fabricación de los materiales y equipos para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

### 3. Conclusiones y recomendaciones

526. De los documentos presentados al Seminario, en relación con este tema, y de los debates realizados durante sus reuniones, se derivan las siguientes conclusiones:

a) Dada la importancia que tiene la proporción de bienes de capital pagaderos en moneda extranjera dentro de las inversiones totales requeridas para la electrificación en América Latina, es indispensable desarrollar la industria nacional de la manufactura de equipos y materiales eléctricos, de acuerdo con las condiciones y modalidades económicas de cada país.

b) Es urgente disponer de un catastro general de la industria de materiales y equipo para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica y de todas aquellas industrias complementarias, que sirva de base para la planeación racional del desarrollo de estas industrias en América Latina.

c) No hay actualmente estabilidad en la demanda de equipos eléctricos de fabricación nacional, requisito indispensable para el desarrollo de esta industria.

d) Los proveedores nacionales de equipo eléctrico están en condiciones desfavorables con respecto a los extranjeros por la falta de créditos a largo plazo.

e) La materialización de los convenios de la Zona Latinoamericana de Libre Comercio abre la posibilidad

de especialización y expansión de sectores específicos de la fabricación de equipos y materiales eléctricos en América Latina.

527. De acuerdo con las consideraciones anteriores y los resultados de la discusión del tema, el Seminario hizo las siguientes recomendaciones:

a) Que se elabore un catastro general de la industria de fabricación de materiales eléctricos y de las industrias complementarias, por expertos de cada país que mantengan al día las informaciones requeridas para su publicación periódica, y se procure el financiamiento de este estudio por el Banco Interamericano de Desarrollo. En estos estudios de carácter internacional

deberá evitarse la duplicación de esfuerzos entre diferentes organismos.

b) Que se complemente el estudio anterior con un examen completo de la fabricación de artefactos y equipos para el empleo de la electricidad.

c) Que las empresas eléctricas presenten a los fabricantes, con la debida anticipación, sus planes de adquisición de equipos eléctricos, a fin de que éstos puedan planear el desarrollo de sus industrias.

d) Que se propicie la financiación internacional y nacional para la compra de equipo de fabricación interna en cada país y para su posible exportación dentro del área latinoamericana.

## I. PROBLEMAS LEGALES E INSTITUCIONALES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

528. La discusión de este punto del temario se llevó a cabo entre un grupo relativamente reducido de participantes. Ello dio a las deliberaciones un ritmo más ágil que el que fue posible lograr en comités con numerosa asistencia. De ahí que se haya prescindido de la forma sistemática en que se ha procurado presentar los otros temas abordados en el Seminario y se haya entrado directamente a la discusión de los puntos de mayor interés que este tema ofrecía. También es importante destacar que algunos de esos puntos, en lo que toca a los aspectos legales —ordenamiento del sector eléctrico, regulación de tarifas, mecanismos de ajustes compensatorios automáticos, efecto de la inflación, instrumentos para canalizar el ahorro privado hacia el financiamiento eléctrico, etc.— fueron tratados en otro lugar de este informe<sup>42</sup> y, por lo tanto, hubiera sido ocioso repetirlos aquí.

### 1. Presentación y discusión del tema

529. En lo referente a la disyuntiva sobre la propiedad de la empresa eléctrica, el Seminario convino en reconocer que era éste un problema particular de cada país y que no correspondía entrar a analizar casos generales o a formular recomendaciones sobre ellos.

530. A título informativo —y teniendo en cuenta la novedad de la experiencia y su posible aplicación a otros países como mecanismo de coexistencia y coordinación entre el sector público y la iniciativa privada en el servicio eléctrico— se recordaron algunas experiencias con sociedades de economía mixta en el Brasil, y, en particular, la constitución de la Central Eléctrica de Furnas, S. A., que construye la usina hidroeléctrica del mismo nombre con una potencia instalada de 1.2 millones de kW. En esta sociedad participan el gobierno federal, los estados de Minas Gerais y de São Paulo<sup>43</sup> y dos empresas privadas con mayoría de capital extranjero. Las acciones con derecho a voto pertenecen

en su totalidad a los gobiernos federal y estatales y a las organizaciones del sector público, en tanto que la participación de las empresas privadas reviste la forma de acciones preferidas, aunque participen también en la dirección ejecutiva de la sociedad.

531. Con referencia al Brasil se mencionó asimismo la reciente ley de creación de ELECTROBRAS, sociedad anónima de propiedad del gobierno federal, que en esencia tendrá tres funciones: a) la producción de energía eléctrica en zonas menos desarrolladas; b) la creación de sociedades subsidiarias destinadas a adquirir autonomía de operación, y c) la participación mediante acciones en, y el otorgamiento de créditos a, empresas eléctricas ya existentes. La sociedad pasará a administrar el Fondo Nacional de Electrificación, tarea ésta que hasta el presente estaba a cargo del Banco Nacional de Desenvolvimiento Económico.

532. Otra sociedad de economía mixta en que coparticipan el capital público y privado es el de la empresa SEGBA, en la Argentina; pero a diferencia de la empresa brasileña antes mencionada, predomina en ella el capital privado y no está limitado a acciones sin derecho a voto.

533. Se mencionó asimismo el caso de Costa Rica en que la empresa estatal y la privada han establecido entre sí una relación de gran armonía. Ambas están sometidas al control de un organismo regulador del desarrollo eléctrico y de las tarifas.

534. En lo que respecta al ordenamiento de la energía eléctrica y a los mecanismos de regulación de tarifas, se discutió en particular el efecto de la inflación de costos sobre el nivel real de dichas tarifas tanto en lo que se refiere al efecto del régimen legal mismo<sup>44</sup> como a la inercia del organismo regulador. Con respecto a este último se señaló que el tiempo transcurrido entre la elevación efectiva de los costos de la empresa eléctrica y el momento en que el organismo regulador con-

<sup>42</sup> Véase supra, especialmente párrafos 124 ss.

<sup>43</sup> A través respectivamente de la empresa Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG) y de un organismo autónomo denominado Departamento de Aguas y Energía Eléctrica.

<sup>44</sup> Por ejemplo, en el caso en que se toma el costo histórico para determinar la "base de inversión" sobre la cual se calcula el coeficiente de rentabilidad.

cede el aumento de tarifas respectivo, ha tendido a provocar desequilibrios financieros que pueden ser de entidad.

535. Se examinaron diversos casos de la legislación de América Latina en lo que toca al grado de automatización de los mecanismos compensatorios y a la periodicidad de los reajustes. Algunos participantes destacaron la incompatibilidad que puede darse a veces entre la bondad del mecanismo de ajustes compensatorios —medida por su grado de automatización— y la eficiencia del proceso productivo, pues si el empresario tiene la seguridad absoluta de que las tarifas cubrirán siempre sus costos con el nivel de rentabilidad fijado por la ley, no tendrá mucho incentivo para mejorar la eficiencia ni para resistir los aumentos injustificados de salarios solicitados por sus sindicatos. Tienden así a constituirse sectores privilegiados de obreros que gozan de salarios superiores al promedio de otras ramas de la economía, con la consecuencia de que el costo de mano de obra llega a constituir un porcentaje desproporcionado del costo total de kWh.

536. Dentro del tema de regulación de tarifas se examinó la posibilidad de establecer mecanismos legales que signifiquen incentivos para mejorar la productividad en el sector. Por ejemplo, en un sistema de generación predominantemente térmico, la rentabilidad del empresario podría establecerse como una función del consumo específico de combustible por kWh generado en tal forma que la primera crezca cuando el segundo se reduce dentro de ciertos márgenes de variación preestablecidos para ambos. Se recordó que este sistema ha sido aplicado en algunos casos en los Estados Unidos.

537. En lo que respecta a los problemas de aprovechamientos hidroeléctricos e interconexiones de sistemas de carácter internacional, se convino en la importancia de un contacto más estrecho entre las empresas y organismos eléctricos de diversos países así como en la conveniencia de utilizar la experiencia europea y norteamericana. Se destacó también la necesidad de establecer criterios realistas para el financiamiento de obras internacionales, sobre todo cuando se realizan conjuntamente por países de capacidad económica muy diversa y, por lo tanto, situados en posición diferente para pagar la inversión y absorber la energía a producir.

538. Se mencionó asimismo la conveniencia de coordinar las políticas energética y eléctrica como un instrumento de cooperación internacional conducente a un mayor grado de integración económica y, en consecuencia, a un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles en la región.

539. El Seminario examinó los problemas de índole legal referentes a las relaciones entre la empresa prestataria del servicio eléctrico y los gobiernos centrales y estatales y los municipios, así como los conflictos de jurisdicción, particularmente con relación a la fijación de tarifas. Se comprobó que existen considerables diferencias en la legislación eléctrica de América Latina.

Por ejemplo, en el Brasil, el gobierno federal tiene jurisdicción sobre todo el territorio nacional a los efectos de la fijación de tarifas. En cambio, en la Argentina esta facultad está reservada a las autoridades locales, y ello ha causado frecuentes problemas no sólo a las empresas privadas concesionarias del servicio eléctrico, sino también al propio organismo estatal Agua y Energía Eléctrica. Se manifestó que en la Argentina se proyecta introducir ciertas modificaciones legislativas que darían jurisdicción nacional al gobierno federal. El cambio deberá hacerse de acuerdo con la constitución argentina mediante una "ley de adhesión", o sea una ley aprobada por el Poder Ejecutivo y el Congreso Nacional a la que podrán adherir o no, según lo deseen, los gobiernos provinciales.

540. Respecto a las formas de organización administrativa e institucional para el sector, se discutieron las ventajas y desventajas de la centralización de funciones en un solo organismo. En este sentido, se contraponen la burocratización en el aspecto administrativo con las economías resultantes de la planificación integral y la interconexión de los sistemas. Se sugirió la posibilidad de buscar una fórmula intermedia que mantuviera la emulación entre más de una unidad operativa —que tendría autonomía en materia de decisiones diarias— pero centralizando las decisiones fundamentales en materia de inversiones, financiamiento y economía del sector eléctrico.

## 2. Recomendaciones

541. Teniendo en cuenta los resultados a que llegó en sus deliberaciones sobre este tema, el Seminario formuló las recomendaciones siguientes:

a) Se recomienda a los gobiernos el estudio de la posibilidad de establecer en los mecanismos legales de regulación del sector eléctrico normas que signifiquen un incentivo para mejorar la productividad.

b) Se recomienda a la Secretaría de la CEPAL el estudio de los problemas legales, económicos y financieros que impliquen los aprovechamientos hidroeléctricos e interconexiones de sistemas de carácter internacional en América Latina, y la posibilidad de aplicar en lo pertinente los resultados de la experiencia europea.

c) Se recomienda a los gobiernos y empresas eléctricas un intercambio permanente de información sobre sus regímenes legales e institucionales en materia de ordenamiento eléctrico.

d) Se recomienda el establecimiento de un mecanismo internacional para la coordinación de las políticas energéticas de los países latinoamericanos, a fin de obtener el aprovechamiento óptimo de los recursos disponibles.

e) Teniendo en cuenta que no fue posible en esta reunión agotar la discusión del tema referente a aspectos institucionales y administrativos del desarrollo eléctrico, se recomienda a la CEPAL que se incluya este punto en el temario de un futuro intercambio de ideas entre expertos en la materia.

## Anexo I: TEMARIO Y LISTA DE DOCUMENTOS

### I. DESARROLLO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA Y SUS PRINCIPALES PROBLEMAS

<i>Sigla</i>	<i>Título</i>
ST/ECLA/CONF.7/L.1.01	Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina ( <i>Secretaría</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.01/Add.1	Anexos estadísticos
ST/ECLA/CONF.7/L.1.02	El sistema de energía de Trinidad ( <i>Kenneth W. Finch</i> , Trinidad and Tobago Electricity Commission, Federación de las Indias Occidentales)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.03	La energía eléctrica en el Brasil ( <i>Carlos Berenhauser Jr.</i> , Cía Hidro Eléctrica de São Francisco, Brasil)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.04	Estudio del desarrollo de la energía eléctrica en Asia y el Lejano Oriente ( <i>Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.05	El caso chileno. Exposición hecha durante la reunión preparatoria realizada en septiembre de 1959 en la sede de las Naciones Unidas en Nueva York ( <i>Raúl Sáez</i> , Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), Chile)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.06	Los problemas de electrificación de Centroamérica. Exposición hecha durante la reunión preparatoria realizada en septiembre de 1959 en la sede de las Naciones Unidas en Nueva York ( <i>Jorge M. Dengo</i> , ex-Gerente General del Instituto Costarricense de Electricidad, Costa Rica)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.08	La corporación pública, un instrumento adecuado para el suministro de electricidad ( <i>Rafael V. Urrutia y Víctor M. Cataldo</i> , Autoridad de las Fuentes Fluviales de Puerto Rico)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.09	Algunos criterios aplicables al planeamiento económico de las obras eléctricas ( <i>Guillermo A. Mazza</i> , Agua y Energía Eléctrica, Argentina)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.01a	Energía eléctrica en el Uruguay ( <i>Ramón Oxman</i> , Instituto de Teoría y Política Económica, Uruguay)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.01b	Los servicios públicos eléctricos en la República Argentina y la Empresa del Estado Agua y Energía Eléctrica ( <i>Carlos A. Volpi</i> , Agua y Energía Eléctrica (ENDE), Argentina)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.01c	Cómo proyecta y construye la Comisión Federal de Electricidad de México ( <i>Carlos Tercero E., Raúl J. Marsal y Raymundo Rieman</i> de la Asesoría Técnica de la Comisión Federal de Electricidad, México)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.02a	El suministro de energía eléctrica como factor de estímulo para el desarrollo económico regional de México ( <i>Emilio Rodríguez Mata</i> , Banco de México, S. A., México)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.03a	Estudio del estado y desarrollo de la industria de la energía eléctrica en la URSS ( <i>N. M. Chuprakov</i> , Ministerio de Construcción de Centrales de Energía, URSS) <sup>a</sup>
ST/ECLA/CONF.7/L.1.04a	Programa de obras 1961-1970 de la Comisión Federal de Electricidad de México ( <i>Pablo Tapie, Mario Bunt R. y Jorge Young</i> , Comisión Federal de Electricidad, México)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.05a	La nacionalización de la industria eléctrica en México ( <i>Comisión Federal de Electricidad</i> , México)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.06a	Juntas estatales de electrificación ( <i>Arquimedes Catalán Guevara, Salvador Almanza Nieto, Enrique Ontiveros Aguilar, Salvador Sáenz Nieves y Mario Bunt</i> , Comisión Federal de Electricidad, México)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.07a	Situación de la industria de generación eléctrica en los Estados Unidos ( <i>Philip A. Fleger</i> , Edison Electric Institute, Estados Unidos)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.08a	Aspectos salientes en el desarrollo de la electrificación en Costa Rica ( <i>Instituto Costarricense de Electricidad</i> , Costa Rica)

Véanse también los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.2.2, 2.4 y 3.7

<sup>a</sup> Sólo en inglés

## 2. EVALUACIÓN DE LA DEMANDA Y SUS RELACIONES CON EL DESARROLLO ECONÓMICO

<i>Sigla</i>	<i>Título</i>
ST/ECLA/CONF.7/L.1.10	Metodología para la proyección de la demanda eléctrica ( <i>Secretaría</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.11	La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-1970 ( <i>Secretaría</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.07	Métodos de proyectar las necesidades futuras de energía eléctrica ( <i>División de Energía de la Comisión Económica para Europa, Naciones Unidas</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.12	Proyección de las necesidades futuras de energía ( <i>American Public Power Association, Estados Unidos</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.13	Relación histórica entre el consumo de energía y el producto bruto nacional en los Estados Unidos ( <i>Sam H. Schurr, Resources for the Future, Inc., Estados Unidos</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.14	Los criterios económicos y técnicos empleados en la preparación de un programa de producción de electricidad ( <i>Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie (UNIPED)</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.15	Problemas de pronóstico de cargas y la capacidad productora necesaria para abastecerlas ( <i>Arthur S. Griswold y F. Douglas Campbell, The Detroit Edison Company, Estados Unidos</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.16	La estadística, base fundamental para planear la electrificación de países poco desarrollados ( <i>José G. Treviño Siller, Empresas Eléctricas NAFINSA, México</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.17	La electrificación planificada en los países poco desarrollados de América Latina ( <i>Rodolfo Ortega Mata, Empresas Eléctricas NAFINSA, México</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.18	Previsión de demandas y consumos de energía eléctrica en Chile ( <i>Edmundo Bordeu P., Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), Chile</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.19	Metodología de proyecciones de la demanda eléctrica ( <i>U. Alberto Trujillo E., Subdirección de Investigaciones Económicas, Nacional Financiera, S. A., México</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.20	Métodos para la estimación de futuros requerimientos de energía eléctrica ( <i>Luis F. de Anda y Bruno Romero H., Comisión Federal de Electricidad, México</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.21	Métodos empleados por la Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA) para la selección de las alternativas de abastecimiento eléctrico en el sistema interconectado de la zona central de Chile ( <i>Renato E. Salazar y Carlos Croxatto, Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), Chile</i> )

Véanse también los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.1.02b

## 3. NECESIDADES DE CAPITAL Y MÉTODOS DE FINANCIAMIENTO

ST/ECLA/CONF.7/L.1.30	Algunos problemas en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico ( <i>Secretaría</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.31	Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1959. ( <i>Eugenio Salazar, Banco Interamericano de Desarrollo, consultor especial de la CEPAL para este estudio</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.32	El costo de la energía eléctrica y el financiamiento de las empresas de electricidad ( <i>División de Energía de la Comisión Económica para Europa, de las Naciones Unidas</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.32/Add.1	<i>Ibid.</i> Anexo. Financiamiento de nuevas obras de energía eléctrica.
ST/ECLA/CONF.7/L.1.33	Algunos aspectos de la evaluación de proyectos de energía eléctrica en países poco desarrollados ( <i>Alfred E. Matter, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.34	El criterio económico aplicado a la selección de las inversiones ( <i>Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie (UNIPED)</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.35	Las tarifas y los métodos de selección de equipos hidroeléctricos ( <i>M. Bouvard, Société Grenobleise d'Etudes et d'Applications Hydrauliques (SOGREAH), Francia</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.36	Financiamiento de la expansión del suministro de energía eléctrica en el estado de Minas Gerais ( <i>Mario Penna Behring, Centrais Eléctricas Minas Gerais, Brasil</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.37	Problemas de explotación y de carácter reglamentario que presenta la utilización de la energía eléctrica ( <i>Sir Josiah Eccles, C.B.E., The Electricity Council, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.38	Las tarifas eléctricas y el desarrollo regional ( <i>James E. Watson, Tennessee Valley Authority, Estados Unidos</i> )

Sigla	Título
ST/ECLA/CONF.7/L.1.39	Política, técnica y experiencia de tarifas en la C. A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), Venezuela ( <i>Luis E. Galavis</i> , C. A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), Venezuela)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.40	Métodos de evaluación del costo original ( <i>Gordon F. Heim</i> , Federal Power Commission, Estados Unidos)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.41	La política de tarifas y su influencia en la electrificación ( <i>Jorge Mandas Chacón, Henry McGhie Boyd y Antonio Fernández Ramírez</i> , Servicio Nacional de Electricidad, Costa Rica)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.42	El financiamiento del sistema eléctrico del río Columbia en los Estados Unidos ( <i>Earl D. Ostrander</i> , Bonneville Power Administration, Estados Unidos)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.43	Las tarifas y su influencia en el financiamiento de la energía eléctrica en la República Argentina ( <i>Salvador San Martín</i> , Argentina, Consultor especial de la CEPAL para este estudio)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.44	Determinación del costo del kilovatio-hora. Ensayo para una explotación de servicio eléctrico con empresas del estado ( <i>Carlos A. Volpi</i> , Agua y Energía Eléctrica, Argentina)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.45	Consideraciones sobre costos y tarifas eléctricas en México ( <i>Gregorio Covarrubias de Labra</i> , Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, México)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.46	Influencia de la magnitud y características de una central hidroeléctrica en el costo de las obras ( <i>Alberto Bennett, Luis Court, Raúl Arteaga y Rodolfo Bennewitz</i> , Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), Chile)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.47	Costo horario del suministro eléctrico en un sistema interconectado ( <i>Efraín Friedmann y Raúl Schkolnik</i> , Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), Chile)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.48	Suministro de energía eléctrica en horas predeterminadas, su influencia en la operación de las estaciones generadoras y consideraciones generales acerca de la tarifa aplicable a esta clase de servicios ( <i>Héctor Balandrano</i> , México)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.49	La economicidad en la producción de electricidad ( <i>Hugo R. Giavi, Manuel Mendiola y Manuel Arestivo</i> , Administración General de Usinas Eléctricas y los Teléfonos del Estado (UTE), Uruguay)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.50	Elección de un plan de financiamiento para la energía u otros servicios públicos en países en proceso de desarrollo ( <i>Jean Valley</i> , Bélgica)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.51	Precios y costos en la industria de la energía eléctrica de América Latina ( <i>Secretaría</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.1.52	Aspectos de la organización tarifaria en México, actual y futura ( <i>Enrique Vilar</i> , Asesor de la Comisión Federal de Electricidad, México)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.53	Demanda de capital para la expansión de la industria eléctrica en América Latina ( <i>Marvin L. Fink</i> , Consejo Interamericano de Comercio y Producción)
ST/ECLA/CONF.7/L.1.54	Formación de los costos de producción en Costa Rica ( <i>Instituto Costarricense de Electricidad</i> , Costa Rica)

Véase también el documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.1

#### 4. CRITERIOS ECONÓMICOS PARA SELECCIONAR LAS ALTERNATIVAS POSIBLES EN EL DESARROLLO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

ST/ECLA/CONF.7/L.2.1	Criterios económicos para la selección y el desarrollo de centrales y sistemas eléctricos ( <i>Raúl Sáez</i> , Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), Chile, consultor especial de la CEPAL para este estudio)
ST/ECLA/CONF.7/L.2.2	Coordinación de programas de electrificación en Centroamérica. Análisis especial para Honduras y El Salvador ( <i>Eugenio Salazar</i> , Banco Interamericano de Desarrollo, consultor especial de la CEPAL para este estudio)
ST/ECLA/CONF.7/L.2.3	Planeación de un sistema. Estudio basado en el desarrollo del sistema Sonora-Sinaloa ( <i>Glicerio González</i> , Departamento de Planeación y Estudios de la Comisión Federal de Electricidad, México)
ST/ECLA/CONF.7/L.2.4	Problemas básicos en la explotación de la energía eléctrica ( <i>Sir Josiah Eccles</i> , C.B.E., The Electricity Council, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte)
ST/ECLA/CONF.7/L.2.5	Características de los sistemas eléctricos rurales; diseño, construcción y explotación en los Estados Unidos ( <i>John H. Rixse Jr.</i> , Rural Electrification Administration, Department of Agriculture, Estados Unidos)
ST/ECLA/CONF.7/L.2.6	Aspectos económicos de la combinación de centrales térmicas con centrales hidroeléctricas ( <i>Marcel</i>



*Mary*, Electricité de France y Société Française d'Etudes et de Réalisations d'Equipements Electriques S. A. (SOFRELEC), Francia)

- ST/ECLA/CONF.7/L.2.7 Métodos de evaluación del potencial hidroeléctrico (*División de Energía de la Comisión Económica para Europa*, Naciones Unidas)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.8 Empleo económico de la energía generada por medios hidráulicos, de la energía generada a vapor y de las interconexiones de sistemas (*Ross N. Brudenell y Jack H. Gilbreath*, Tennessee Valley Authority, Estados Unidos)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.9 La combinación de la capacidad generadora hidráulica y térmica se traduce en beneficios económicos máximos (*John F. Pett*, American and Foreign Power Company, Inc., Estados Unidos)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.10 Evaluación de un proyecto hidroeléctrico potencial como agregado a un sistema existente de energía (*Léo A. Penna*, Cia, Auxiliar de Empresas Eléctricas Brasileiras, Brasil)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.11 Aspectos económicos y técnicos de la interconexión de sistemas eléctricos (*Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique* (UNIPEDE))
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.12 La electrificación rural desde el punto de vista comercial (*Kenneth W. Finch*, Trinidad and Tobago Electricity Commission, Federación de las Indias Occidentales)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.13 Consideraciones para el diseño de centrales eléctricas a vapor (*S. Kries*, Allgemeine Elektrizitätsgesellschaft (AEG), República Federal de Alemania)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.14 Papel desempeñado por la investigación de operaciones en el análisis de problemas complejos de administración en una gran empresa eléctrica de servicio público (*William Shelson*, The Hydro-Electric Power Commission of Ontario, Canadá)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.15 Problemas de despacho en redes interconectadas (*W. Henning, H. Bauer y H. Stössinger*, Siemens-Schuckertwerke A. G., República Federal de Alemania)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.16 Consideraciones económicas al elegir la tensión de las redes abastecedoras de energía eléctrica (*F. Wienken, H. Dorsch y W. Bückner*, Siemens-Schuckertwerke A. G., República Federal de Alemania)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.17 Consideraciones para la elección de instalaciones generadoras de energía eléctrica (*K. Weinlich*, Siemens-Schuckertwerke A. G., República Federal de Alemania)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.18 Elección y diseño de generadores para centrales hidroeléctricas, con especial referencia a América Latina (*Siegfried Rois y Hans Troger*, Siemens-Schuckertwerke A. G., República Federal de Alemania)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.19 La coordinación de las producciones hidro y termoeléctrica: la situación italiana y las experiencias del Grupo Edison (*Società Edison*, Italia)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.20 Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (*Antonio José Alves de Souza*, Cia. Hidro Elétrica do São Francisco, Brasil)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.21 Problemas que plantea el desarrollo de centrales y sistemas eléctricos (*Arturo Rodríguez Ulloa*, Nacional Financiera, México)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.22 Problemas de desarrollo de plantas y sistemas (*Yvon de Guise*, Quebec Hydro-Electric Commission, Canadá)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.23 El criterio técnico y económico que se aplica en la confección de programas de distribución de electricidad (*Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie* (UNIPEDE))
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.24 Problemas básicos del desarrollo de la energía eléctrica en México (*Antonio González Rivera*, Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, México, D. F.)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.25 Experiencia adquirida en Europa en la integración y explotación coordinada de redes nacionales de transmisión de energía eléctrica (*División de Energía de la Comisión Económica para Europa*, Naciones Unidas)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.26 Consideraciones económicas en la planeación y diseño de sistemas de almacenamiento (*H. Bauer y K. Theilsiefje*, Siemens-Schuckertwerke, A. G., República Federal de Alemania)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.27 Mejoramiento de la administración en las empresas de energía eléctrica (*Merril J. Collett*, Collett and Clapp, Puerto Rico)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.28 La coordinación del mejoramiento de la administración y el desarrollo de la técnica en la energía eléctrica (*Merril J. Collet*, Collet and Clapp, Puerto Rico)
- ST/ECLA/CONF.7/L.2.29 Soluciones hidráulicas o térmicas para la provisión de energía eléctrica. Su comparación económica (*Raúl A. Ondarts*, Argentina)

ST/ECLA/CONF.7/L.2.30	El cálculo del consumo de combustibles a los efectos de la comparación de proyectos ( <i>Hugo R. Giavi y Siegmund Antmann</i> , Administración General de Usinas Eléctricas y los Teléfonos del Estado (UTE), Uruguay)
ST/ECLA/CONF.7/L.2.31	La producción de energía con turbinas a gas y turbinas a vapor ( <i>Hugo R. Giavi</i> , Administración General de Usinas Eléctricas y los Teléfonos del Estado (UTE), Uruguay).
ST/ECLA/CONF.7/L.2.32	La electrificación rural en Chile por medio de cooperativas de abastecimiento de energía eléctrica ( <i>Gustavo Cuevas G.</i> , Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), Chile)
ST/ECLA/CONF.7/L.2.33	Consideraciones económicas para el proyecto y operación de grandes unidades de generación de energía eléctrica ( <i>H. B. Johnson</i> , Merz and McLellan y Associated Electrical Industries Export Ltd., Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte)

Véanse también los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.1.35, 1.47, 3.8 y 4.3

#### 5. LOS RECURSOS HIDROELÉCTRICOS, SU MEDICIÓN Y SU APROVECHAMIENTO

ST/ECLA/CONF.7/L.3.0	Los recursos hidroeléctricos en América Latina, su medición y aprovechamiento ( <i>Secretaría</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.3.1	Consideraciones generales para el dimensionamiento de una planta generadora de hidroelectricidad en proyectos de uso múltiple ( <i>Arnold B. Taylor</i> , Corps of Engineers, Estados Unidos) <sup>a</sup>
ST/ECLA/CONF.7/L.3.2	Análisis económico de proyectos hidroeléctricos ( <i>Frank L. Weaver</i> , Federal Power Commission, Estados Unidos)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.3	Aspectos de la definición técnico-económica de la capacidad de almacenamiento más conveniente para un sistema de aprovechamientos hidroeléctricos ( <i>José Cruz Morais y Jorge Azevedo Cipriano</i> , Repartidor Nacional de Cargas, Portugal)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.4	Uso de modelos hidráulicos en proyectos hidroeléctricos en Chile ( <i>Alberto Bennett y Horacio Mery</i> , Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (ENDESA), Chile, con la colaboración de <i>Roberto Muñoz</i> , Universidad de Chile)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.5	Evaluación de los recursos de energía ( <i>Bruce N. Netschert</i> , Resources for the Future, Inc., Estados Unidos)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.6	Recopilación y uso de datos hidrológicos e hidrometeorológicos en la explotación y planeamiento de un sistema eléctrico ( <i>Bureau of Reclamation, Department of the Interior</i> , Estados Unidos)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.7	Probable desarrollo de la energía eléctrica de origen hidráulico en la República Mexicana ( <i>Bruno Devecchi</i> , Cía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A. y Comisión Nacional de Energía Nuclear, México)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.8	Recopilación y uso de datos hidrológicos e hidrometeorológicos para el planeamiento y explotación de un sistema eléctrico ( <i>Conrado V. Schlaepfer</i> , Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., México)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.9	La utilización de los grupos axiales para el equipamiento de las bajas caídas ( <i>H. Amblard</i> , Etablissements Neyrpic, Francia)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.10	Actividades de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) en el desarrollo de la hidrometeorología en América Latina ( <i>Organización Meteorológica Mundial</i> ) <sup>a</sup>
ST/ECLA/CONF.7/L.3.11	Posibilidades de generación de energía eléctrica en la cuenca Lerma-Chapala-Santiago ( <i>Comisión del Lerma-Chapala-Santiago de la Secretaría de Recursos Hidráulicos</i> , México)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.12	Los recursos energéticos de la cuenca alta del río Pánuco y la industrialización del valle del Mezquital ( <i>Pablo Bistráin</i> , Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas de México, México)
ST/ECLA/CONF.7/L.3.13	Evaluación de los recursos hidráulicos superficiales ( <i>Dirección de Hidrología de la Secretaría de Recursos Hidráulicos</i> , México)

Véanse también los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.1.46, 2.4, 2.7 y 2.5

#### 6. LA ENERGÍA NUCLEAR Y SUS POSIBILIDADES EN AMÉRICA LATINA

ST/ECLA/CONF.7/L.4.1	Tendencias de los costos de producción de energía nucleoelectrónica, con especial referencia a los países menos desarrollados ( <i>Organismo Internacional de Energía Atómica</i> )
----------------------	---

<sup>a</sup> Sólo en inglés

<i>Sigla</i>	<i>Título</i>
ST/ECLA/CONF.7/L.4.2	Nota sobre las actividades del Organismo Internacional de Energía Atómica en el terreno de la energía nucleoelectrica ( <i>Organismo Internacional de Energía Atómica</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.4.3	Criterios para la adición de centrales nucleares a sistemas eléctricos ( <i>Carlos Vélez, Cía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y Comisión Nacional de Energía Nuclear, México</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.4.4	Observaciones sobre la energía nuclear en América Latina ( <i>Michael Deutch, Estados Unidos</i> )

#### 7. APROVECHAMIENTO ECONÓMICO DE LOS COMBUSTIBLES

ST/ECLA/CONF.7/L.5.1	Aprovechamiento racional y económico de los combustibles ( <i>J. Agrest, Argentina, consultor de la CEPAL para este estudio</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.5.2	Economía de los procesos de combustión ( <i>F. D. Wilson, The Babcock &amp; Wilcox Co., Estados Unidos</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.5.3	Algunos tipos de plantas termoeléctricas y sus aplicaciones a las condiciones en América Latina ( <i>J. M. Saunders, The English Electric Co. Ltd., Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.5.4	Utilización de los gases de escape de las turbinas a gas en la industria ( <i>Eduardo de María y Campos, Brown Boveri Mexicana, S. A., México</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.5.5	Más potencia a menos costo ( <i>H. M. Löwenstein, Combustion Engineering, Inc., Estados Unidos</i> )

Véanse también los documentos ST/ECLA/CONF.7/L.2.13 y 2.17

#### 8. INDUSTRIA DE EQUIPOS ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA

ST/ECLA/CONF.7/L.6.1	Fabricación de equipo para generación y distribución de energía eléctrica en América Latina ( <i>Renato Salazar y Carlos Peralta, Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), Chile, consultores especiales de la CEPAL para este estudio</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.6.2	Situación actual de la industria de manufacturas eléctricas en el Brasil ( <i>Carlos Berenhauser Jr., Cía Hidro Elétrica do São Francisco</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.6.3	La demanda de equipos para la industria de energía eléctrica de México ( <i>Octavio Garduño Díaz Chávez, Departamento de Investigaciones Industriales del Banco de México, S. A., México</i> )

#### 9. PROBLEMAS LEGALES E INSTITUCIONALES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

ST/ECLA/CONF.7/L.7.1	El régimen legal e institucional de la industria eléctrica en América Latina ( <i>Rafael de Pina Vara, Instituto de Derecho Comparado de México, México, consultor especial de la CEPAL para este estudio</i> )
ST/ECLA/CONF.7/L.7.1/Add.1	<i>Ibid, Anexo</i>
ST/ECLA/CONF.7/L.7.2	El monopolio del estado y la cooperación privada en los servicios eléctricos del Brasil ( <i>Miguel Reale, Cía. Brasileira Administradora de Serviços Elétricos (COBAST), Brasil</i> )

Véanse también el documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.41

NOTA: Se repartieron también documentos de información sobre diversos temas relacionados con varios puntos del temario, facilitados por algunas entidades eléctricas de América Latina (Departamento de Aguas e Energía Elétrica, Secretaria da Viação e Obras Públicas, São Paulo, Brasil; Corporación Autónoma Regional del Cauca, Colombia; Instituto Costarricense de Electricidad, Costa Rica; Servicio Nacional de Electricidad, Costa Rica; Junta Nacional de Planificación, Cuba); los comités nacionales canadiense, español y yugoslavo de la Conferencia Mundial de la Energía, State Power Board Suecia, así como por algunas oficinas del gobierno de los Estados Unidos tales como la Bonneville Power Administration, Bureau of Reclamation y Rural Electrification Administration.

**Anexo II: LISTA DE PARTICIPANTES Y OBSERVADORES Y DE PERSONAS O ENTIDADES  
QUE PRESENTARON TRABAJOS AL SEMINARIO <sup>a</sup>**

**1. PAISES LATINOAMERICANOS**

**ARGENTINA**

- \* Raúl A. Ondarts
- Empresa de Agua y Energía Eléctrica (ENDE)*  
Roberto Jorge Calegari, Director
- \* Guillermo A. Mazza
- \* Carlos A. Volpi
- Italconsult Argentina*  
Carlos Robertson Lavalle
- NEYRPIC Argentina*  
J. Richterich

**BOLIVIA**

- Corporación Boliviana de Fomento*  
Bernardo Abela R., Jefe de la División de Energía

**BRASIL**

- Centrais Elétricas de Minas Gerais, S. A.*  
Antonio Carlos Bastos, Gerente
- \* Mario Penna Bhering
- Central Elétrica de Furnas, S. A.*  
Flavio H. Lyra, Director Vicepresidente  
Luis Carlos Barreto  
Mario Lopes Leão, Director
- Comisión Estadual Energía Eléctrica - Estado de Río de Janeiro*  
Armando José de Oliveira Ferraz, Director Presidente  
Ronaldo Arthur Cruz Fabricio, Director Técnico
- Companhia Auxiliar de Empresas Eléctricas Brasileiras*  
Jorge Magalhaes Gondim
- \* Léo A. Penna
- Companhia Brasileira Administradora de Serviços Técnicos (COBAST)*  
Mitchell William Sharp, Vicepresidente
- \* *Companhia Hidro Elétrica do São Francisco*  
\* Carlos Berenhauser Jr.  
\* Antonio José Alves de Souza
- Departamento de Aguas e Energía Eléctrica, São Paulo*  
Alfredo Bandini
- Ministerio Das Minas e Energía*  
Flavio H. Lyra
- Río Light, S. A.*  
Caio Tacito, Jefe del Departamento Jurídico
- São Paulo Light, S. A.*  
Miguel Reale, Consultor Jurídico
- Usinas Elétricas do Paranapanema S. A. y Companhia Hidro-elétrica de Río Pardo*  
Mario Lopes Leão, Presidente
- Observador*  
Gastao C. Cruz, Gerente de Ventas de la General Electric S. A.

**COLOMBIA**

- Corporación Autónoma Regional del Cauca*  
Nicolás A. M. Zawadewski, Ingeniero de Planeamiento de Energía Eléctrica
- Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico*  
Guillermo Rodríguez Cárdenas, Subgerente

**COSTA RICA**

- Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. A.*  
Claudio Alpizar Vargas, Gerente de Operación
- Instituto Costarricense de Electricidad*  
Eliás Quirós Salazar, Presidente del Consejo Directivo  
Oscar Rohmoser Volio, Director  
Carlos Ulate Rivera, Director General de Ingeniería  
Francisco Malavassi V., Jefe de la Dirección de Electrificación
- Servicio Nacional de Electricidad*  
Jorge Mandas Chacón, Director Gerente  
Rolando Vargas Baldares  
José Castro Vargas
- \* Antonio Fernández Ramírez
- \* Henry McGhie Boyd

**CUBA**

- Empresa Consolidada de Electricidad "Antonio Guiteras"*  
Mario O. Fleites Díaz, Ingeniero Jefe del Departamento de Electrificación
- Remberto Nin Mesa
- Junta Central de Planificación*  
Osvaldo Fernández Balmaceda, Asesor (DOAT)

**CHILE**

- Compañía Chilena de Electricidad y Asociación de Empresas de Servicio Público*  
Rafael Herrera Palacios, Gerente de Explotación
- Dirección de Servicios Eléctricos y de Gas, Ministerio del Interior*  
Lautaro Echiburru Concha
- Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (ENDESA)*  
Raúl Sáez Sáez, Gerente General  
Renato E. Salazar, Gerente de Obras
- \* Raúl Arteaga
- \* Alberto Bennett
- \* Rodolfo Bennowitz
- \* Edmundo Bordeu P.
- \* Luis Court
- \* Carlos Croxatto
- \* Gustavo Cuevas
- \* Efraín Friedmann
- \* Horacio Mery
- \* Carlos Peralta
- \* Raúl Schkolnik
- Observador*  
Aurelio Fernández García Huidobro, Ministro Consejero de la Embajada de Chile en México

**ECUADOR**

- Empresa Eléctrica de Guayaquil*  
George L. Capwell, Presidente y Gerente General

<sup>a</sup> El asterisco (\*) junto a un nombre indica que la persona o entidad de que se trata presentó trabajos pero no asistió al Seminario y en algunos casos no envió representantes. La mención de un nombre en determinados países no significa necesariamente que el interesado sea de la correspondiente nacionalidad, pues puede tratarse de un técnico que trabaje en un país distinto del propio. Cuando no se ha guardado el orden alfabético dentro de las delegaciones ha sido por respetar el orden jerárquico en que fueron acreditadas.

*Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica*  
Armando Ibarra Ayala

EL SALVADOR

*Comisión Ejecutiva del Río Lempa*  
Enrique R. Lima, Director Ejecutivo

GUATEMALA

*Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.*  
H. Clifton Wilson, Jr., Administrador General  
Ernesto Rodríguez B., Gerente Comercial  
*Instituto Nacional de Electrificación (INDE)*  
Ricardo Quiñonez Lemus, Presidente de la Delegación  
Jorge Erdmenger  
Alfonso Guirola  
Enrique Santa Cruz, Economista

MÉXICO

*Alen, S. A.*  
Anselmo Morín Angulo, Ingeniero en Jefe  
Efraín Calindo Falcón, Ingeniero Jefe de la Sección Eléctrica de Plantas Termoeléctricas

*Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos y Electricistas*  
Manuel Ventura  
Ismael Sánchez Pardo  
Enrique Lerch Gómez

*Banco de México, S. A.*  
Emilio Alanís Patiño  
Octavio Garduño Díaz Chávez  
Emilio Rodríguez Mata  
Carlos Morett  
Héctor Sierra  
Francisco Contreras

*Brown Boveri Mexicana*  
Eduardo de María y Campos  
Jack Seiler  
Eric Bernhardt

*Cámara Nacional de la Industria de Transformación*  
Antonio Ávila, Vicepresidente de la Comisión de Planeación Industrial

*Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas*  
Ignacio Narro García  
Ricardo García Sáinz  
Carlos Alvarez García

*Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas*  
José Rentería Gómez  
Pablo Bistráin  
Antonio González Rivera  
Gregorio Covarrubias de Labra

*Comisión Federal de Electricidad*  
Manuel Moreno Torres, Director General  
Fernando Hiriart B., Subdirector General  
Luis F. de Anda, Asesor de la Gerencia General de Operación

*Departamento de Planeación y Estudios*

\* Bruno Romero H.  
Pablo Tapie  
Mario Bunt R.  
Jorge Young  
Clicerio González

*Departamento de Juntas Estatales de Electrificación*

Arquímedes Catalán  
Salvador Almanza Nieto  
Enrique Ontiveros Aguilar  
Salvador Sáenz Nieves

*Asesoría Técnica*

Carlos Tercero E.  
Raúl J. Marsal  
Raymundo Rieman

Alfredo Jiménez Abad  
Felipe López Rosado, Jefe del Departamento Jurídico  
Enrique Vilar, Asesor de la Dirección

*Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz*

J. Formoso Ferrer  
Corrado V. Schlaepfer  
J. Tovar  
Bruno Devecchi  
C. Vélez Ocón

*Departamento de Asuntos Agrarios y Colonización*

José Luis González Robles  
José Montes Ledesma, Economista

*Empresas Eléctricas - NAFINSA*

Julián Díaz Arias, Director General  
Enrique Barragán Vega, Subdirector Técnico  
Constanzo Rodríguez, C.P.T., Subdirector Administrativo  
Rodolfo Ortega Mata  
Galdino Muñoz Pedroza, Jefe del Departamento Técnico  
J. Treviño Siller, Jefe del Departamento de Planeación  
A. Rodríguez Ulloa, Jefe del Departamento de Operación  
Antonio Paredes Gayosso, Jefe del Departamento de Contratos Especiales

Héctor Balandrano, Jefe del Departamento de Tarifas  
Carlos Brand, del Departamento de Contabilidad  
Cayetano Ruiz García, Jefe del Departamento Legal

José T. Pérez Giorgana, Jefe del Departamento de Relaciones Industriales

Alfonso Vélez Leija, Gerente Divisional de la División Norte-Nacional

Armando Zárate G., Gerente del Distrito Puebla

*Escuela Superior de Ingenieros Mecánicos y Electricistas (ESIME)*

Emilio González Tavera  
José Gómez Ojeda

*Estudios y Proyectos, S. A.*

Jorge L. Tamayo  
Gerardo Cruickshank, Director

*Nacional Financiera, S. A.*

V. Alberto Trujillo, Economista

*Proyectos y Construcciones Incontri, S. A.*

A. Flores García, Gerente

*Secretaría de Recursos Hidráulicos*

\* Comisión del Lerma - Chapala - Santiago

\* Dirección de Hidrología

*Observadores*

Alfredo Acle B., Comisión Federal de Electricidad  
Leonel Aguilera Aragón, C.P.T., Departamento de Contabilidad de Empresas Eléctricas NAFINSA

Guillermo Aguirre Aguirre, Departamento de Planeación de Empresas Eléctricas NAFINSA

Arturo Alemán C., General Electric, S. A.

Isidro de Allende P., División Centro de Empresas Eléctricas NAFINSA

Agustín Arróniz López, Oficina de Tarifas de la Comisión Federal de Electricidad

Carlos X. Barroso, División Norte-Nacional de Empresas Eléctricas NAFINSA

A. Bassols B., Escuela Nacional de Economía

Mario Benavides Alonso, Comisión Federal de Electricidad

Carlos E. Bermudez, Petróleos Mexicanos

Guillermo Bringas, Departamento de Contabilidad de Empresas Eléctricas NAFINSA

Juan A. Camacho, Departamento de Planeación de Empresas Eléctricas NAFINSA

Daniel Cárdenas Chimal, Departamento Técnico de Empresas Eléctricas NAFINSA

Joaquín Carvallo Loyo, Oficina de Tarifas de la Comisión Federal de Electricidad

B. Oederwall, División Sureste de Empresas Eléctricas NAFINSA

Hermilo Cerón Orozco, Oficinas de Tarifas de la Comisión Federal de Electricidad

Salvador Corral Alarcón, Petróleos Mexicanos  
 Juan Eibenschutz H., Comisión Federal de Electricidad  
 Tomás Endo Sano, Comisión Federal de Electricidad  
 Antonio Fábrega Elicegui, Petróleos Mexicanos  
 Raúl Fernández Carrero, Petróleos Mexicanos  
 Daniel Flores Melchor, División Centro de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Luis Frías Guzmán, Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas  
 Isidoro Galindo, Departamento de Planeación de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Víctor L. Gómez Kegel, Petróleos Mexicanos  
 Jorge García Fabregat, División Norte-Nacional de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Edward R. Garza, Gerente de Ventas de General Electric, S. A.  
 Gloria González, Escuela Nacional de Economía  
 Guillermo González Mesa, Departamento Técnico de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Javier Guadarrama, Oficina de Tarifas de la Comisión Federal de Electricidad  
 E. C. Hendrick, General Electric, S. A.  
 Víctor Hermosillo Vives, Departamento Técnico de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Luis Hernández Dueñas, Departamento de Contabilidad de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Armando Iturbe, Departamento de Contratos Especiales de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 J. K. Jennings, Representante Técnico de Internacional Combustión  
 Manuel Joffe, Gerente Servicio Técnico de la General Electric, S. A.  
 Eduardo Lecanda L., Oficina de Tarifas de la Comisión Federal de Electricidad  
 Xavier Legorreta, Gerente de Ventas de Industria Eléctrica de México, S. A.  
 Evaristo Lira Zamudio, Comisión Federal de Electricidad  
 M. Márquez Quintero, Petróleos Mexicanos  
 G. S. McLaughlin, Vicepresidente de la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas  
 Eugenio Mendoza, Departamento de Operación de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Gregorio Merino O., Comisión Federal de Electricidad  
 R. Moaris, Materiales Aislantes de México, S. A.  
 Ramón Moreu R., Gerente General de Electrificación Industrial, S. A.  
 Roberto Ontiveros A., Comisión Federal de Electricidad  
 Raymundo Ortega, Departamento de Tarifas de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Gerónimo Ortiz, Departamento de Operación de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Miguel Parrodi Casaux, Departamento Legal de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Sergio Perea Estrada, Departamento de Contratos Especiales de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Alberto Romay I., Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas  
 Armando Ruiz de Santiago, Departamento Técnico de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 F. Ruiz Salazar, Departamento de Planeación de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 José M. Salazar, División Sureste de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Oliver Scott, Gerente de Ventas de CE-trey  
 Héctor Sierra, Departamento de Operación de Empresas Eléctricas NAFINSA  
 Gregorio Solís Payán, American Institute of Electrical Engineers  
 Carlos Treviño Peña, Comisión Federal de Electricidad  
 Fernando Vázquez T., Comisión Federal de Electricidad  
 Salvador Vélcz García, Departamento Técnico de Empresas Eléctricas NAFINSA

Hugo Villamer, Escuela Nacional de Economía  
 Hugo Viso, Departamento de Tarifas de Empresas Eléctricas NAFINSA

#### PANAMÁ

*Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación*  
 Julio O. Noriega

#### PERÚ

*Dirección de Industrias y Electricidad, Ministerio de Fomento y Obras Públicas y Asociación Electrónica Peruana*  
 Augusto Martinelli Tizón, Subdirector de Electricidad  
 Fritz A. Vallenás Palomino, Jefe de la División de Obras Eléctricas

#### SURINAM

*Brojopondo Bureau*  
 Armand R. Emanuels

#### URUGUAY

\* *Administración General de Usinas Eléctricas y los Teléfonos del Estado (UTE)*  
 \* Siegmund Antmann  
 \* Manuel Arestivo  
 \* Hugo R. Giavi  
 \* Manuel Mendiola  
 \* *Instituto de Teoría y Política Económica*  
 \* Ramón Oxman

#### VENEZUELA

\* *C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE)*  
 \* Luis E. Galavis  
*Electricidad de Caracas*  
 R. Zuloaga, Gerente Ejecutivo  
 R. Arreaza

*Observadores*  
 Domingo Valladares, Tesorero del Colegio de Ingenieros de Venezuela  
 Horacio Alfaro, Jr., Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación  
 R. J. Pedersen, Asociación Venezolana de Ingenieros Eléctricos y Mecánicos

## 2. OTROS PAISES

#### BÉLGICA

\* Jean Valley

#### CANADÁ

*Alcan International Ltd.*  
 Felix L. French, Gerente del Departamento Eléctrico  
*Aluminum Company of Canada Ltd.*  
 Ernest D. Fedryk  
*Dominion Engineering Company Ltd.*  
 R. S. Sproule  
*H. G. Acres and Co. Ltd.*  
 C. Norman Simpson, Director y Vicepresidente Ejecutivo  
 John W. Holmes, Director  
 \* *The Hydroelectric Power Commission of Ontario*  
 \* William Shelton  
*Montreal Engineering Company Ltd.*  
 J. K. Sexton  
*Northern Electric Company Ltd.*  
 R. A. Marvin, Gerente de Promoción de Ventas

Quebec Hydro-Electric Commission  
Yvon de Guise  
Power Corporation Designers and Consultants Ltd.  
P. J. Haines, Ingeniero Electricista Jefe  
Stadler, Hurter International Ltd.  
Arthur J. Noad, Gerente de Proyectos  
Observador  
Giles Gagne, de la Embajada del Canadá en México

ESTADOS UNIDOS

\* Michael Deutch  
American and Foreign Power Co.  
John F. Pett  
American Public Power Association  
Alex Radin, Gerente General  
Autoridad de Fuentes Fluviales de Puerto Rico  
Rafael V. Urrutia, Director Ejecutivo  
Heli E. Rivera Malabé, Superintendente de Diseños, Especificaciones y Normas  
Julio Negroni, Director de la División de Distribución y Ventas  
\* Víctor M. Cataldo  
\* The Babcock and Wilcox Company  
\* F. D. Wilson  
Bureau of Reclamation, Departamento del Interior  
Wade H. Taylor, Jefe de la División de Energía e Ingeniería  
\* Collett and Clapp, Puerto Rico  
\* Merrill J. Collett  
Combustion Engineering Inc.  
T. A. Dyke, Vicepresidente  
W. J. Vogel, Vicepresidente  
L. A. La Vaute, Gerente de Ventas  
T. Caward, Departamento de Exportaciones  
\* H. M. Lowenstein  
Corps of Engineers  
Arnold B. Taylor, Jefe de la Subdivisión de Energía Hidráulica del Departamento de Obras  
\* The Detroit Edison Company  
\* Arthur S. Griswold  
\* F. Douglas Campbell  
Edison Electric Institute  
Edwin Vennard, Director Gerente  
\* Philip A. Fleger  
Ebasco International Corporation  
M. S. Fink, Vicepresidente  
Federal Power Commission  
Stewart P. Crum, Jefe de División  
\* Gordon F. Heim  
\* Frank L. Weaver  
General Electric Company  
L. F. Caulfield  
Harza Engineering Company, Consulting Engineers  
Chester E. Bauman, Ingeniero Electricista Jefe  
Resources for the Future, Inc.  
Orris C. Herfindahl  
\* Bruce N. Netschert  
\* Sam H. Schurr  
\* Rural Electrification Administration, Departamento de Agricultura  
\* John H. Rixse Jr.  
Tennessee Valley Authority (TVA)  
James E. Watson  
R. A. Kampmeier  
Ross N. Brudenell  
Jack H. Gilbreath  
U.S. Bonneville Power Administration  
Phillip M. Mayer, Director Adjunto, Gerencia Administrativa  
Morgan D. Dubrow, Gerente  
\* Earl D. Ostrander

Observadores  
William F. Gehle, Director Regional en México Westinghouse Electric Co., S. A.  
C. M. Honaker, Miner and Miner, Consulting Engineers Inc.  
Stanley S. Mleczo, de Jackson and Moreland Engineers, Boston, Mass.  
James F. Smythe, Director de Operaciones Latinoamericanas, The Kuljian Corporation (Consulting Engineers)

FEDERACIÓN DE LAS INDIAS OCCIDENTALES

\* Trinidad and Tobago Electricity Commission  
\* Kenneth W. Finch

FRANCIA

Alsthom  
Jean Claude Bean  
André Coyne et Jean Bellier, Paris  
Charles Laroche, Ingeniero del Departamento de Estudios Electricité de France  
Daniel Jeanpierre, Ingeniero Jefe  
Pierre Lafon  
\* Marcel Mary  
\* Etablissements Neyrpic  
Études et Controles Industriels  
A. Flores García  
\* Société Française d'Études et de Realisations d'Equipements Electriques S. A.  
\* Société Grenobloise d'Études et d'Aplications Hydrauliques (SOGREAH)  
\* M. Bouvard

ITALIA

\* Societa Edison

JAPÓN

Electric Power Development Company  
Yoshisuke Arai, Jefe de la División de Ingeniería Civil

PORTUGAL

\* Serviços do Repartidor Nacional de Cargas  
\* Jorge Azevedo Cipriano  
\* José Cruz Morais  
Sociedades Reunidas de Fabricações Metálicas (SOREFAME)  
H. Araujo

REPÚBLICA FEDERAL DE ALEMANIA

Allgemeine Elektrizitätsgesellschaft (AEG)  
Hernan Hellinger, AEG Mexicana de Electricidad, S. A.  
\* S. Kriese  
Wolfgang Sieve, AEG Mexicana de Electricidad, S. A.  
\* Siemens-Schuckertwerke A.G.  
\* H. Bauer  
\* W. Bückner  
\* H. Dorsch  
\* W. Henning  
\* S. Rois  
\* H. Stössinger  
\* K. Theilsiefje  
\* H. Troger  
\* K. Weinlich  
\* F. Wienken

REINO UNIDO DE GRAN BRETAÑA E IRLANDA DEL NORTE

*The Electricity Council*

Sir Josiah Eccles, Vicepresidente

*The English Electric Company Ltd.*

J. M. Saunders, Ingeniero Jefe de Proyectos

A. J. Warren, Representante Técnico

*Merz and McLellan*

H. B. Johnson, Ingeniero Jefe en Sudamérica

*Sir William Halcrow and Partners*

L. Sancha

*Associated Electrical Industries Export Ltd.*

Thomas J. Carter

I. S. Grant

UNIÓN DE REPÚBLICAS SOCIALISTAS SOVIÉTICAS

D. G. Kotilevski, Ingeniero Jefe del Departamento de Energía del Comité de Planeación de la URSS

N. M. Chuprakov, Ingeniero Jefe del Departamento de Proyectos de Plantas Eléctricas, Secretaría de la Construcción de Plantas Eléctricas

D. S. Nekipelov, Segundo Secretario de la Sección de Organismos Económicos Internacionales de la Secretaría de Relaciones Exteriores de la URSS

3. CONSULTORES ESPECIALES DE LA CEPAL

*Argentina*

J. Agrest

Salvador San Martín

*Bolivia*

Enrique Llanos

*Brasil*

Mario López Leão

*Costa Rica*

\* Jorge M. Dengo

*Cuba*

Oswaldo Fernández Balmaceda

*Chile*

Raúl Sáez Sáez

Renato E. Salazar

\* Carlos Peralta

*Ecuador*

Armando Ibarra

*México*

\* Rafael de Pina Vara

Enrique Vilar

*Uruguay*

Alejandro Vegh Villegas

4. REPRESENTANTES DE ORGANIZACIONES INTERNACIONALES Y OTROS ORGANISMOS

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DEL TRABAJO (OIT)  
Livio Costa

BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCIÓN Y FOMENTO (BIRF)  
Alfred E. Matter

\* ORGANIZACIÓN METEOROLÓGICA MUNDIAL (OMM)  
ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (OIEA)

Rurik Krymm

Boris A. Semenov

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA (CEPAL)

Cristóbal Lara Beautell, Director de la Oficina de México

Carlos Castillo, Subdirector de la Oficina de México

\* COMISIÓN ECONÓMICA PARA ASIA Y EL LEJANO ORIENTE (CEALO)

COMISIÓN ECONÓMICA PARA EUROPA (CEE)

Pierre Sevette, Director de la División de Energía

DIRECCIÓN DE OPERACIONES DE ASISTENCIA TÉCNICA (DOAT)

Miguel Albornoz, Representante Residente en México

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID)

Eugenio Salazar

UNIÓN INTERNACIONAL DE PRODUCTORES Y DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA (UNIPED)

Daniel Jeanpierre

Pierre Lafon

CENTRO DE ESTUDIOS MONETARIOS LATINOAMERICANOS (CEMLA)

Miguel S Wionczek

CONSEJO INTERAMERICANO DE COMERCIO Y PRODUCCIÓN (CICYP)

M. S. Fink

5. OBSERVADORES DE OTROS ORGANISMOS

*Liga Internacional de Derechos del Hombre*

Manuel Palacio

José Luis Banderas

Hugo Muñoz

Catarino Orozco

Benjamín Laureano Luna



## II. ESTADO ACTUAL Y PROYECCIONES

### ESTADO ACTUAL Y EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

por la Comisión Económica para América Latina  
(Programa de Energía y Recursos Hidráulicos) \*

#### INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene por objeto describir y analizar la situación de la producción y el consumo de electricidad en los países de América Latina en los últimos años incluyendo las características de su evolución.

En la sección A se sitúa a América Latina en el cuadro de la producción de energía en todo el mundo, principalmente en su forma eléctrica. El promedio regional fue de 318 kWh por habitante en 1959, medidos en las centrales generadoras, mientras el mundial alcanzaba a 723 kWh. Aquél ha crecido a un ritmo acumulativo de 6.4 por ciento anual en los últimos diez años, en tanto que éste llegaba a 8.1 por ciento en igual período. La evolución de la importancia relativa de la forma eléctrica en la energía se pone en evidencia si se considera que la proporción en que la electricidad participa en el consumo energético mundial fue 15 por ciento en 1937, 20 por ciento en 1949 y actualmente se aproxima al 30 por ciento. Los factores determinantes de tal evolución se examinan seguidamente.

En la sección B se complementan y ponen al día las investigaciones presentadas en el estudio *La energía en América Latina* (E/CN.12/384/Rev.1),<sup>1</sup> sobre la vinculación del consumo de electricidad y el desarrollo económico general, comprobándose de nuevo la estrecha relación que entre ellos existe. Se aclara, como es lógico, que esa interdependencia no significa que el nivel de ingreso de un país determine en forma unívoca el nivel de su consumo eléctrico, por la influencia de factores tales como la estructura del sistema productivo, la distribución del ingreso, el clima, etc., subrayándose la importancia del proceso general de innovaciones y del avance tecnológico en la dinámica del proceso de electrificación.

En la sección C se examina la evolución en los últimos 20 años de la producción eléctrica, total y por

habitante, en los países latinoamericanos. De la producción total de América Latina (62 600 millones de kWh en 1959), correspondió a los servicios públicos en promedio el 79 por ciento y el saldo a los auto-productores, anotándose para los primeros una participación creciente en la última década. Se observa por países la participación de la fuente hidráulica en la generación total, que llegó para el conjunto al 53 por ciento en 1959, en tanto que sólo en los servicios públicos fue del 61 por ciento, con tendencia a aumentar todavía más.

A continuación se evalúan las cantidades de combustibles que en cada país se destinan a la producción de electricidad. Se concluye que ésta absorbe en toda la región más del 17 por ciento del consumo de los denominados combustibles comerciales y que la importación de ellos gravita pesadamente en el balance de pagos de determinados países. Los más empleados son los derivados del petróleo, siguiéndoles el carbón en proporción muy inferior. Se examinan finalmente las características de las instalaciones requeridas por esa producción.

En la sección D se estudia la evolución de la capacidad instalada en las dos últimas décadas, que en toda América Latina llegó a 16 millones de kW en 1959. La capacidad generadora de los servicios públicos —que representa cerca del 76 por ciento de aquel total— se dividió por mitades entre las centrales hidro y termoeléctricas. El 70 por ciento aproximadamente de la capacidad en construcción era del tipo hidroeléctrico en 1959.

Se acusa en el área, con el transcurso del tiempo, una marcada tendencia a la construcción de centrales de mayor potencia y al empleo de unidades de más alta capacidad.

En cuanto a la utilización de las centrales, alcanzó a 3 860 horas en promedio durante 1959, correspondiendo más de 4 780 horas a las hidráulicas del servicio público.

La capacidad de reserva suele ser deficiente, anotán-

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.01 y Add.1.

<sup>1</sup> Publicación de las Naciones Unidas (Nº de catálogo: 56.II.G.2).

dose que, con excepción de unos pocos sistemas, la potencia instalada está peligrosamente ajustada a la demanda.

En la primera parte de la sección E se establece el nexo entre la producción y el consumo de electricidad. El 17.4 por ciento de la generación de los servicios públicos, en promedio regional (1959), correspondió a pérdidas, consumos no registrados y consumos en las propias usinas. A las horas de demanda máxima la situación se agrava aún más, estimándose que la potencia perdida para el consumo pasa del 20 por ciento. En la segunda parte de la misma sección E se examina por países el consumo de los distintos sectores —industrial, doméstico, comercial, alumbrado público, transportes y otros—, agrupándolos según el empleo de la energía: como factor de producción y como bien de consumo, y estableciendo correlaciones con otros elementos económicos a base de esa clasificación.

Del consumo neto total de electricidad de los servicios públicos, que, según se estima, llegó en toda el área de 40 900 millones de kWh (1959), el 60 por ciento correspondió al consumo urbano no industrial y sólo su principal componente —el consumo doméstico— representó más del 33 por ciento. Esta participación del consumo doméstico representa un promedio de más o menos 150 kWh por habitante urbano, y duplica el valor correspondiente a 10 años antes.

Los consumos industrial y minero totalizaron en América Latina 27 500 millones de kWh, proviniendo el 56 por ciento de los servicios públicos y el saldo de la autogeneración. Su tasa de crecimiento anual va en aumento, pero a un ritmo inferior, en general, al del consumo de electricidad como bien final. Por eso su participación bajó dentro del consumo total desde el 65.5 por ciento en 1938 al 54.9 por ciento en 1959.

Para complementar el análisis de la economía eléctrica en ambientes nacionales o regionales, en la sección F se examina el sistema eléctrico como unidad básica funcional en este campo, estudiándose algunos de los sistemas latinoamericanos más representativos.

De las conclusiones que cabe deducir de esa exposición se destacan las siguientes.

a) Es muy irregular la distribución del consumo de electricidad en cada país;

b) La interconexión de sistemas va tomando auge en algunos países con el fin de aprovechar mejor sus instalaciones y complementar regímenes hidrológicos diferentes;

c) En varios países se encuentran sistemas que operan tanto en 50 como en 60 ciclos/segundo; esta falta de uniformidad en la frecuencia constituye un grave problema económico para la integración de las redes, problema que debería abordarse de inmediato a fin de aminorar sus consecuencias futuras;

d) También se observa gran diversidad de voltajes empleados en alta tensión y en los tipos de distribución en baja, conviniendo unificarlos por razones económicas evidentes, reducción de existencias de repuestos y normalización de la producción industrial en el área, y

e) El precio de la electricidad ha quedado en general muy rezagado con respecto a otros precios. En varios países ese descenso relativo es superior al nivel permitido por las economías de escala y el progreso técnico, lo que ha redundado en perjuicio del desarrollo eléctrico; en esta materia se advierten además algunas irregularidades entre los distintos componentes del sector energético.

En cuanto a la situación en 1960, la información disponible es fragmentaria en cuanto a la mayor parte de los países y para varios se carece totalmente de cifras. De modo que a esta altura sólo pueden emitirse juicios muy generales y de carácter provisional.

Para el conjunto de América Latina, el crecimiento de la generación de ese año con relación al anterior, parece no sobrepasar el 7 por ciento. Tal aumento es francamente inferior al promedio de los años 1955-59, que arrojó un 10.1 por ciento acumulativo anual. Este resultado discreparía del aumento del producto bruto, que llegó al 3.7 por ciento en el año 1959-60, y de la expansión industrial, que fue de más de más del 10 por ciento con relación al volumen del año precedente.

A excepción del Paraguay, el Perú, El Salvador, Guatemala y Honduras, todos los países parecen acusar un descenso del crecimiento de la generación eléctrica, y en algunos se registra también una disminución absoluta. Tal fue, por ejemplo, el caso de Chile, donde la caída se produjo como consecuencia de la catástrofe sísmica en el mes de mayo de 1960, que afectó directamente a un tercio de la población del país. También en Bolivia ha disminuido la producción eléctrica con relación al año anterior.

La capacidad instalada en el transcurso del año 1960 parece haber incrementado la que existía en 1959 en más de un 8 por ciento, correspondiendo los mayores aumentos al Brasil, el Uruguay, Colombia, Venezuela y el Perú. El efecto de este aumento sobre la generación se notará más en 1961, debido a que varias obras importantes fueron terminadas sólo a fines del año 1960.

**Cuadro 1**

AMÉRICA LATINA: ESTIMACIÓN DE LA ELECTRICIDAD GENERADA Y DE LA CAPACIDAD INSTALADA PARA EL SERVICIO PÚBLICO, 1960

	Generación (Millones de kWh)	Capacidad (Miles de kW)
Argentina . . . . .	7 850	2 300
Brasil . . . . .	21 260	4 340
Colombia . . . . .	2 900	700
Chile . . . . .	2 340	600
Perú . . . . .	1 150	350
Uruguay . . . . .	1 250	440
Venezuela . . . . .	2 970	900
México . . . . .	8 590	2 230
Cuba . . . . .	2 100	550
Resto de América Latina . . . . .	2 730	810
<b>Total . . . . .</b>	<b>53 150</b>	<b>13 230</b>

El cuadro 1 muestra la generación y la capacidad eléctrica en 1960, en detalle para aquellos países en los que existe una base de información relativamente segura y en conjunto para el resto de América Latina.

## A. EL CONSUMO DE ENERGÍA EN AMÉRICA LATINA Y EN EL MUNDO

### 1. Consumo de energía total

La expresión del consumo de energía que proviene de distintas fuentes requiere la adopción de una unidad común. En el presente estudio se ha adoptado la tonelada de petróleo crudo normal (10 700 kilocalorías/kg) por tener este combustible un poder calorífico más uniforme que el resto de los combustibles naturales y por ser la forma energética más difundida en América Latina. La conversión de la hidroelectricidad a petróleo equivalente se basa en este capítulo en los rendimientos medios mundiales de las centrales termoeléctricas. Se tomaron: 0.46, 0.40 y 0.38 kg de petróleo, equivalentes a 1 kWh, en los años 1937, 1949 y 1955-59, respectivamente.

El consumo bruto de energía comercial,<sup>2</sup> expresado por regiones en el cuadro 2 para el año 1959, pone en

Cuadro 2

### CONSUMO DE ENERGÍA COMERCIAL EN EL MUNDO EN TÉRMINOS DE PETRÓLEO EQUIVALENTE, 1959

Región o país	Total (Millones de toneladas)	Por habitante (Kilogramos)
América Latina . . . . .	83	422
Europa Occidental . . . . .	556	1 717
Europa Oriental . . . . .	595	1 930
Estados Unidos . . . . .	937	5 242
Otros países desarrollados <sup>a</sup> . . . . .	225	1 620
Resto del mundo . . . . .	352	199
<b>Mundo . . . . .</b>	<b>2 748</b>	<b>942</b>

FUENTE: América Latina: Informaciones directas. Otras regiones y países: U. N. Statistical Papers, Serie J, Nos. 1 a 4.  
a Canadá, Japón, Australia, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

evidencia el bajo nivel actual del empleo de la energía en los países latinoamericanos, que en conjunto representan sólo el 3 por ciento del consumo mundial. La dotación energética del habitante medio latinoamericano, en consonancia con su nivel de ingreso, es una cantidad comparativamente baja, que equivalió en aquel año a poco más de 420 kilogramos de petróleo, o sea 45 por ciento del consumo medio del mundo (940 kilo-

<sup>2</sup> Petróleo (incluyendo gas natural), carbón e hidroelectricidad. En términos generales, el consumo bruto se identifica con el consumo aparente: producción de las fuentes de energía primaria, más importaciones netas y menos las cantidades guardadas en existencia. Sin embargo, en el caso de los combustibles líquidos, en lugar de la producción en los pozos, se toma la entrega de los diferentes derivados en las refinerías. Se excluyen los combustibles vegetales y similares por ser su apreciación de carácter muy aleatorio. No obstante, su consumo en América Latina se eleva a unos 25 millones de toneladas de petróleo equivalente, como se verá más adelante.

La autogeneración puede haber llegado el mismo año de unos 12 500 a 13 500 millones de kWh, con lo que la generación total seguramente alcanzó a cifras del orden de 66 000 millones.

Cuadro 3

### CONSUMO DE ENERGÍA COMERCIAL EN PORCIENTOS DEL CONSUMO MUNDIAL

Región o país	1937	1949	1955	1959
América Latina . . . . .	1.8	2.5	2.8	3.0
Europa Occidental . . . . .	30.4	23.7	23.5	20.2
Europa Oriental . . . . .	16.2	20.0	19.9	21.7
Estados Unidos . . . . .	39.5	41.2	39.0	34.1
Otros países desarrollados <sup>a</sup> . . . . .	7.9	8.0	8.2	8.2
Resto del mundo . . . . .	4.2	4.6	6.6	12.8

FUENTE: América Latina: Informaciones directas. Otras regiones y países: U. N. Statistical Papers, Serie J, Nos. 1 a 3.  
a Canadá, Japón, Australia, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

gramos). Si bien queda un margen muy grande con respecto a los 1 800 kilogramos de Europa o a los 5 240 de los Estados Unidos, América Latina progresa en este terreno más rápidamente y por ello su posición relativa ha mejorado de un 1.8 por ciento que representaba en el total hace veinte años, a 2.5 por ciento hace diez y al 3.0 por ciento en 1959. (Véase el cuadro 3.) Un proceso parecido se advierte en el otro grupo de países poco desarrollados y en Europa Orien-

Cuadro 4

### CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA COMERCIAL EN EL MUNDO: TASAS ANUALES DE CRECIMIENTO (Porcientos)

Región o país	Periodo	Del consumo total	Del consumo por habitante	De la participación de los hidrocarburos en el consumo total
Mundo . . . . .	1937-59	3.7	2.3	2.7
	1949-59	5.5	3.3	2.6
América Latina . . . . .	1937-59	6.2	3.9	1.4
	1949-59	7.6	5.0	0.5
Europa Occidental . . . . .	1937-59	1.8	1.2	6.7
	1949-59	3.8	3.1	10.4
Europa Oriental . . . . .	1937-59	5.1	4.4	1.7
	1949-59	6.3	5.1	4.6
Estados Unidos . . . . .	1937-59	3.0	1.5	2.7
	1949-59	3.5	1.7	2.7
Otros países . . . . .	1937-59	3.8	2.4	4.3
	1949-59	5.8	4.1	7.2
Resto del mundo . . . . .	1937-59	8.9	7.1	-1.3
	1949-59	16.9	14.1	-7.5

Cuadro 5

## CONSUMO DE ENERGÍA EN EL MUNDO EN TÉRMINOS DE PETRÓLEO EQUIVALENTE, 1955

Región o país	Energía total		Energía comercial		Porcientos de la energía comercial en la energía total (3)/(1) (5)
	Bruto total (Millones de toneladas)	Por habitante (kg)	Bruto total (Millones de toneladas)	Por habitante (kg)	
	(1)	(2)	(3)	(4)	
América Latina . . . . .	88	490	63	353	71.6
Europa Occidental . . . . .	556	1 780	524	1 678	94.4
Europa Oriental . . . . .	495	1 700	444	1 523	89.8
Estados Unidos . . . . .	893	5 410	870	5 274	97.5
Otros países desarrollados . . . . .	200 <sup>a</sup>	1 530	182	1 391	91.0
Resto del mundo . . . . .	245	153	148	92	60.4
Mundo . . . . .	2 477	924	2 231	832	90.1

FUENTE: Informaciones diversas, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> Se supuso que el consumo global de combustibles no comerciales en 1955 fue aproximadamente igual a 1949 (*U. N. Statistical Papers, Serie J, N° 1*). El error implícito en esta hipótesis afecta también al grupo "Resto del Mundo", porque se calcula por diferencia entre los valores correspondientes al "Mundo" y la suma de las otras regiones y países.

tal. También la tasa anual de crecimiento del consumo por habitante es más alta en el área que en todo el mundo, acentuándose la diferencia en la última década, en la que se llegó a 5.0 por ciento anual contra 3.3, respectivamente. (Véase el cuadro 4.) Este aumento es más significativo si se considera el elevado crecimiento demográfico que caracteriza a la región (2.5 por ciento en los últimos años).

Es posible que la expansión real en América Latina, como en el conjunto de los otros países menos desarrollados que también crecen más rápidamente que el promedio, sea algo inferior a lo indicado por las cifras, si se toma en cuenta que las estadísticas en estos países van captando sectores progresivamente más amplios y en ellos ocurre además una rápida sustitución de combustibles no comerciales (leña, residuos industriales, etc.), que están excluidos.

#### a) Combustibles no comerciales

Para apreciar la importancia de los combustibles no comerciales, sobre cuyo monto total sólo cabe hacer

estimaciones, por falta de estadísticas nacionales, puede aceptarse que en 1955 representaban más o menos un 28 por ciento del consumo total de energía de América Latina, como puede verse en el cuadro 5. Tomando en cuenta este tipo de combustibles, el consumo de energía en promedio por habitante en el área se elevaría al 53 por ciento del promedio mundial, en lugar del 45 señalado anteriormente, para la energía comercial. Su importancia es decreciente con el proceso de desarrollo económico, pues para el citado año esas cifras, que eran del orden de 40 por ciento y más en los países más atrasados, descendían hasta 5 a 10 por ciento en Europa y 3 por ciento en los Estados Unidos. Algunos antecedentes permiten estimar que en América Latina, antes de la Segunda Guerra Mundial, esos combustibles representaban como el 50 por ciento de la energía total consumida. Se observa, en términos generales y en la medida de las escasas informaciones disponibles, que el consumo de combustibles vegetales se mantiene en volumen absoluto, o sigue una declinación sólo interrumpida en épocas anormales (crisis, guerra), explicándose así la pérdida paulatina de su importancia.

Cuadro 6

PARTICIPACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS Y LA ENERGÍA HIDRAULICA EN EL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA COMERCIAL (Porcientos)

Región o país	Hidrocarburos				Energía hidráulica			
	1937	1949	1955	1959	1937	1949	1955	1959
América Latina . . . . .	57.3	73.1	78.3	77.1	13.5	13.6	12.7	14.5
Europa Occidental . . . . .	6.4	10.0	17.0	26.8	7.6	9.7	11.6	13.7
Europa Oriental . . . . .	16.0	14.9	17.8	23.4	1.6	1.4	2.3	3.4
Estados Unidos . . . . .	39.2	54.0	64.2	70.5	4.1	5.4	5.3	5.8
Otros países desarrollados <sup>a</sup> . . . . .	12.6	15.9	26.1	32.0	24.0	26.6	27.4	28.9
Resto del mundo . . . . .	22.9	37.9	28.2	17.3	5.3	7.0	3.0	3.7
Mundo . . . . .	23.1	32.4	38.9	41.7	6.6	7.5	8.0	8.7

FUENTE: América Latina: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL. Otras regiones y países: *U. N. Statistical Papers, Serie J, Nos. 1 al 3*.  
<sup>a</sup> Canadá, Japón, Australia, Nueva Zelanda y Unión Sudafricana.

## b) Participación de los hidrocarburos

Volviendo a la llamada energía comercial, es interesante comprobar la importancia que han llegado a tener en América Latina el petróleo y sus derivados. En efecto, cubren aproximadamente el 77 por ciento de las necesidades, aventajando a los otros grandes grupos de países. (Véase el cuadro 6.) Esta proporción se tenía ya en 1955 y no es muy diferente a la de 1949, luego de un aumento pronunciado en la década anterior. De ello puede inferirse que se han alcanzado los niveles máximos de participación de estos combustibles. En todas las regiones del mundo (a excepción de algunos países poco desarrollados no latinoamericanos) se observa la tendencia a una participación creciente de los hidrocarburos en el cuadro energético, por desplazamiento del carbón principalmente.

## c) Participación de la energía hidráulica

La contribución de los recursos hidroeléctricos en América Latina es creciente, siguiendo la tendencia mundial. (Véase nuevamente el cuadro 6.) Ha llegado a cerca del 15 por ciento en 1959, después de permanecer en alrededor de 14 por ciento en las dos décadas anteriores. Esta proporción es alta entre los países del mundo, sólo superada por los que —como América Latina— están bien dotados de este recurso (Canadá, Nueva Zelandia, etc.). En la mayor parte de los países del área hay abundancia de potenciales hidráulicos,<sup>3</sup> constituyendo la segunda fuente de abastecimiento energético.

### 2. La energía eléctrica

En cuanto a producción de electricidad,<sup>4</sup> al comparar a América Latina con los mismos grupos de países ya seleccionados se comprueba una gran similitud de posiciones relativas. (Véase el cuadro 7.) La región llegó

**Cuadro 7**  
PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD  
EN EL MUNDO, 1959

Región o país	Total (Millones de kWh)	Por habitante (kWh)
América Latina . . . . .	62	318
Europa Occidental . . . . .	500	1 554
Europa Oriental . . . . .	367	1 192
Estados Unidos . . . . .	795	4 489
Otros países desarrollados . . . . .	253	1 836
Resto del mundo . . . . .	104	60
Mundo . . . . .	2 081	723

FUENTE: América Latina: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL. Otras regiones y países: U. N. Statistical Papers, Serie J, N° 3.

<sup>3</sup> Véase Los recursos hidroeléctricos en América Latina, su medición y aprovechamiento (ST/ECLA/CONF.7/L.3.0), reproducido *infra*, sección V.

<sup>4</sup> Se incluye tanto la producción destinada al uso público como la de carácter privado (autogeneración), empleada en minas, plantas industriales, etc. Las estadísticas suelen comprender el consumo propio de las plantas.

en 1959 a una producción poco superior a 315 kWh por habitante, representando el 44 por ciento del promedio mundial (más o menos 720 kWh). En cambio debe ser objeto de preocupación el hecho de que el área pierda terreno frente a los demás países. La producción total de 62 600 millones de kWh, representó el 3.0 por ciento del total mundial, proporción ya casi alcanzada en 1937 e inferior al 3.3 por ciento de 1949. (Véase el cuadro 8.) La tasa de aumento de la pro-

**Cuadro 8**

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN POR-CIENTOS DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL

Región o país	1937	1949	1955	1959
América Latina . . . . .	2.7	3.3	2.8	3.0
Europa Occidental . . . . .	34.0	28.0	25.2	24.0
Europa Oriental . . . . .	14.7	14.5	15.6	17.6
Estados Unidos . . . . .	28.7	37.0	41.1	38.3
Otros países desarrollados <sup>a</sup> . . . . .	16.6	14.0	11.9	12.2
Resto del mundo . . . . .	3.3	3.2	3.2	5.0

FUENTE: América Latina: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL. Otras regiones y países: U. N. Statistical Papers, Serie J, Nos. 1 a 3. a Canadá, Japón, Australia, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

ducción por habitante en el último decenio (6.4 por ciento, contra 8.1 en promedio mundial) ha sido la más baja entre los grupos de países, sin duda con influencia apreciable del crecimiento demográfico, que en la región es de los más altos del mundo.

El progreso de la producción en términos absolutos en realidad no ha sido muy bajo en América Latina (9.1 por ciento en 1949-59), a pesar del estancamiento en el desarrollo económico que vivieron muchos de sus países en los últimos años. Es preciso destacar, sin embargo, el amplio margen de expansión que existe en este rubro si se considera que países tan electrificados como los Estados Unidos crecieron según tasas anuales de aproximadamente 10 por ciento. (Véase el cuadro 9.) Como consecuencia de la importancia que dichos países tienen en la producción mundial, aumenta rápidamente el grado de electrificación en todo el mundo.

## a) El consumo de electricidad en relación a las otras formas de energía

La influencia de la electricidad en la época actual es tan grande que resulta casi imposible concebir una actividad humana en la que no juegue un papel preponderante. El desarrollo industrial, la mecanización general y el progreso urbano requieren una amplia disponibilidad de electricidad. Puede estimarse que la participación de la electricidad en el consumo mundial de la energía comercial llegó en 1959 a más de 29 por ciento, en tanto que en 1937 era de 15 y en 1949 de 20 por ciento.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Corresponde a la definición de "grado de electrificación": relación entre la generación eléctrica y el total de la energía comercial consumida, expresadas ambas en una misma unidad. Si de la última se excluyen los combustibles empleados en la producción de electricidad, los

Cuadro 9

GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN EL MUNDO. TASAS ANUALES MEDIAS  
DE CRECIMIENTO  
(Porcientos)

Región o país	Período	Generación total	Generación por habitante	Participación porcentual de la termoelectricidad en la generación total
Mundo . . . . .	1937-59	7.5	6.2	0.8 <sup>a</sup>
	1949-59	10.3	8.1	1.2 <sup>b</sup>
América Latina . .	1937-59	8.1	5.7	—
	1949-59	9.1	6.4	—
Europa Occidental .	1937-59	5.9	5.4	0.2
	1949-59	8.6	7.8	0.03
Europa Oriental . .	1937-59	8.5	7.8	-0.28
	1949-59	12.4	11.1	-0.81
Estados Unidos . .	1937-59	9.0	7.5	1.09
	1949-59	10.6	8.7	1.47
Otros países desarrolados . . . . .	1937-59	6.1	4.6	0.8 <sup>a</sup>
	1949-59	8.7	7.0	3.5 <sup>b</sup>
Resto del mundo .	1937-59	9.7	8.0	1.5 <sup>a</sup>
	1949-59	15.3	12.6	4.8 <sup>b</sup>

FUENTE: América Latina: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL. Otras regiones y países: U. N. Statistical Papers, Serie J, Nos. 1 a 3.  
a 1937-58.  
b 1949-58.

valores correspondientes serían 17, 22 y 35 por ciento, respectivamente, para los años 1937, 1949 y 1959. Las cifras anteriores se calcularon considerando las equivalencias señaladas anteriormente (al principio del inciso I, en esta misma sección), que tienen más el carácter de estimaciones que de datos estadísticos. En este estudio se prefiere emplear de aquí en adelante el "coeficiente de electrificación" porque éste, a diferencia del anterior, no requiere de la conversión de un tipo de energía a otro, a través de valores promedios de rendimiento difíciles de deter-

Los coeficientes de electrificación por regiones revelan el progreso cada vez mayor de la electricidad como la forma de energía preferida en el mundo. (Véase el cuadro 10.) Las cifras correspondientes a América Latina son altas con relación a otros grupos de países, más que nada por la alta proporción de combustibles no comerciales que suplen sus necesidades de energía y que no entran en esta comparación.<sup>6</sup> En cambio, mientras en el último decenio el factor de electrificación ha crecido en el mundo con un ritmo cercano al 6 por ciento anual, en América Latina sólo ha progresado como en un 3.0 por ciento y ha permanecido estacionario en los otros países insuficientemente desarrollados. Tal es el resultado de las limitaciones de la oferta de electricidad que en general han prevalecido en estas regiones. Como se trata de una forma avanzada de energía que requiere inversiones cuantiosas para su generación y distribución y largo proceso de programación, estos países recurren a veces, con carácter sustitutivo en diversas actividades, al empleo de los derivados del petróleo, por la fácil disponibilidad internacional de ellos.<sup>7</sup>

#### b) Importancia de los recursos hidroeléctricos

Es indudable que la riqueza en recursos hidroeléctricos está promoviendo la electrificación, como lo seña-

minar en cada región y país, siendo además variables con el transcurso del tiempo.

El "coeficiente de electrificación" se define como el cociente entre el consumo de electricidad total, expresado en kWh, y el consumo neto total de combustibles comerciales, expresado en kilogramos de petróleo equivalente (excluidos los combustibles destinados a la generación termoelectrica). Véase *La energía en América Latina*, op. cit., p. 120.

<sup>6</sup> Estos coeficientes de electrificación difieren de los presentados en *La energía en América Latina*, op. cit., en cuanto que ahora no se incluyen en su cálculo los combustibles vegetales. Aunque de este modo pierden interés en cuanto a su valor comparativo entre países que consumen cantidades muy diferentes de combustibles no comerciales, mantienen su utilidad principalmente para analizar la evolución de la estructura del consumo energético en un mismo país o región.

<sup>7</sup> Así, en promedio, para entregar 1 000 kWh hidroeléctricos al año en el centro de consumo se requiere una inversión del orden de 150 dólares, mientras que para la cantidad mecánica equivalente de fuel-oil (300 kg) sólo se necesitan aproximadamente 25 dólares. Si, en lugar de energía mecánica, la base de comparación es la calórica, la desproporción es mayor aún.

Cuadro 10

COEFICIENTES EN ELECTRIFICACIÓN Y SUS TASAS DE CRECIMIENTO

Año	América Latina	Europa Occidental	Europa Oriental	Estados Unidos	Otros países desarrollados	Resto del mundo	Mundo
Coeficientes (kWh/kg de petróleo equivalente)							
1937 . . . . .	0.660 <sup>a</sup>	0.330	0.300	0.230	0.861	0.249	0.331
1949 . . . . .	0.689	0.633	0.382	0.450	1.087	0.495	0.521
1958 . . . . .	0.897	1.097	0.631	0.988	1.584	0.365	0.863
1959 . . . . .	0.929	1.194	0.687	1.070	1.652	0.356	0.912
Tasas medias (porcientos)							
1937-59 . . . . .	1.7	5.3	3.9	7.2	3.0	1.6	4.7
1949-59 . . . . .	3.0	6.5	6.0	9.0	4.3	-0.6	5.8

FUENTE: América Latina: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL. Otras regiones y países: U. N. Statistical Papers, Serie J, Nos. 1 a 3.  
a 1938.

**Cuadro 11**  
**PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA**  
**EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD**  
*(Porcientos)*

<i>Región o país</i>	1937	1949	1955	1959
América Latina . . . . .	50.8	51.4	49.6	52.2
Europa Occidental . . . . .	44.5	41.9	41.0	42.1
Europa Oriental . . . . .	11.5	9.7	11.2	16.8
Estados Unidos . . . . .	37.0	30.8	19.0	20.0
Otros países desarrollados <sup>a</sup>	74.3	77.6	71.5	68.0
Resto del mundo . . . . .	46.2	51.4	23.0	30.8
Mundo . . . . .	42.7	38.8	30.6	30.5

FUENTE: América Latina: Informaciones directas, elaboradas por CEPAL. Otras regiones y países: *U. N. Statistical Papers, Serie J, Nos. 1 a 3*.  
<sup>a</sup> Canadá, Japón, Australia, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

la el hecho de que los países que muestran la mayor participación de la energía hidráulica en la producción eléctrica (véase el cuadro 11) también acusan los más altos coeficientes de electrificación. En este caso se encuentran el grupo de países formados por el Japón, Canadá, Nueva Zelandia, etc., América Latina y Europa Occidental.

Lo anterior no contradice el hecho de que países bien dotados de yacimientos de combustibles susceptibles de explotación muy económica se hallen también en condiciones inmejorables para afrontar con éxito su abastecimiento eléctrico.

#### B. CONSUMO DE ENERGÍA Y DESARROLLO ECONÓMICO

En casi todas sus formas —electricidad, combustible líquido, carbón, etc.—, la energía desempeña una doble función dentro del sistema económico. En efecto, es a la vez un bien de consumo final y un bien intermedio, o sea un insumo en casi todos los procesos productivos, tanto de bienes como de servicios, aunque predominando en este papel el consumo correspondiente al sector industrial.

El nivel de insumo energético es uno de los elementos determinantes de la productividad manufacturera que, a su vez, condiciona el nivel de ingreso por habitante de la comunidad. También este último influye directamente en el consumo de energía por parte del consumidor final, no tanto debido a la capacidad de compra de energía en sí, sino en cuanto a sus posibilidades de adquirir los bienes duraderos de consumo que para su funcionamiento requieren la utilización de la energía en sus diversas formas.

Las observaciones precedentes ilustran la estrecha interdependencia no sólo entre el nivel de ingreso y el de consumo eléctrico, sino también entre este último y el ritmo de inversiones en la economía. Nótese que en general la utilización más intensa de energía, como factor productivo y en cuanto bien de consumo final, exige una inversión previa del comprador. En este sentido, la demanda de energía es, pues, una demanda "derivada" de las inversiones en equipo y maquinaria que la necesitan como insumo.

La proporción de generación hidroeléctrica en toda América Latina ha permanecido casi estacionaria alrededor del 50 por ciento en las dos últimas décadas, en tanto que en el total del mundo ha decrecido de 43 por ciento en 1937 a 30 por ciento en 1959. Sólo la Europa Oriental (que incluye el rápido desarrollo de los recursos hidráulicos de la Unión Soviética) registra en los últimos diez años un aumento importante de la participación hidroeléctrica en la generación total. Sin embargo, en América Latina los servicios de generación pública únicamente, aumentaron del 43 a casi el 61 por ciento la participación hidroeléctrica, en su producción, como podrá examinarse con mayor detalle más adelante.

En los países más desarrollados se han incorporado ya a la producción los lugares de aprovechamiento más económico, de lo que resulta un interés decreciente por los sitios cada vez menos atractivos que van quedando. Por otra parte, muchos países de los menos desarrollados, frente a la presión ejercida por industrias en desarrollo y por la exigencia de más altos niveles de vida, así como por el escaso conocimiento de las fuentes hidráulicas, a menudo han preferido las plantas termoeléctricas de más rápida y menor inversión inicial, sin atender a la importancia que tales decisiones involucran a largo plazo. Este hecho se observa en algunos países latinoamericanos relativamente bien dotados de potenciales hidroeléctricos.

El hecho de que exista esa interdependencia en manera alguna significa que el nivel de ingreso determine en forma unívoca el nivel de consumo energético total y, mucho menos, el de consumo eléctrico, ya que a su vez se producen sustituciones de una forma de energía por otra. El ritmo de dichas sustituciones está medido por las variaciones del coeficiente de electrificación.

Las razones por las que no existe tal relación funcional simple entre ingreso y consumo de energía son múltiples y relativamente evidentes. Considérese, por ejemplo, la estructura del sistema productivo. Varios países pueden alcanzar el mismo nivel de ingreso con una composición muy diferente en su producción; en tal caso también será diferente el consumo de energía, ya que el insumo de ésta como factor productivo por unidad de producto varía ampliamente del sector agrícola al de servicios y de éste al manufacturero. También variará el insumo promedio por sector según sea la composición de éste en términos de sus actividades básicas.

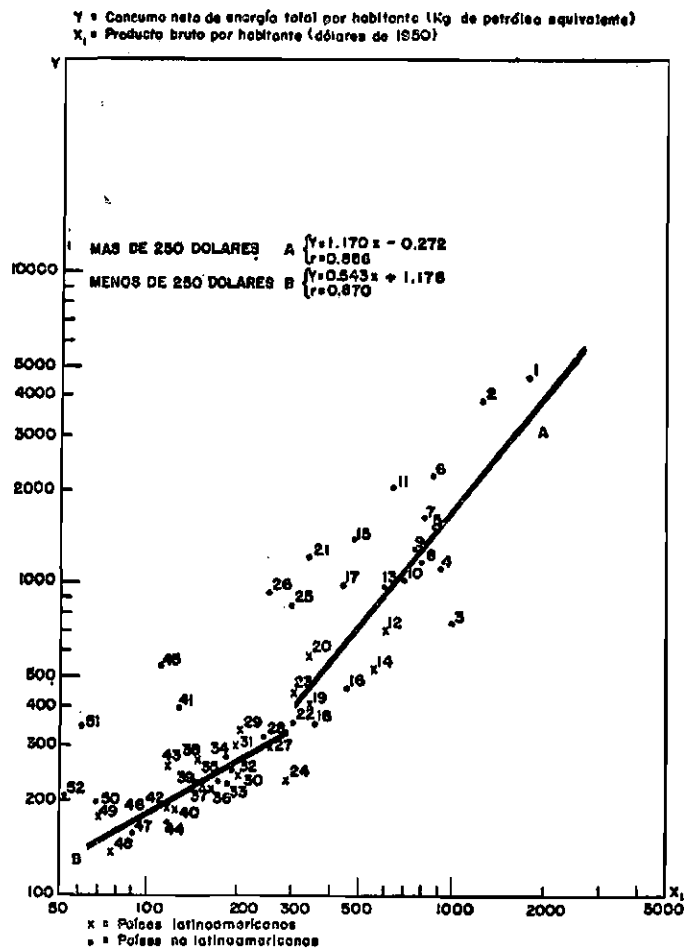
En una publicación anterior,<sup>8</sup> con la información reunida para el promedio de los años 1949-51 respecto de unos 50 países —incluyendo todos los de América Latina—, se analizó la relación del consumo neto de energía total con el producto bruto, medido este último a precios de 1950. (Véase el gráfico I.) Con criterio

<sup>8</sup> *La energía en América Latina, op. cit.*

Gráfico I

CORRELACIÓN ENTRE EL CONSUMO NETO DE ENERGÍA TOTAL Y EL PRODUCTO BRUTO, AMBOS POR HABITANTE  
(Promedio 1949-51)

ESCALA LOGARÍTMICA



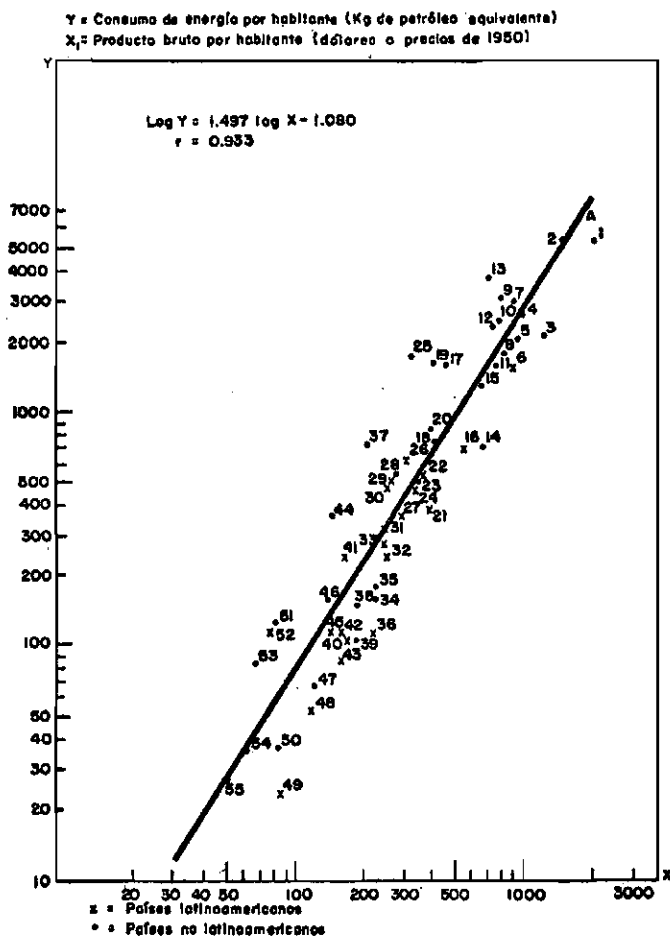
ORDEN DE PAISES

- |                              |                          |
|------------------------------|--------------------------|
| 1. Estados Unidos de América | 27. Panamá               |
| 2. Canadá                    | 28. Yugoslavia           |
| 3. Suiza                     | 29. México               |
| 4. Nueva Zelandia            | 30. Colombia             |
| 5. Suecia                    | 31. Brasil               |
| 6. Reino Unido               | 32. Turquía              |
| 7. Australia                 | 33. Grecia               |
| 8. Dinamarca                 | 34. Portugal             |
| 9. Noruega                   | 35. Egipto               |
| 10. Francia                  | 36. Guatemala            |
| 11. Bélgica y Luxemburgo     | 37. Honduras             |
| 12. Venezuela                | 38. República Dominicana |
| 13. Holanda                  | 39. El Salvador          |
| 14. Argentina                | 40. Nicaragua            |
| 15. Rep. Federal de Alemania | 41. Japón                |
| 16. Israel                   | 42. Ecuador              |
| 17. Irlanda                  | 43. Perú                 |
| 18. España                   | 44. Ceilán               |
| 19. Uruguay                  | 45. Rodesia del Sur      |
| 20. Cuba                     | 46. Paraguay             |
| 21. Finlandia                | 47. Tailandia            |
| 22. Italia                   | 48. Haití                |
| 23. Chile                    | 49. Bolivia              |
| 24. Costa Rica               | 50. India                |
| 25. Austria                  | 51. Rodesia del Norte    |
| 26. Unión Sudafricana        | 52. Congo (Leopoldville) |

Gráfico II

CORRELACIÓN ENTRE EL CONSUMO NETO DE ENERGÍA COMERCIAL Y EL PRODUCTO BRUTO, AMBOS POR HABITANTE  
(Promedio 1955-58)

ESCALA LOGARÍTMICA



ORDEN DE PAISES

- |                              |                          |
|------------------------------|--------------------------|
| 1. Estados Unidos de América | 29. Indias Occidentales  |
| 2. Canadá                    | 30. México               |
| 3. Suiza                     | 31. Colombia             |
| 4. Bélgica y Luxemburgo      | 32. Costa Rica           |
| 5. Nueva Zelandia            | 33. Brasil               |
| 6. Venezuela                 | 34. Turquía              |
| 7. Suecia                    | 35. Portugal             |
| 8. Francia                   | 36. República Dominicana |
| 9. Reino Unido               | 37. Japón                |
| 10. Australia                | 38. Grecia               |
| 11. Dinamarca                | 39. Nicaragua            |
| 12. Rep. Federal de Alemania | 40. El Salvador          |
| 13. Noruega                  | 41. Perú                 |
| 14. Israel                   | 42. Guatemala            |
| 15. Finlandia                | 43. Honduras             |
| 16. Argentina                | 44. Federación de Niassa |
| 17. Países Bajos             | 45. Ecuador              |
| 18. Italia                   | 46. Egipto               |
| 19. Austria                  | 47. Ceilán               |
| 20. Irlanda                  | 48. Paraguay             |
| 21. Cuba                     | 49. Haití                |
| 22. Uruguay                  | 50. Pakistán             |
| 23. Yugoslavia               | 51. Bolivia              |
| 24. Surinam                  | 52. Congo (Leopoldville) |
| 25. Unión Sudafricana        | 53. India                |
| 26. Chile                    | 54. Tailandia            |
| 27. Panamá                   | 55. Birmania             |
| 28. España                   |                          |



similar se agrega ahora el examen de la correlación entre el consumo neto de energía comercial y el producto bruto con las informaciones correspondientes al promedio de 1955-58 para 55 países. (Véase el gráfico II.)

Del análisis de ambos gráficos parece confirmarse el concepto, ya admitido en otras oportunidades, de que la elasticidad-ingreso de la energía total (relación entre los aumentos porcentuales del consumo de energía y del producto bruto) es baja a niveles reducidos de ingreso, se eleva apreciablemente a niveles intermedios y disminuye nuevamente en los más altos escalones de ingreso. Esta última disminución debe atribuirse fundamentalmente a un aumento del rendimiento en el uso de la energía y a una saturación parcial del consumo doméstico.

En el estudio aludido se analizó para algunos países latinoamericanos la variación histórica del consumo de energía total en cada uno de ellos con relación a la variación de los niveles de ingreso, llegándose a la conclusión de que aquél ha crecido con una intensidad ligeramente menor que la del producto bruto. El mejor aprovechamiento de la energía en la región no ha alcanzado aún el ritmo capaz de explicar el fenómeno indicado, sobre todo si se considera que en esos países ha aumentado bastante la producción de los sectores de mayor consumo específico de energía. La causa parecería ser, pues, la evolución de la demanda de energía como bien de consumo. Los consumos domésticos no acusan gran variación porque los niveles de ingreso todavía no han alcanzado los valores correspondientes a una elevada elasticidad consumo-ingreso.

La mayor parte de las consideraciones generales formuladas con respecto a la energía total son válidas también aplicándolas exclusivamente a la demanda de energía eléctrica. Esta última, sin embargo, tiene una dinámica especial, estrechamente ligada al proceso general de innovaciones y avance tecnológico, que explica por qué históricamente la tasa de crecimiento del consumo eléctrico supera holgadamente la del incremento del producto bruto. Hasta se ha dado el caso de que dicho consumo aumente en períodos de disminución en el producto.

Aun teniendo presentes las limitaciones del método de correlación simple, sobre todo si se aplica a series económicas que por su naturaleza son crecientes con el tiempo, se consideró conveniente comparar la línea de regresión del diagrama producto bruto-consumo eléctrico (en coordenadas logarítmicas) correspondiente a los años 1949-51 para 55 países (incluyendo América Latina, los Estados Unidos, el Canadá y la Europa Occidental)<sup>9</sup> con la línea obtenida en las mismas condiciones y para los mismos países, pero relativa a los años 1955-58. (Véase el gráfico III.)

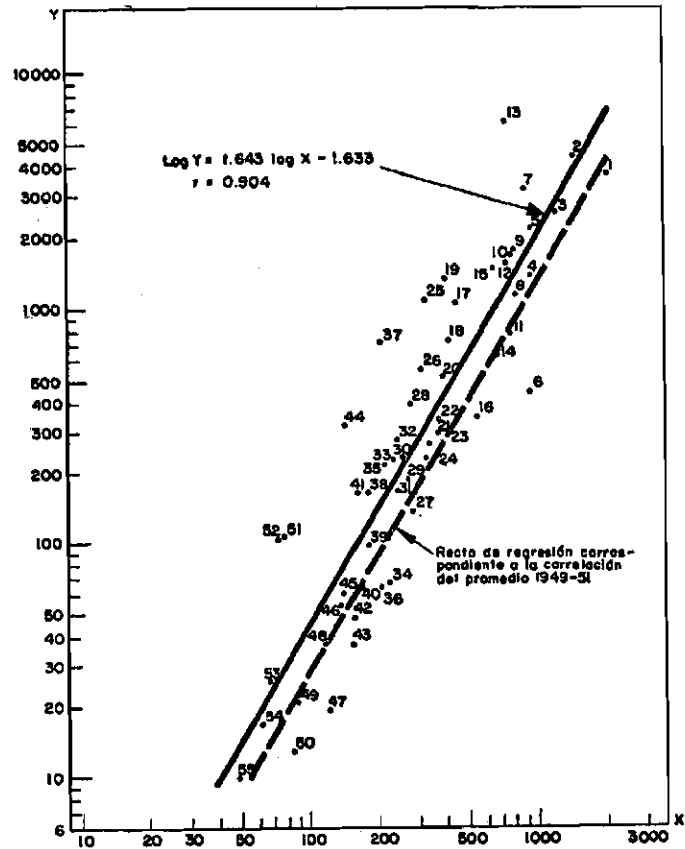
Tanto el grado de correlación como el coeficiente angular de ambas rectas —igual a la elasticidad consumo-ingreso— resultaron ser prácticamente iguales. En cambio, la línea de regresión correspondiente al

Gráfico III

CORRELACIÓN ENTRE EL CONSUMO NETO DE ELECTRICIDAD TOTAL Y EL PRODUCTO BRUTO, AMBOS POR HABITANTE  
(Promedio 1955-58)

ESCALA LOGARÍTMICA

Y = Consumo neto de electricidad total por habitante (kWh)  
X = Producto bruto por habitante (dólares a precios de 1960)



ORDEN DE PAISES

- |                              |                          |
|------------------------------|--------------------------|
| 1. Estados Unidos de América | 29. Indias Occidentales  |
| 2. Canadá                    | 30. México               |
| 3. Suiza                     | 31. Colombia             |
| 4. Bélgica y Luxemburgo      | 32. Costa Rica           |
| 5. Nueva Zelanda             | 33. Brasil               |
| 6. Venezuela                 | 34. Turquía              |
| 7. Suecia                    | 35. Portugal             |
| 8. Francia                   | 36. República Dominicana |
| 9. Reino Unido               | 37. Japón                |
| 10. Australia                | 38. Grecia               |
| 11. Dinamarca                | 39. Nicaragua            |
| 12. Rep. Federal de Alemania | 40. El Salvador          |
| 13. Noruega                  | 41. Perú                 |
| 14. Israel                   | 42. Guatemala            |
| 15. Finlandia                | 43. Honduras             |
| 16. Argentina                | 44. Federación de Niassa |
| 17. Países Bajos             | 45. Ecuador              |
| 18. Italia                   | 46. Egipto               |
| 19. Australia                | 47. Ceilán               |
| 20. Irlanda                  | 48. Paraguay             |
| 21. Cuba                     | 49. Haití                |
| 22. Uruguay                  | 50. Pakistán             |
| 23. Yugoslavia               | 51. Bolivia              |
| 24. Surinam                  | 52. Congo (Leopoldville) |
| 25. Unión Sudafricana        | 53. India                |
| 26. Chile                    | 54. Tailandia            |
| 27. Panamá                   | 55. Birmania             |
| 28. España                   |                          |

<sup>9</sup> Ibidem (gráfico III).

período más reciente se encuentra por encima de la anterior, con un desplazamiento vertical del orden de 60 por ciento con respecto a las ordenadas de la anterior.

El interés de esta comparación radica en que el desplazamiento vertical de dicha línea de regresión, en un periodo de 7 años, puede tomarse como un índice del ritmo de electrificación de la economía, o sea del grado en que —para un mismo nivel de ingreso— ha aumentado el consumo eléctrico promedio en el grupo de países indicado. En otros términos, el desplazamiento vertical de esta línea de regresión subraya la dinámica propia del proceso de electrificación y permite analizar este proceso separándolo del aumento, que cabría llamar vegetativo, del consumo eléctrico en forma más directamente concatenada con la del producto bruto.

En términos de este diagrama, pues, el incremento de la demanda eléctrica de un país determinado puede describirse, a través del tiempo, como el resultado de dos movimientos concurrentes o, en términos geométricos, por la suma de dos vectores, el primero de los cuales sería un movimiento a lo largo de la línea de regresión consumo-ingreso, que corresponde al aumento de este último, y el segundo un desplazamiento vertical de la línea misma, como consecuencia del avance tecnológico, de una distribución mejor del ingreso y de la sustitución por la electricidad de otras formas de la energía.

Claro está que ello no significa que ambos movimientos sean independientes. Antes al contrario, es bien sabido que las innovaciones y los avances tecnológicos, así como muy especialmente una mejor distribución del ingreso, que en gran parte explican el ritmo creciente de electrificación por unidad de producto, son a su vez una de las principales fuerzas dinámicas de la inversión y del proceso general de desarrollo económico.

Para el conjunto de los países señalados, el consumo eléctrico por habitante creció en 8.5 por ciento al año entre 1949-51 y 1955-58. De este crecimiento, un 3.5 por ciento aparece ligado estrechamente al aumento global del ingreso y el saldo es consecuencia más directa de los otros tres factores señalados. Esta observación pone en claro el discernimiento con que deben emplearse relaciones como la del gráfico III (que considera solamente la influencia de las variaciones del ingreso sobre el consumo eléctrico), para la proyección de consumos y demandas en un país o región.

También se produce este fenómeno en América Latina, con respecto a cuyos países exclusivamente se ha repetido la operación que acaba de describirse en el mismo período. (Véase el gráfico IV.) Sin embargo, de ella es menos seguro obtener conclusiones cuantitativas por el menor número de puntos que establecen la correlación y la mayor dispersión que presentan.

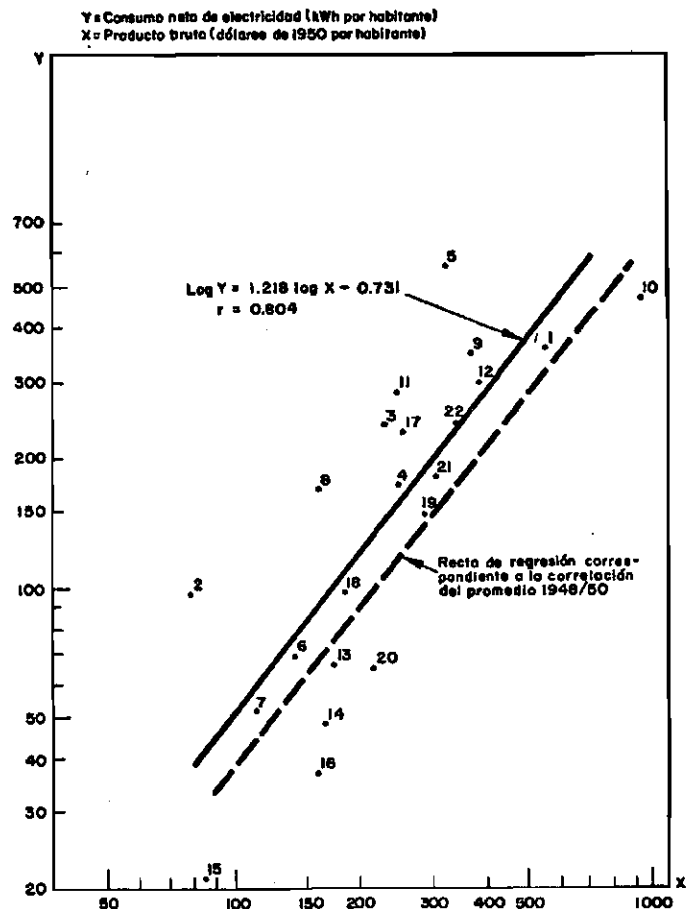
No obstante, conviene observar que la línea de regresión correspondiente a los años 1956-58, se encuentra por encima de la relativa a 1948-50 con un desplazamiento vertical de solamente un tercio con respecto a las ordenadas de la anterior, indicando que —en pro-

Gráfico IV

AMÉRICA LATINA: CORRELACIÓN ENTRE CONSUMO NETO DE ELECTRICIDAD Y EL PRODUCTO BRUTO, AMBOS POR HABITANTE

(Promedio 1956-58)

ESCALA LOGARÍTMICA



ORDEN DE PAISES

- |                |                          |
|----------------|--------------------------|
| 1. Argentina   | 12. Cuba                 |
| 2. Bolivia     | 13. El Salvador          |
| 3. Brasil      | 14. Guatemala            |
| 4. Colombia    | 15. Haití                |
| 5. Chile       | 16. Honduras             |
| 6. Ecuador     | 17. México               |
| 7. Paraguay    | 18. Nicaragua            |
| 8. Perú        | 19. Panamá               |
| 9. Uruguay     | 20. República Dominicana |
| 10. Venezuela  | 21. Indias Occidentales  |
| 11. Costa Rica | 22. Surinam              |

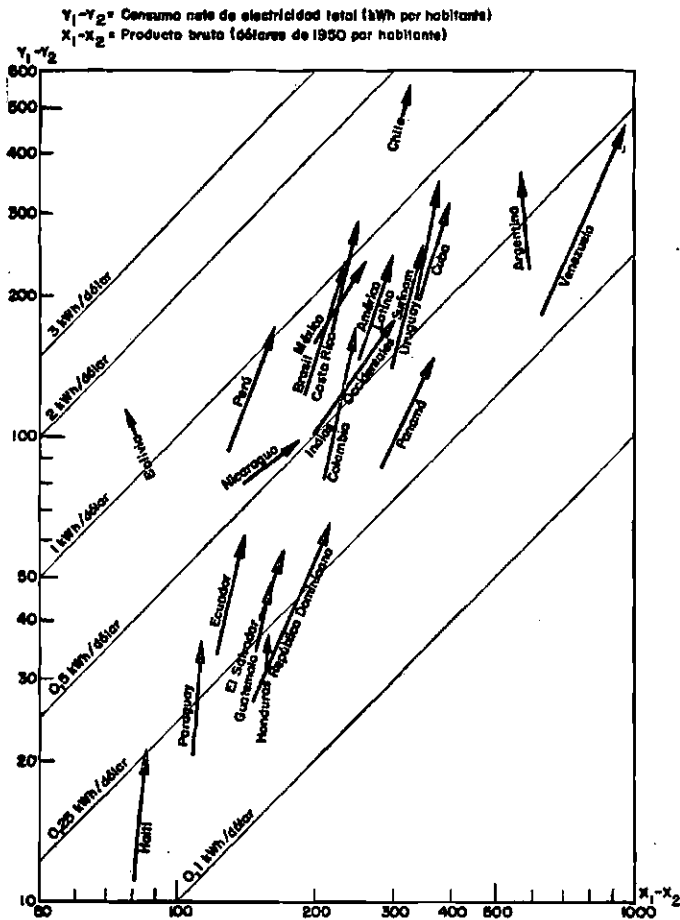
medio— en América Latina el aumento del consumo de electricidad como consecuencia directa de una mejor distribución del ingreso, del avance tecnológico y de la sustitución de otras formas de energía, se realiza a ritmo lento en comparación con la mayor parte de las regiones del mundo.

En un diagrama separado (gráfico V), también en coordenadas logarítmicas, se han relacionado para cada país los valores del consumo neto de electricidad con el producto bruto, ambos por habitante, para los promedios anuales 1948-50 y 1956-58. Los vectores que en cada país o en la región unen los puntos extremos per-

Gráfico V

AMÉRICA LATINA: EVOLUCIÓN COMPARATIVA DEL CONSUMO NETO DE ELECTRICIDAD TOTAL Y EL PRODUCTO BRUTO, AMBOS POR HABITANTE  
(Promedios 1948-50 y 1956-58)

ESCALA LOGARÍTMICA



miten apreciar las características y la intensidad de la evolución del consumo eléctrico en los ocho años del período examinado. La inclinación del vector que representa a América Latina en conjunto es aproximadamente 3. Esto significa que el consumo de electricidad aumentó casi con el cubo del producto bruto. En cambio, en el conjunto de países de la Europa Occidental y durante el período 1950-57, el consumo eléctrico varió aproximadamente con el cuadrado del producto nacional. De aquí, sin embargo, no debe deducirse que esta diferencia resulta automáticamente del distinto nivel de desarrollo económico de estas regiones: en el caso de los Estados Unidos, por ejemplo, la economía progresó en los últimos quince años a un ritmo del orden del 3 por ciento anual, bastante menor que el promedio de la Europa Occidental, y sin embargo el consumo eléctrico ha aumentado a un ritmo de cerca de 10 por ciento.

El aumento relativo del consumo indicado en América Latina se explica en parte por el reducido crecimiento del producto bruto por habitante (2 a 2.5 por ciento anual) y en parte por la elevada tasa de creci-

miento del consumo doméstico, que para el conjunto de países fue en la última década de 11 por ciento acumulativo anual.

Los vectores representativos de México, las Indias Occidentales y Nicaragua acusan una pendiente más suave que el resto, como expresión de que en esos países los principales sectores dinámicos de su producción (la agricultura en todos ellos, además de la industria en México y el petróleo en las Indias Occidentales) no han sido en la última década tan altos consumidores de energía eléctrica por unidad de producto bruto como la minería y la industria manufacturera en el Perú y Chile, o sólo la industria manufacturera, por ejemplo, en la Argentina, el Brasil, Colombia y el Uruguay.

Las rectas paralelas, cada una de las cuales representa un consumo constante de electricidad por dólar de producto bruto (3, 2, 1, etc. kWh/dólar, a 45°) ayudan a cuantificar rápidamente los distintos niveles de consumo.

Sólo el vector representativo de Nicaragua aparece con una pendiente algo inferior a la de esas rectas, indicando que su consumo eléctrico ha crecido más lentamente que su producto por habitante. Por el contrario, los correspondientes a la Argentina y Bolivia presentan una pendiente de sentido contrario, es decir, el consumo eléctrico ha aumentado (en Bolivia muy poco) no obstante el descenso del producto bruto, lo que confirma de nuevo el carácter altamente dinámico de esta forma de la energía. En Bolivia interesa destacar que a la producción minera se destina más del 35 por ciento de la generación eléctrica y es precisamente la menor actividad de ese sector una causa importante del descenso de la producción nacional. Allí el consumo doméstico ha crecido, con detrimento de la disponibilidad de energía para el sector de la producción.

América Latina en conjunto y con ella la mitad de los países, han consumido entre 0.5 y 1.0 kWh por dólar de producto bruto, en parte del período 1948-50 a 1956-58 o durante todo él.<sup>10</sup> (Véase el mismo gráfico V.)

Chile, Bolivia y Costa Rica han sobrepasado francamente el consumo de 1 kWh/dólar, los dos primeros como expresión, sobre todo, del elevado insumo de electricidad de sus industrias minero-metalúrgicas y el último por su apreciable consumo doméstico. En el cuadro 12 se dan por países los valores del consumo neto total de electricidad por unidad de producto nacional, para los promedios de los años indicados anteriormente, así como las tasas acumulativas de crecimiento medio anual, que para el área en conjunto asciende a 4.3 por ciento.

Las variaciones del consumo de electricidad en relación a las variaciones del ingreso, año a año para el conjunto de América Latina y para algunos países en particular, se analizan en el gráfico VI, que ilustra

<sup>10</sup> Como ejemplos de otros países fuera de la región para el año 1958, se registraron los siguientes consumos de electricidad (kWh por dólar de producto bruto): República Federal de Alemania 2.25, Reino Unido 2.10, Italia 2.10, Estados Unidos 1.99, Francia 1.67, España 1.62, India 0.62.

Cuadro 12

AMÉRICA LATINA: CONSUMO NETO DE ELECTRICIDAD POR UNIDAD DE PRODUCTO BRUTO  
(Dólares a precios de 1950)

País	kWh/dólares		Tasa media anual de crecimiento (Porcientos)
	1948-50	1956-58	
Argentina . . . . .	0.440	0.626	4.5
Bolivia . . . . .	1.235	1.594	3.2
Brasil . . . . .	0.653	1.017	5.7
Colombia . . . . .	0.378	0.688	8.0
Chile . . . . .	1.547	1.713	1.3
Ecuador . . . . .	0.276 a	0.440	6.0
Paraguay . . . . .	0.196	0.327	6.6
Perú . . . . .	0.713	1.049	5.0
Uruguay . . . . .	0.573	0.915	6.0
Venezuela . . . . .	0.296	0.488	6.5
Costa Rica . . . . .	0.796 a	1.128	5.1
Cuba . . . . .	0.590	0.805	4.0
El Salvador . . . . .	0.265 a	0.384	5.5
Guatemala . . . . .	0.230 a	0.293	3.5
Haití . . . . .	0.138 b	0.247	8.1
Honduras . . . . .	0.203 a	0.231	1.9
México . . . . .	0.783	0.898	1.7
Nicaragua . . . . .	0.576 a	0.530	-1.2
Panamá . . . . .	0.309	0.402	3.3
República Dominicana . . . . .	0.185	0.301	6.3
Indias Occidentales . . . . .	0.508 c	0.593 d	3.1
Surinam . . . . .	0.478 b	0.709	5.4
<i>América Latina</i> . . . . .	<i>0.584</i>	<i>0.816</i>	<i>4.3</i>

FUENTES: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
a 1950.  
b 1949-50.  
c 1951.  
d 1956.

Cuadro 13

AMÉRICA LATINA: COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN  
(kWh/kg de petróleo equivalente)

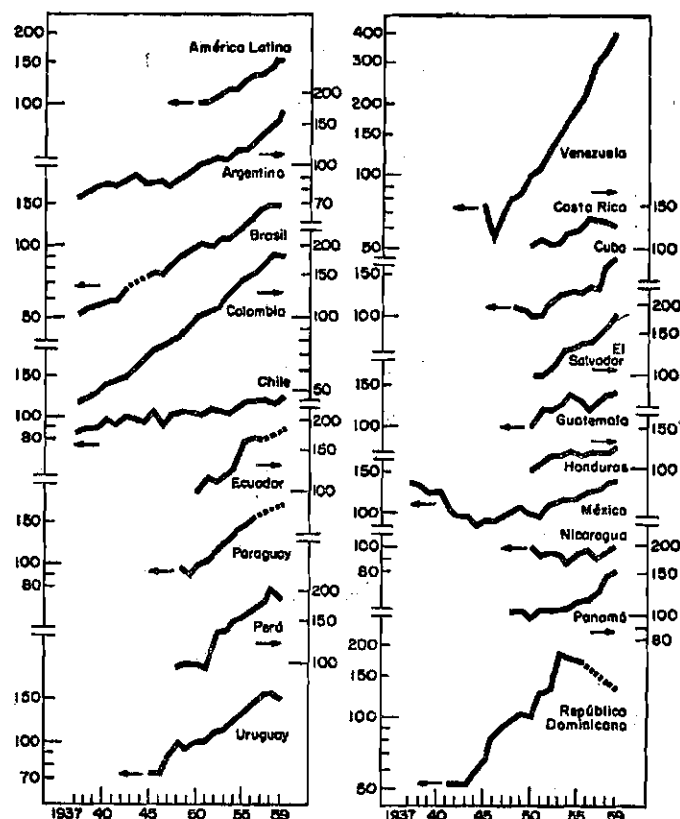
País	1938	1949	1955	1959
Argentina . . . . .	0.435	0.676	0.605	0.813
Bolivia . . . . .	3.272	2.373	1.500	1.539
Brasil . . . . .	...	...	1.420	1.431
Colombia . . . . .	0.522	0.687	0.650	0.773
Chile . . . . .	1.321	1.640	1.253	1.603
Ecuador . . . . .	...	0.549	0.671	0.837
Paraguay . . . . .	...	...	4.000	1.044
Perú . . . . .	1.198	0.706	0.866	1.422
Uruguay . . . . .	0.409	0.619	0.802	0.976
Venezuela . . . . .	0.449	0.287	0.321	0.446
Costa Rica . . . . .	...	1.550	2.637	2.285
Cuba . . . . .	...	0.824	0.821	1.029
El Salvador . . . . .	...	1.057 a	0.826	1.005
Guatemala . . . . .	...	0.379	0.484	0.601
Haití . . . . .	...	...	(0.933)	...
Honduras . . . . .	...	0.382 a	0.451	0.434
México . . . . .	0.709	0.606	0.668	0.693
Nicaragua . . . . .	...	1.953 a	1.206	0.956
Panamá . . . . .	1.875	0.545	0.489	0.732
Rep. Dominicana . . . . .	(0.488)	(1.824)	(0.967)	(1.273)
Guayana Británica . . . . .	...	(0.340)	(0.328)	...
Indias Occidentales . . . . .	...	(0.538)	(0.624)	...
Surinam . . . . .	...	(0.369)	(0.513)	...
<i>América Latina</i> . . . . .	<i>0.660</i>	<i>0.689</i>	<i>0.797</i>	<i>0.929</i>

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.  
a 1950.

Gráfico VI

AMÉRICA LATINA: EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR UNIDAD DE PRODUCTO BRUTO  
(Índices: 1950 = 100)

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



NOTA: Para Venezuela la producción eléctrica corresponde sólo al servicio público.

la evolución de la generación total por unidad de producto bruto en los últimos veinte años.

Con marcadas diferencias en las tasas de aumento entre un país y otro, se aprecia el crecimiento mucho más rápido del consumo eléctrico en relación al correspondiente aumento de la producción. Las oscilaciones anuales corresponden sobre todo a la inercia en el consumo de electricidad para adecuarse a las rápidas variaciones del producto bruto, al que no acompaña estrictamente, sobre todo en los períodos de descenso. En los países en que las curvas cubren el período de guerra, obsérvese la influencia simultánea del aumento del producto (a través del incremento de las exportaciones) y del atraso en la generación (por las dificultades de abastecimiento de los equipos que la industria de la electricidad requería).

#### Coefficientes de electrificación

En la sección anterior se vio la utilidad del coeficiente de electrificación para examinar principalmente la evolución del consumo de electricidad con relación a las otras formas comerciales de la energía. En el

cuadro 13 aparecen los valores de este coeficiente por países para los años 1938, 1949, 1955 y 1959.

Entre los países que superaron ampliamente el coeficiente medio de la región en 1959, el Paraguay y la República Dominicana lo hicieron no por elevado consumo eléctrico (son de los menores consumidores de esta forma de la energía), sino por su bajísimo empleo de combustibles comerciales. En Costa Rica concurren las dos circunstancias: consumo eléctrico superior y consumo de combustibles comerciales inferior al promedio regional. Entre los países de alto coeficiente, Chile, Bolivia, el Brasil, el Perú y el Uruguay reflejan dentro de un cuadro más equilibrado en la utilización de la energía comercial, el empleo preferente de la electricidad; el Ecuador, Colombia y México, que cubren con producción nacional importantes proporciones de su consumo de petróleo, presentan un panorama similar al de los países anteriores, pero con un coeficiente de

electrificación inferior al promedio regional. Lo propio ocurre en la Argentina, aunque su producción de hidrocarburos sólo aumenta muy sensiblemente desde 1960. Venezuela, gran productor de petróleo, no obstante haber acusado el mayor consumo eléctrico por habitante en 1959, registró uno de los coeficientes más bajos porque su consumo de combustibles es predominantemente del tipo comercial.

El aumento lento —y en algunos casos negativo— del coeficiente de electrificación en los países del área durante la última década (salvo raras excepciones como le Perú, el Uruguay y Venezuela) determinaron que su ritmo de crecimiento para el conjunto se encuentre muy por debajo del promedio mundial, como consecuencia principalmente de abastecimientos eléctricos inferiores a las exigencias de las demandas y de la sustitución de combustibles no comerciales por los derivados del petróleo.

### C. LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

#### 1. Consideraciones generales

Ya se ha visto que la producción y el consumo de electricidad en América Latina han crecido más rápidamente que el ingreso medio. En efecto, la relación kWh/dólar de producto bruto ha llegado a un aumento acumulativo anual de 4.3 por ciento en la década de los años 50. Sin embargo, de ningún modo significa ello que el abastecimiento haya sido adecuado. Por el contrario, después de la Segunda Guerra Mundial, la escasez de electricidad en muchos países ha constituido un serio obstáculo para el desarrollo de sus economías, en algunos casos desalentando la creación de nuevas industrias y en otros entorpeciendo la expansión o motorización de las existentes.

En el continente, como en muchos países poco desarrollados fuera de él, la guerra marcó el comienzo de un período caracterizado por el crecimiento explosivo de la demanda de electricidad, a consecuencia del rápido aumento de la población urbana con exigencias de más altos niveles de vida y de la expansión de actividades industriales dependientes en grado cada vez mayor de esta forma de la energía.

Numerosos sistemas con demandas superiores a su capacidad han atendido el consumo en condiciones deficientes, manifestadas en forma de bajos voltajes, inestabilidad de frecuencia, interrupciones, racionamientos y restricciones a la aceptación de nuevos consumidores o a la ampliación de la demanda de los ya establecidos.

Los bajos rendimientos en la generación y distribución de esos sistemas obsoletos y sobrecargados, que no han podido renovar ni ampliar sus instalaciones en forma adecuada —por falta de recursos financieros generalmente—, han agravado aun más la economía de las instituciones que los operan. Así, por las deficiencias anotadas en los servicios públicos, muchas actividades industriales se han visto obligadas a montar sus

propias plantas termoeléctricas, como elementos ajenos a los procesos tecnológicos que les son propios. La consecuencia principal de la producción eléctrica en esas instalaciones privadas, de reducida capacidad, es un alto costo del kWh, aunque existen excepciones en industrias como la papelería, la siderúrgica y la del cemento, en las que el volumen de energía requerida exige instalaciones grandes donde se obtienen rendimientos térmicos satisfactorios.

La evolución histórica de la generación eléctrica en los últimos veinte años no es la expresión cabal de la demanda potencial en los países latinoamericanos, porque prácticamente en todos ellos esa capacidad ha sido afectada por restricciones del suministro, aunque en diferentes proporciones y períodos. La experiencia indica que una demanda eléctrica insatisfecha durante un lapso prolongado (3 o más años) puede comprometer el desarrollo económico de la región pertinente en tal forma que luego sea necesario un largo plazo de suministro sin limitaciones para recuperar el nivel que le habría correspondido sin restricciones.

Las estadísticas de producción se refieren por lo general a la energía medida en bornes de generadores, pero no ha sido posible establecer uniformemente este criterio. Así, en algunos países la información corresponde a mediciones en otros puntos del circuito pudiendo inclusive marginar el consumo interno de la propia central (hasta 2 por ciento de la generación en las hidroeléctricas y el doble en las térmicas).

Las informaciones del sector privado<sup>11</sup> suelen ser

<sup>11</sup> El servicio privado o autogenerador está constituido por las instituciones que producen electricidad para atender exclusiva o principalmente sus actividades sustantivas (minas, campos petrolíferos, ingenios azucareros, cemento, pulpa y papel, siderurgia, etc.), sea porque se encuentren alejadas de los sistemas de servicio público, sea porque éstos no puedan suplir las necesidades de aquéllas en la medida o en las condiciones convenientes, o porque el ciclo térmico industrial implica la conveniencia económica de generar cierta proporción de sus necesidades de electricidad.

deficientes, existiendo en no pocos casos series contradictorias que hacen difícil o imposible establecer cifras fidedignas. Sin embargo, esta situación parece mejorar en los últimos años.

Por tal razón, para este estudio se consideró conveniente examinar principalmente la evolución del sector público, sin perjuicio de comentar la situación conjunta de los sectores público y privado cuando la información disponible sea digna de crédito, o cuando convenga destacar situaciones especiales en las que el sector privado adquiere gran significación. Tal es el caso de países con actividad exportadora principal del tipo minero-metalúrgico o petrolero, como Surinam, el Perú, Chile, Venezuela y Bolivia, o del tipo agrícola-industrial con elevado consumo específico de electricidad —riego mecánico, elaboración de azúcar, etc.—, como Honduras, Nicaragua, Haití, Cuba y la República Dominicana.

## 2. Generación

### a) Servicios públicos y autogeneradores

En 1959 la generación eléctrica conjunta de los sectores público y privado en América Latina alcanzó a 62 600 millones de kWh, contra 12 600, 26 300 y 42 600 millones de kWh en los años 1938, 1949 y 1955, con

tasas de crecimiento anual progresivamente crecientes: 7.9 por ciento en el período 1938-59, 9.1 por ciento en 1949-59 y 10.1 por ciento en 1955-59. (Véase el cuadro 14.)

### b) Participación de los servicios públicos en la generación total

La participación de los servicios públicos de América Latina en la generación eléctrica total acusa como tendencia general un aumento paulatino. Así, del 70.4 por ciento en 1938, se elevó a 79.5 por ciento en 1959. Sólo durante la Segunda Guerra Mundial y los primeros años de la postguerra se anotó un descenso temporal que bajó aproximadamente al 65 por ciento en 1947 a consecuencia de la anomalía en el suministro de equipos y materiales, como se verá más adelante en la sección D.

Posteriormente la regularización del mercado internacional en el suministro de equipos grandes —fabricados según especificaciones del comprador—, unida a la acción gubernamental tendiente a planificar y ordenar el desarrollo eléctrico en algunos países, trajo una reacción de los servicios públicos que les permitió recuperar y avanzar su participación en la generación total.

En 1959 la situación por países presenta grandes

**Cuadro 14**  
AMÉRICA LATINA: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (SERVICIO PÚBLICO Y PRIVADO)<sup>a</sup>  
(Millones de kWh)

País	1938	1949	1955	1956	1957	1958	1959
Argentina . . . . .	2 730	4 978	6 802	7 326	(8 307)	9 419	9 850
Bolivia . . . . .	189	321	387	403	405	400	455
Brasil . . . . .	2 987	7 610	13 655	15 447	16 963	19 766	21 108
Colombia . . . . .	334	1 130	2 250	2 610	2 790	3 050	(3 348)
Chile . . . . .	1 634	2 877	3 847	4 019	4 188	4 156	4 598
Ecuador . . . . .	71	(115)	259	277	292	315	332
Paraguay . . . . .	16	37	64	65	75	82	87
Perú . . . . .	637 <sup>b</sup>	1 050 <sup>c</sup>	1 363 <sup>d</sup>	1 625	1 668	1 992	2 212
Uruguay <sup>e</sup> . . . . .	234	573	1 022	1 066	1 154	1 236	1 236
Venezuela . . . . .	(237)	(1 011)	(2 388)	2 707	(3 103)	(3 791)	(4 310)
Costa Rica . . . . .	(85)	182	296	328	347	365	383
Cuba . . . . .	(524)	1 198	1 842	2 063	2 357	2 588	2 806
El Salvador . . . . .	(28)	88 <sup>f</sup>	145	165	185	213	235
Guatemala . . . . .	(42)	114 <sup>f</sup>	165	171	193	219	243
Haití . . . . .	(24)	(40)	(60)	(70)	(80)	(90)	(90)
Honduras . . . . .	(34)	50 <sup>f</sup>	61	68	73	77	86
México . . . . .	2 512	4 328	7 002	7 827	8 453	9 057	9 800
Nicaragua . . . . .	(51)	89 <sup>f</sup>	124	132	139	150	174
Panamá . . . . .	35	83	134	145	172	205	228
República Dominicana . . . . .	(24)	146	195	232	258	284	(316)
Guayana Británica . . . . .	(29)	(35)	55	60	67	70	(75)
Indias Occidentales <sup>g</sup> . . . . .	(87)	(248)	414	473	522	591	(631)
Surinam . . . . .	(10)	(25)	43	51	61	57	61
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>12 554</b>	<b>26 328</b>	<b>42 573</b>	<b>47 330</b>	<b>51 852</b>	<b>58 173</b>	<b>62 664</b>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

a Más informaciones en el anexo II, cuadro C.

b 1940.

c 1952.

d 1954.

e Cifras correspondientes a 1958, debido a que la producción de 1959 se vio muy alterada por las inundaciones que sufrió el país.

f 1950.

g Trinidad, Tobago y Jamaica.

Cuadro 15

AMÉRICA LATINA: GENERACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO Y SU PARTICIPACIÓN EN EL TOTAL <sup>a</sup>

País	1938		1949		1955		1959	
	Millones de kWh	Por-cientos	Millones de kWh	Por-cientos	Millones de kWh	Por-cientos	Millones de kWh	Por-cientos
Argentina . . . . .	2 328	85.3	4 243	85.2	5 902	86.8	7 750	78.7
Bolivia . . . . .	64	33.7	165	51.4	26	55.8	286	63.0
Brasil . . . . .	(2 030)	(68.0)	(4 600)	(60.5)	12 532	91.8	(19 625)	93.0
Colombia . . . . .	294	88.0	930	82.3	1 820	80.9	2 698	80.6
Chile . . . . .	639	39.1	1 023	35.6	1 853	48.2	2 260	49.2
Ecuador . . . . .	...	...	...	...	214	80.6	(266)	80.1
Paraguay . . . . .	11	68.8	27	73.0	51	79.7	72	82.8
Perú . . . . .	314	49.3	461	43.9	566	41.53	(971)	43.9
Uruguay . . . . .	234	100.0	573	100.0	1 022	100.0	1 175	100.0
Venezuela . . . . .	112	47.3	455	45.0	1 276	53.4	2 720	63.1
Costa Rica . . . . .	...	...	158	86.8	265	89.5	360	94.0
Cuba . . . . .	324	61.8	754	62.9	1 324	71.9	2 073	73.9
El Salvador . . . . .	...	...	66	75.0	131	90.3	228	97.0
Guatemala . . . . .	31	73.8	91	79.8	133	80.6	201	82.7
Haití . . . . .	...	...	...	...	23	38.3	(49)	54.4
Honduras . . . . .	...	...	13	26.0	24	39.3	42	48.8
México . . . . .	2 120	84.4	3 513	81.2	5 616	80.2	7 897	80.6
Nicaragua . . . . .	...	...	24	27.0	48	38.7	94	54.0
Panamá . . . . .	30	85.7	75	90.4	114	85.1	203	89.0
República Dominicana . . . . .	24	100.0	71	48.6	115	59.0	(257)	(81.3)
Guayana Británica . . . . .	(12)	41.4	14	40.0	31	56.4	(49)	65.3
Indias Occidentales . . . . .	...	...	96	38.7	255	61.6	(434)	68.8
Surinam . . . . .	(4)	40.0	5	20.0	18	38.6	24	39.3
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>(8 571)</b>	<b>70.4</b>	<b>17 357</b>	<b>66.3</b>	<b>33 549</b>	<b>78.8</b>	<b>(49 734)</b>	<b>79.5</b>

Nota: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> Más informaciones en el anexo II, cuadros D y E.

Cuadro 16

## AMÉRICA LATINA: GENERACIÓN EN 1959

País	Población (Miles de habitantes)	Total		Servicio público		
		Millones de kWh	kWh por habitante	Millones de kWh	Por-cientos del total	kWh por habitante
Argentina . . . . .	20 708	9 850	476	7 750	79	374
Bolivia . . . . .	3 383	455	134	286	63	84
Brasil . . . . .	64 568	(21 108)	(327)	(19 625)	93	304
Colombia . . . . .	13 950	(3 348)	(240)	2 698	81	193
Chile . . . . .	7 372	4 598	624	2 260	49	307
Ecuador . . . . .	4 128	(332)	(81)	(266)	80	(65)
Paraguay . . . . .	1 716	87	51	72	83	42
Perú . . . . .	10 524	2 212	210	971	44	92
Uruguay <sup>a</sup> . . . . .	2 787	1 236	443	1 236	100	443
Venezuela . . . . .	6 505	(4 310)	(663)	2 720	63	418
Costa Rica . . . . .	1 084	383	353	360	94	332
Cuba . . . . .	6 662	2 806	421	2 073	74	311
El Salvador . . . . .	2 490	235	94	228	97	91
Guatemala . . . . .	3 677	243	66	201	83	55
Haití . . . . .	3 653	(90)	(25)	(49)	(54)	(13)
Honduras . . . . .	1 872	86	46	42	49	22
México . . . . .	33 229	9 800	295	7 897	81	238
Nicaragua . . . . .	1 414	(174)	(123)	94	54	(66)
Panamá . . . . .	1 012	228	225	203	89	201
República Dominicana . . . . .	2 760	316	114	(257)	81	(93)
Guayana Británica . . . . .	549	(75)	(137)	(49)	65	(89)
Indias Occidentales <sup>a</sup> . . . . .	2 488	(631)	(254)	(434)	69	(174)
Surinam . . . . .	255	61	239	24	39	94
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>196 786</b>	<b>62 664</b>	<b>318</b>	<b>49 795</b>	<b>79</b>	<b>253</b>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

Nota: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

<sup>a</sup> Cifras correspondientes a 1958 debido a que la producción de 1959 se vio muy alterada por las inundaciones que afectaron al país.

<sup>b</sup> Trinidad, Tobago y Jamaica.

diferencias (véase el cuadro 15), desde el caso del Uruguay —donde prácticamente no existe autogeneración—, seguido de cerca por El Salvador, Costa Rica y Brasil, hasta el de los países con alto consumo de sus actividades productoras de exportación, como Surinam, el Perú, Honduras y Chile, donde la participación de los servicios públicos fue inferior a 50 por ciento.<sup>12</sup>

En el último quinquenio se observa la tendencia hacia una participación creciente de los servicios públicos. Constituyen excepción Colombia y el Ecuador, donde la situación parece estabilizada, y la Argentina, que registra un retroceso en esta materia. Tales excepciones son el reflejo de la insuficiencia de inversiones en las industrias de producción y distribución de electricidad en relación con el desarrollo general de sus actividades.

### c) Generación por países y por habitante (1959)

En la generación total de los servicios públicos y privados, tres países en conjunto —el Brasil, la Argentina y México— participaron con el 65 por ciento del total de América Latina, con una población que representó a su vez como el 60 por ciento de la correspondiente a la región. Otros 14 países y territorios (Bolivia, Costa Rica, el Ecuador, Guatemala, la Guayana Británica, Haití, Honduras, Nicaragua, Panamá, el Paraguay, la República Dominicana, El Salvador, Surinam y las Indias Occidentales) participaron con poco más del 5 por ciento de la generación, con una población que significó aproximadamente el 16 por ciento de aquélla. Se anota de este modo la importancia relativa de los países mayores en la producción eléctrica del área. (Véase el cuadro 16.)

Atendiendo a la generación conjunta de los servicios públicos y privados por habitante —de especial significado como índice de desarrollo económico—, pueden establecerse tres grupos diferentes de países con relación al actual promedio regional, que es de 318 kWh/habitante, a saber: los que lo superan decididamente, los que se encuentran próximos a él y los que se encuentran francamente por debajo del mismo (los límites son aproximadamente  $\frac{1}{3}$  del promedio por encima y por debajo de él). No obstante ser arbitraria esta división, facilita el análisis del desarrollo eléctrico en los diferentes países. (Véase el cuadro 17.)

En el primer grupo figuran Chile, Venezuela y Cuba, que cuentan con elevada producción de servicio privado, ligada en gran parte a sus principales actividades de exportación (50.8, 36.9 y 21.1 por ciento, respectivamente) y en el segundo destacan por igual motivo Surinam, el Perú y las Indias Occidentales (60.7, 56.1 y 31.2 por ciento, respectivamente).

La mayoría de los países denotan una tasa anual de

<sup>12</sup> La participación porcentual de los servicios públicos en la generación total para algunos países europeos en 1959 fue: Suecia 99, Reino Unido 88, Italia 82, Suiza 82, Unión Soviética 76, Francia 70, República Federal de Alemania 61, Bélgica 57 (NU/CEE, ST/ECE/EP/9). En los Estados Unidos fue de 89 por ciento (Edison Electric Institute, *Electric Industry Statistics*).

Cuadro 17

AMÉRICA LATINA: GENERACIÓN ANUAL POR HABITANTE Y POR TIPO DE SERVICIO, 1959 (kWh)

País	Total	Público	Privado
<i>Primer grupo</i>			
Venezuela . . . . .	(663)	418	(245)
Chile . . . . .	624	307	317
Argentina . . . . .	476	374	102
Uruguay . . . . .	443 <sup>a</sup>	443 <sup>a</sup>	—
Cuba . . . . .	421	311	110
<i>Segundo grupo</i>			
Costa Rica . . . . .	353	332	21
Brasil . . . . .	327	304	23
México . . . . .	295	238	57
Surinam . . . . .	239	94	145
Indias Occidentales . . . . .	(254)	(174)	(80)
Colombia . . . . .	(240)	(193)	(47)
Panamá <sup>b</sup> . . . . .	225	201	25
Perú . . . . .	(210)	(92)	(118)
<i>Tercer grupo</i>			
Guayana Británica . . . . .	(137)	(89)	(48)
Bolivia . . . . .	134	84	50
Nicaragua . . . . .	(123)	(66)	57
República Dominicana . . . . .	114	93	21
El Salvador . . . . .	94	91	3
Ecuador . . . . .	(81)	(65)	(16)
Guatemala . . . . .	66	55	11
Paraguay . . . . .	51	42	9
Honduras . . . . .	46	22	24
Haití . . . . .	(25)	...	...

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
 NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.  
<sup>a</sup> Ver nota a del cuadro 16.  
<sup>b</sup> No incluye la Zona del Canal por falta de información.

crecimiento en aumento, a excepción de Chile y el Uruguay en el primer grupo, Costa Rica y Colombia, en el segundo, y Bolivia, el Ecuador y el Paraguay en el tercero. (Véase el cuadro 18.)

Hasta 1957, Chile figuraba con el consumo total por habitante más alto en la región. A partir de 1958, Venezuela lo desplaza por el ritmo de crecimiento excepcional que durante más de 15 años mantiene a tono con su desarrollo económico (15 a 16 por ciento anual, o sea duplicación entre 4 y 5 años).<sup>13</sup>

En el último grupo el incremento absoluto por habitante es bajo y con frecuencia inferior al promedio de la región (30 kWh/habitante), como sucede por ejemplo en El Salvador, donde es de 12.8 por ciento la tasa de crecimiento y sólo de 12 kWh el aumento de generación por habitante.

En cuanto a la generación de los servicios públicos únicamente, una clasificación semejante a la anterior

<sup>13</sup> En igual período, el producto bruto creció a una tasa promedio del 11 por ciento anual, originando un apreciable incremento por habitante en las zonas urbanas (las compras de artefactos eléctricos de uso doméstico alcanzaron a 100 millones de bolívares en el período 1956-58, con un aumento del 37 por ciento al año, y la industria se desarrolló con una tasa anual de 11.3 por ciento. (Mensaje del Presidente de la República ante el Congreso Nacional, *Plan Cuatrienal 1960-64*).



Cuadro 18

AMÉRICA LATINA: TASA ANUAL DE CRECIMIENTO EN LA GENERACIÓN ANUAL DE ELECTRICIDAD<sup>a</sup>  
(Porcientos)

País	Servicio público y privado			Servicio público		
	1938-1959	1949-59	1955-59	1938-59	1949-59	1955-59
<i>Primer grupo</i>						
Venezuela . . . . .	(14.8)	(15.6)	(15.9)	16.4	19.6	20.8
Chile . . . . .	5.05	4.75	4.6	6.2	8.2	5.1
Argentina . . . . .	6.3	7.1	9.7	5.9	6.2	7.0
Uruguay . . . . .	8.8 <sup>b</sup>	9.0 <sup>b</sup>	6.6 <sup>b</sup>	8.8 <sup>b</sup>	9.0 <sup>b</sup>	6.6 <sup>b</sup>
Cuba <sup>c</sup> . . . . .	8.3	8.9	11.1	9.2	10.6	11.9
<i>Segundo grupo</i>						
Costa Rica . . . . .	(7.4)	7.7	6.7	...	8.6	8.0
Brasil . . . . .	9.7	10.8	11.5	...	...	11.9
México . . . . .	6.7	8.5	8.8	6.5	8.4	8.9
Surinam . . . . .	9.0	8.4 <sup>d</sup>	9.1	9.0	15.3 <sup>d</sup>	7.5
Indias Occidentales . . . . .	...	8.9 <sup>d</sup>	11.1	...	14.7 <sup>d</sup>	14.2
Colombia . . . . .	(11.6)	(11.5)	(10.4)	(11.1)	(11.2)	(10.3)
Panamá <sup>e</sup> . . . . .	9.3	10.6	14.2	9.5	10.5	15.5
Perú . . . . .	6.8 <sup>f</sup>	10.6 <sup>g</sup>	10.2 <sup>h</sup>	(6.1) <sup>f</sup>	11.2 <sup>g</sup>	(11.4)
<i>Tercer grupo</i>						
Guayana Británica . . . . .	4.6	7.9	8.1	6.9	13.3	12.1
Bolivia . . . . .	4.3	3.6	3.9	7.3	5.5	6.8
Nicaragua . . . . .	6.0	7.7 <sup>i</sup>	8.8	...	16.4 <sup>i</sup>	18.3
República Dominicana . . . . .	...	8.0	12.8	11.9	13.7	22.0
El Salvador . . . . .	10.7	11.5 <sup>i</sup>	12.8	...	14.8 <sup>i</sup>	14.9
Ecuador . . . . .	(7.6)	(11.2)	(6.4)	...	...	(5.6)
Guatemala . . . . .	8.7	8.8 <sup>i</sup>	10.2	9.3	9.2 <sup>i</sup>	10.9
Paraguay . . . . .	8.4	8.9	8.0	9.4	10.3	9.0
Honduras . . . . .	4.5	6.2 <sup>i</sup>	9.0	...	13.9 <sup>i</sup>	15.0
Haití . . . . .	...	...	...	...	...	20.8
<i>América Latina</i> . . . . .	7.9	9.1	10.1	7.3 <sup>j</sup>	8.9 <sup>k</sup>	10.4

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

<sup>a</sup> Estimaciones para 1959, a excepción de El Salvador, Colombia (para servicio público), Chile, Paraguay, Uruguay, Venezuela (sólo para servicio público), Costa Rica, Cuba, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá y Surinam.<sup>b</sup> Ver nota a del cuadro 16.<sup>c</sup> Para la generación hidráulica los datos se refieren a la Cía. Cubana de Electricidad y a Hernández y Huo. (Pinar del Río).<sup>d</sup> 1948-59.<sup>e</sup> No incluye la Zona del Canal.<sup>f</sup> 1940-59.<sup>g</sup> 1952-59.<sup>h</sup> 1954-59.<sup>i</sup> 1950-59.<sup>j</sup> Excluye Brasil, Ecuador, Costa Rica, Haití, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Indias Occidentales.<sup>k</sup> Excluye Brasil, Ecuador y Haití.

comprobaría una apreciable similitud de posiciones relativas. El crecimiento más pronunciado en la generación de estos servicios correspondió a los años de postguerra (1946-56), que se caracterizaron por un ensanche general en las actividades económicas de la región. Posteriormente desciende el ritmo de crecimiento en la mayoría de los países, por las siguientes razones principales:

a) Desde 1955 se observa un debilitamiento de los mercados mundiales para muchos de los productos de exportación latinoamericanos, al que sumó su acción el receso económico iniciado en los Estados Unidos a fines de 1956;

b) La limitada disponibilidad de recursos internos para el financiamiento de las instalaciones de energía eléctrica, que se habría acentuado últimamente en muchos países;

c) La reducida disponibilidad en moneda extran-

jera para la compra de los materiales y equipos de importación necesarios, y

d) También en esa fecha algunos gobiernos comenzaron a hacer efectivas severas medidas contra la inflación, que produjeron efectos moderadores en la inversión pública y en diversas actividades, deprimiendo su consumo de energía eléctrica.

La tasa de crecimiento de los servicios públicos en la década 1949-59 para cada uno de los países de la región fue superior a la correspondiente de la generación total, con la excepción de la Argentina (donde la producción total creció a razón de 7.1 por ciento al año y la de servicio público a razón de 6.2) y en Colombia, México y Panamá con pequeñas diferencias. (Véase nuevamente el cuadro 18.) Los servicios eléctricos de carácter público fueron, pues, mucho más dinámicos que los correspondientes a la autogeneración.

En el primer grupo una tasa promedio de crecimiento superior al 10.5 por ciento anual (duplicación en 7 años, que fue la correspondiente al promedio mundial en la última década) se registró sólo en los servicios públicos de Venezuela y Cuba desde 1949.

En el segundo grupo todos los países acusan, para los períodos 1949-59 o 1955-59, una tasa superior al 10.5 por ciento anual, a excepción de México y Costa Rica. El Perú destaca por su ritmo de crecimiento alto y mantenido (sobre 11 por ciento anual), que debe explicarse —entre otras causas ligadas a su desarrollo económico general— por la atención de que ha sido objeto este servicio por parte de las autoridades, y que culminó con la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica del 5 de enero de 1956. El Brasil alcanza en el período 1955-59 el ritmo promedio de 11.9 por ciento anual, reflejo del desarrollo de numerosos servicios públicos

que cuentan con la participación o la colaboración de los gobiernos estatales y/o del gobierno federal.

En el tercer grupo, la República Dominicana, la Guayana Británica, Nicaragua, El Salvador y Honduras mantienen en la última década un crecimiento superior a 10.5 por ciento. Las dificultades del suministro eléctrico que imperaban en El Salvador, aminoraron grandemente desde 1954 con la entrada en operación de la primera central de la Comisión Hidroeléctrica del río Lempa, que produjo en 1958 casi el 73 por ciento de la generación del servicio público.

### 3. Fuentes de generación

Mientras la participación de la fuente hidráulica en la producción eléctrica total de América Latina ha permanecido casi estacionaria en los últimos veinte

**Cuadro 19**  
AMÉRICA LATINA: GENERACIÓN HIDRÁULICA <sup>a</sup>  
(Millones de kWh)

País	Servicio público				Servicio público más privado			
	1938	1949	1955	1959	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>								
Venezuela . . . . .	(34)	134	181	100	(34)	(134)	(181)	(100)
Chile . . . . .	(560)	891	1 588	2 158	740	1 564	2 328	2 929
Argentina . . . . .	84	159	316	640	84	159	316	640
Uruguay . . . . .	—	485	678	760 <sup>b</sup>	—	485	678	760 <sup>b</sup>
Cuba <sup>c</sup> . . . . .	(7)	13	14	7	(7)	13	14	7
<i>Segundo grupo</i>								
Costa Rica . . . . .	...	158	232	334	(55)	(172)	(251)	(347)
Brasil . . . . .	...	...	9 785	16 869	(2 500)	6 765	10 605	17 869
México . . . . .	(1 600)	(2 013)	(3 276)	5 707	1 871	2 085	3 447	5 900
Surinam . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
Indias Occidentales . . . . .	...	25	80	(86)	...	(25)	80	(86)
Colombia . . . . .	(176)	710	1 400	(2 126)	206	760	1 480	(2 236)
Panamá . . . . .	...	...	...	16 <sup>d</sup>	...	...	...	16
Perú . . . . .	283 <sup>e</sup>	428 <sup>f</sup>	491 <sup>g</sup>	(780)	523	888	1 009	(1 358)
<i>Tercer grupo</i>								
Guayana Británica . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
Bolivia . . . . .	62	161	212	(270)	152	269	334	(375)
Nicaragua . . . . .	...	2 <sup>h</sup>	2	3	...	(31)	(36)	(39)
Rep. Dominicana . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
El Salvador . . . . .	...	38 <sup>h</sup>	128	227	(24)	(38)	(128)	227
Ecuador . . . . .	...	...	106	(135)	57	(82)	120	(161)
Guatemala . . . . .	31	71 <sup>h</sup>	100	106	(31)	(71)	(100)	(106)
Paraguay . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
Honduras . . . . .	...	4 <sup>h</sup>	5	12	...	(4)	(5)	(12)
Haití . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>2 937 <sup>i</sup></b>	<b>5 292 <sup>j</sup></b>	<b>18 594 <sup>k</sup></b>	<b>30 336</b>	<b>6 284 <sup>l</sup></b>	<b>13 545 <sup>m</sup></b>	<b>21 111 <sup>m</sup></b>	<b>33 168</b>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

<sup>a</sup> Mayores informaciones en el anexo II, cuadro C.

<sup>b</sup> Ver nota a del cuadro 16.

<sup>c</sup> Para la generación hidráulica sólo se pudieron obtener los datos de la Cía. Cubana de Electricidad y a Hernández y Hno. (Pinar del Río).

<sup>d</sup> No incluye la Zona del Canal por falta de informaciones.

<sup>e</sup> 1940.

<sup>f</sup> 1952.

<sup>g</sup> 1954.

<sup>h</sup> 1950.

<sup>i</sup> Excluye Brasil, Ecuador, Costa Rica, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Panamá e Indias Occidentales.

<sup>j</sup> Excluye Brasil y Panamá.

<sup>k</sup> Excluye Panamá.

<sup>l</sup> Excluye Honduras, Nicaragua, Panamá e Indias Occidentales.

<sup>m</sup> Excluye Panamá.

años, registrando tan sólo un leve ascenso en los últimos cuatro años (53.0 por ciento en 1959), en los servicios públicos ha ido aumentando de 43.4 en 1938 a 55.4 en 1955 y a 60.9 en 1959.

Sin embargo, es muy escaso el aprovechamiento que se hace de ese recurso. Se estima actualmente que, en caso de concretarse la demanda correspondiente, sería posible instalar en sitios conocidos, económicamente aprovechables, unos 150 millones de kW en toda América Latina. El uso de ese potencial en 1959 es de 4.5 por ciento.<sup>14</sup>

El mayor productor de hidroelectricidad en total (1959) fue el Brasil, con 17 900 millones de kWh. Le siguen México, Chile y Colombia con 5 900, 2 900 y

<sup>14</sup> Véase *Los recursos hidráulicos de América Latina, su medición y aprovechamiento* (ST/ECLA/CONF.7/L.3.0), reproducido *infra*, sección V.

2 200 millones de kWh, respectivamente. Los cuatro países citados representan en conjunto el 88 por ciento de la generación hidráulica total en América Latina. (Véase el cuadro 19.)

Los países en que la participación de la generación hidroeléctrica en el servicio público fue mayor en 1959 son El Salvador, Bolivia, Chile, Costa Rica y el Brasil, con valores comprendidos entre el 99.6 por ciento para el primero y el 86.0 por ciento para el último. De otra parte, Cuba, Haití, el Paraguay, la República Dominicana y Surinam no contaron hasta ese mismo año con producción hidroeléctrica importante. (Véase el cuadro 20.)<sup>15</sup>

<sup>15</sup> La participación porcentual de la hidroelectricidad en la producción total para algunos países de Europa en 1959 fue: Noruega 99, Suiza 99, Suecia 90, Portugal 96, España 83, Italia 78, Austria 74, Finlandia 70, Yugoslavia 60, Francia 51 y Unión Soviética 19 (NU/CEE, ST/ECE/EP/9). En los Estados Unidos fue 18.

**Cuadro 20**

AMERICA LATINA: PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN HIDROELECTRICA EN LOS SERVICIOS PÚBLICO Y PÚBLICO MÁS PRIVADO <sup>a</sup>  
(Porcientos)

País	Servicio público				Servicio público más privado			
	1938	1949	1955	1959	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>								
Venezuela . . . . .	(30.4)	29.5	14.2	3.7	(14.3)	13.3	7.6	2.3
Chile . . . . .	(87.6)	87.1	85.7	95.5	45.3	54.4	60.5	63.7
Argentina . . . . .	3.6	3.7	5.4	8.3	3.1	3.2	4.6	6.5
Uruguay . . . . .	—	84.6	66.3	61.5 <sup>b</sup>	—	84.6	66.3	61.5 <sup>b</sup>
Cuba <sup>c</sup> . . . . .	(21.6)	17.2	10.6	3.4	(13.4)	10.9	7.6	2.5
<i>Segundo grupo</i>								
Costa Rica . . . . .	...	100.0	87.5	92.8	64.7	94.5	84.8	90.6
Brasil . . . . .	...	...	78.1	86.0	83.7	88.9	77.7	84.7
México . . . . .	(75.5)	(57.3)	(58.3)	72.3	74.5	48.2	49.2	60.2
Surinam . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
Indias Occidentales . . . . .	...	26.0 <sup>d</sup>	31.4	19.8	...	10.1	19.3	13.6
Colombia . . . . .	(59.9)	76.3	76.9	78.8	61.7	67.3	65.8	66.8
Panamá . . . . .	...	...	...	7.9	...	...	...	7.0
Perú . . . . .	90.1 <sup>e</sup>	92.8 <sup>f</sup>	86.7 <sup>g</sup>	80.3	82.1 <sup>e</sup>	84.6 <sup>f</sup>	74.0 <sup>g</sup>	61.4
<i>Tercer grupo</i>								
Guayana Británica . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	1.4
Bolivia . . . . .	96.9	97.6	98.1	94.5	80.4	83.8	86.3	83.0
Nicaragua . . . . .	...	8.3 <sup>h</sup>	4.2	3.2	...	34.8 <sup>h</sup>	29.0	22.4
Rep. Dominicana . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
El Salvador . . . . .	...	57.6 <sup>h</sup>	97.7	99.6	...	43.2 <sup>h</sup>	88.3	96.6
Ecuador . . . . .	...	...	49.5	50.8	80.3	71.3	46.3	48.5
Guatemala . . . . .	100.0	78.0 <sup>h</sup>	75.2	52.7	(73.8)	62.3 <sup>h</sup>	60.6	43.6
Paraguay . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
Honduras . . . . .	...	30.8 <sup>h</sup>	20.8	28.6	...	8.0 <sup>h</sup>	(8.2)	(14.0)
Haití . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
<i>América Latina</i> . . . . .	43.4	41.5	55.4	60.9	50.1	51.4	49.6	53.0

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

Nota: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

<sup>a</sup> Mayores informaciones en el anexo II, cuadro C.

<sup>b</sup> Ver nota a del cuadro 16.

<sup>c</sup> Los datos de hidroelectricidad corresponden a la Cía. Cubana de Electricidad y a Hernández y Hno. (Pinar del Río).

<sup>d</sup> 1948.

<sup>e</sup> 1940.

<sup>f</sup> 1952.

<sup>g</sup> 1954.

<sup>h</sup> 1950.

La participación de la fuente hidráulica en la generación eléctrica ha aumentado apreciablemente en algunos países, sobre todo en la última década. Así, en el Uruguay antes de 1945 prácticamente toda la producción de electricidad era de origen térmico. Puesta en servicio la central hidráulica "Rincón del Bonete" a fines de ese año, por sustitución, la hidroelectricidad alcanzó en 1949 aproximadamente al 85 por ciento del total. De entonces a la fecha ha disminuido su participación (en 1958 fue de 61.5 por ciento), la que aumentará nuevamente al entrar en operación la nueva central "Rincón de Baygorria".<sup>16</sup> El descenso de la generación hidroeléctrica en 1959 se debió a las grandes inundaciones de aquel año, que dejaron fuera de servicio por varios meses la central "Rincón del Bonete". En la

<sup>16</sup> A fines de 1960 quedó librada al servicio con toda su potencia de 98 MW.

Argentina, la producción hidroeléctrica ha más que duplicado su participación en las dos últimas décadas, pero se mantiene aún a nivel muy bajo (6.5 por ciento de la generación total en 1959). En El Salvador, como se indicó antes, la construcción de la central "5 de Noviembre", en el río Lempa, elevó la participación hidroeléctrica en el sector público de 41 por ciento en 1953 a más de 98 por ciento en 1956. En Chile y Colombia, en que la generación hidráulica ha sido factor decisivo del desarrollo eléctrico, su participación sobre la producción total ha continuado en aumento en los últimos veinte años. En Honduras ha aumentado esa participación, si bien permanece todavía a niveles muy bajos.

Por el contrario, en otros países la hidroelectricidad ha perdido terreno dentro del total de la generación. Tal es el caso de Venezuela, México y Nicaragua. En

Cuadro 21

AMÉRICA LATINA: TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO  
(Porcientos)

País	Hidroelectricidad			Termoelectricidad		
	1938-59	1949-59	1955-59	1938-59	1949-59	1955-59
<i>Primer grupo</i>						
Venezuela . . . . .	5.3	- 2.9	-13.8	18.2	23.4	24.4
Chile . . . . .	7.8	9.2	8.0	1.2	- 2.6	-21.2
Argentina . . . . .	10.2	14.9	19.3	5.7	5.7	6.2
Uruguay . . . . .	—	+ 5.1 <sup>a</sup>	+ 3.8 <sup>a</sup>	3.6 <sup>a</sup>	20.6 <sup>a</sup>	11.4 <sup>a</sup>
Cuba <sup>c</sup> . . . . .	0	- 6.0	-15.9	9.3	10.8	12.1
<i>Segundo grupo</i>						
Costa Rica . . . . .	...	7.7	9.5	...	—	- 5.8
Brasil . . . . .	...	...	14.6	...	...	0.1
México . . . . .	6.2	11.0	14.9	7.1	3.9	- 1.6
Surinam . . . . .	—	—	—	9.0	15.3 <sup>e</sup>	7.5
Indias Occidentales . . . . .	...	11.9 <sup>e</sup>	1.8	...	15.5 <sup>e</sup>	18.8
Colombia . . . . .	12.6	11.6	11.0	7.8	10.0	8.0
Panamá <sup>d</sup> . . . . .	—	—	—	9.1	9.6	13.2
Perú . . . . .	5.5 <sup>e</sup>	9.0 <sup>f</sup>	9.7 <sup>g</sup>	10.0 <sup>e</sup>	28.5 <sup>f</sup>	20.6 <sup>h</sup>
<i>Tercer grupo</i>						
Guayana Británica . . . . .	—	—	—	6.9	13.3	12.1
Bolivia . . . . .	7.2	5.3	6.2	8.5	10.6	28.8
Nicaragua . . . . .	...	4.6 <sup>h</sup>	10.7	...	17.1 <sup>h</sup>	18.6
República Dominicana . . . . .	—	—	—	12.0	13.7	22.0
El Salvador . . . . .	...	-22.0 <sup>h</sup>	15.4	...	-30.9 <sup>h</sup>	-24.0
Ecuador . . . . .	...	...	6.4	...	...	4.7
Guatemala . . . . .	6.3	4.6 <sup>h</sup>	1.5	—	18.9 <sup>h</sup>	30.3
Paraguay . . . . .	—	—	—	9.4	10.3	9.0
Honduras . . . . .	...	13.0 <sup>h</sup>	19.1	...	14.3 <sup>h</sup>	12.1
Haití . . . . .	—	—	—	...	...	20.8
<i>América Latina</i> . . . . .	7.2 <sup>i</sup>	9.7 <sup>j</sup>	13.0	7.5 <sup>i</sup>	8.3 <sup>j</sup>	6.8

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> Ver nota a del cuadro 16.

<sup>b</sup> Para la generación hidráulica los datos se refieren a la Cía. Cubana de Electricidad y a Hernández y Hno. (Pinar del Río).

<sup>c</sup> 1948-59.

<sup>d</sup> No incluye la Zona del Canal.

<sup>e</sup> 1940-59.

<sup>f</sup> 1952-59.

<sup>g</sup> 1954-59.

<sup>h</sup> 1950-59.

<sup>i</sup> Excluye Brasil, Ecuador, Costa Rica, Haití, El Salvador, Honduras, Nicaragua e Indias Occidentales.

<sup>j</sup> Excluye Brasil y Ecuador.

Cuadro 22

AMÉRICA LATINA: GENERACIÓN TÉRMICA DE SERVICIO PÚBLICO  
(Porcientos)

País	A vapor				Combustión interna			
	1938	1949	1955	1959	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>								
Chile . . . . .	...	...	...	47.1	...	...	...	52.9
Argentina . . . . .	...	...	85.0	(86.6)	...	...	15.0	(13.4)
Uruguay . . . . .	92.3	29.5	73.0	91.4	7.7	70.5	27.0	8.6
<i>Segundo grupo</i>								
Costa Rica . . . . .	...	...	97.0	19.2	...	...	3.0	80.8
Panamá . . . . .	100.0	100.0	100.0	90.4	—	—	—	9.6
Perú . . . . .	3.2 <sup>a</sup>	3.0 <sup>b</sup>	45.3 <sup>c</sup>	...	96.8 <sup>a</sup>	97.0 <sup>b</sup>	54.7 <sup>c</sup>	...
<i>Tercer grupo</i>								
Bolivia . . . . .	—	—	—	—	100.0	100.0	100.0	100.0
Nicaragua . . . . .	...	4.5 <sup>d</sup>	2.2	86.8	...	95.5 <sup>d</sup>	97.8	13.2
El Salvador . . . . .	...	78.6 <sup>d</sup>	30.3	—	...	21.4 <sup>d</sup>	66.7	100.0
Guatemala . . . . .	—	85.0 <sup>d</sup>	84.8	69.5	—	15.0 <sup>d</sup>	15.2	30.5
Paraguay . . . . .	100.0	100.0	100.0	100.0	—	—	—	—
Honduras . . . . .	—	—	—	—	...	100.0	100.0	100.0

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> 1940.  
<sup>b</sup> 1952.  
<sup>c</sup> 1954.  
<sup>d</sup> 1950.

Venezuela, donde el descenso fue más acentuado en el período 1949-59 (de 30.4 a 3.7 por ciento de la producción del sector público), se debió al notable incremento de la producción térmica a base del petróleo y sus derivados. Sin embargo, si la central "Macagua", en el río Caroní, que es de 300 000 kW y ya está terminada, hubiera llegado a trabajar en 1961 con el factor de planta definitivo según el proyecto, se habría recuperado el nivel de 30 por ciento.

El cuadro 21 permite comprobar que el crecimiento de la generación hidroeléctrica se realiza a ritmo creciente en América Latina, ya que las tasas correspondientes a los servicios públicos fueron 7.2, 9.7 y 13.0 por ciento en los períodos 1938-59, 1949-59 y 1955-59 respectivamente. Cabe esperar que esa participación continúe aumentando en los próximos años, pues en la mayor parte de los países existen proyectos y planes concretos —algunos en ejecución— para desarrollar sus recursos hidráulicos, no tan sólo con fines de producción de energía (como se verá en la sección D), sino de aprovechamiento integral del agua.

Dentro de la generación térmica, en América Latina se sigue la tendencia observada anteriormente en países más desarrollados. Los motores de combustión interna van reduciendo gradualmente su participación y en general se limitan a las centrales de servicio público en pequeños centros urbanos que —por su reducida demanda, por su alejamiento de los recursos hidroeléctricos o por la escasez de agua para la generación a vapor— casi no ofrecen otras alternativas. Sin embargo, son numerosas las centrales diesel instaladas como solución rápida y transitoria a situaciones que, con carácter de emergencia, se presentan en ciudades que descuidaron la programación y ampliación de sus servicios

eléctricos. En el sector autogenerador, sobre todo de la industria fabril, se emplean extensamente los motores de combustión interna en lugares alejados de los sistemas de servicio público o como reserva de emergencia cuando el suministro eléctrico de estos últimos se realiza en condiciones deficientes. El cuadro 22 permite examinar, en la generación térmica de servicio público, la participación de las turbinas a vapor y los motores de combustión interna. En Bolivia, El Salvador y Honduras la generación térmica en los servicios públicos es toda a base de motores diesel, en tanto que en la Argentina, el Uruguay, Nicaragua y Panamá el nivel de su participación está comprendido entre 5 y 15 por ciento, registrándose —salvo en Panamá— una tendencia decreciente en los últimos años.

Existen algunas centrales de turbinas a gas en Venezuela, el Perú y el Ecuador, con menos de 150 000 kW en total,<sup>17</sup> que en el primero y el último de los países citados se relacionan con actividades petroleras. Esas turbinas a gas, en los cuadros de este documento, se han incluido dentro de las denominadas centrales de combustión interna.

#### 4. Consumo de combustibles en la generación térmica

##### a) Consumo específico

No se dispone de información adecuada acerca del consumo de combustibles para la generación de electri-

<sup>17</sup> En Venezuela 45 MW de servicio público y 93 MW de autogeneración, existiendo otros tres proyectos que totalizan 55 MW; en el Perú 10 MW (más 20 en instalación adelantada) de servicio público, y en el Ecuador 3.3 MW de autogeneración.

## Cuadro 23

AMÉRICA LATINA: RENDIMIENTOS DE CENTRALES TÉRMICAS DE SERVICIO PÚBLICO  
EN PAÍSES SELECCIONADOS

(Toneladas de petróleo equivalente para generar 1 000 kWh)

País	1940	1948	1951	1955	1956	1958
Argentina <sup>a</sup>	0.37	0.42	0.38	0.37	0.38	0.35
Chile		0.41 <sup>b</sup>		0.50	0.53	0.52 <sup>c</sup>
México	0.46	0.49	0.38			
Uruguay	0.43	0.53	0.38	0.38		
Paraguay	0.72 <sup>d</sup>	0.67		0.71		0.74
Perú	0.73	0.58				
Venezuela <sup>a</sup>		0.41	0.38	0.35	0.40	0.35

FUENTE: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> Promedio del servicio público para todo el país.<sup>b</sup> 1949.<sup>c</sup> 1957.<sup>d</sup> 1942.

cidad en los distintos países de América Latina. Un análisis incompleto, que sólo debe considerarse como estimación provisional, sobre la situación de los rendimientos en la generación termoeléctrica condujo a las siguientes conclusiones principales:

- i) El consumo de combustibles por kWh generado varía extensamente desde valores tan altos como 0.74 kilogramos de petróleo equivalente para una central de servicio público de 17 MW, alimentada principalmente por leña hasta poco menos de 0.25 kilogramos en numerosas plantas diesel y en algunas modernas a vapor; sin embargo predominan los valores altos y llegan en algunos casos a casi el doble de los consumos correspondientes en los países de mayor desarrollo técnico.<sup>18</sup> (Véanse los cuadros 23 y 24.)

## Cuadro 24

AMÉRICA LATINA: RENDIMIENTO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALGUNAS CENTRALES PARA SERVICIO PÚBLICO  
(ELECTRIC BOND & SHARE CO.)

(Toneladas de petróleo equivalente para generar 1 000 kWh)

País	1948	1955
Brasil <sup>a</sup>	0.62	0.44
Cuba <sup>b</sup>	0.50	0.42
Colombia <sup>c</sup>	0.41	0.38
Chile <sup>d</sup>	0.59	0.44
México <sup>e</sup>	0.50	0.49

FUENTE: Informaciones de Ebasco International Corporation, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> Datos para 8 centrales que suman 79 220 kVA.<sup>b</sup> Datos para 7 centrales que suman 192 000 kVA.<sup>c</sup> Datos para 3 centrales que suman 26 096 kVA.<sup>d</sup> Datos para 3 centrales que suman 59 470 kVA.<sup>e</sup> Datos para 9 centrales que suman 112 690 kVA.

<sup>18</sup> El consumo promedio en los Estados Unidos fue de 0.261 kg de petróleo equivalente (2 790 kcal) por kWh generado (Edison Electric Institute, *Electric Utility Industry Statistics in the United States*, 1958). En algunos países europeos, para las centrales de servicio público, el consumo de combustibles para la generación de 1 kWh fue en 1956 (en kg de petróleo equivalente): la República Federal de Alemania 0.335, Austria 0.349, Bélgica 0.330, Francia 0.336, Grecia 0.385, el Reino Unido 0.324 (CEPAL, a base de informaciones de OEEC, (*L'Evolution du prix de vente de l'électricité*). En Asia los valores correspondientes fueron (1958): Taiwan 0.43, India 0.49, Indonesia

ii) En conjunto, la mejoría es lenta y hay casos en que se observa retroceso.

iii) El promedio regional sería más o menos de 0.40 a 0.42 kilogramos de petróleo equivalente por kWh, estimándose que durante el período de guerra y los primeros años de la recuperación fue de 0.48 kg/kWh.

## b) Consumo anual

Con objeto de examinar por países el consumo de combustibles destinados a la producción de electricidad y apreciar su incidencia en el consumo total de tales combustibles, se estimaron a base de la generación térmica y de los rendimientos calculados para muestras más o menos representativas. (Véase el cuadro 25.)

En 1959 el consumo de combustibles con ese fin alcanzó a 11.5 millones de toneladas de petróleo equivalente, correspondiendo a la Argentina, México, Venezuela y el Brasil cerca de 70 por ciento del total de toda América Latina.

El aumento de este consumo acusó en promedio una tasa acumulativa anual de 6.8, 7.1 y 7.5 por ciento para 1938-59, 1949-59 y 1955-59, respectivamente. El crecimiento mayor corresponde a Venezuela, el Perú y Guatemala.

Por otra parte, se observa que se destinan a la producción de electricidad el 17.3 por ciento de todos los combustibles comerciales consumidos en América Latina. En los últimos 20 años esa proporción ha permanecido casi constante. (Véase el cuadro 26.) Se ha de observar, no obstante, que en países como el Paraguay, Haití, República Dominicana, Nicaragua y Cuba —en los que la generación termoeléctrica tiene mayor incidencia en el consumo total de combustibles comerciales—, las cifras correspondientes no reflejan exactamente la situación, como sucede para el resto. En efecto, en ellos la leña y el bagazo, que no se computan dentro de los combustibles comerciales, son materiales que

0.80, el Japón 0.38, la República de Corea 0.49. (CEPAL, a base de informaciones; NU/ECAFE/SER.L/6, *Electric Power in Asia and Far East* 1958.)

Cuadro 25

AMÉRICA LATINA: CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA GENERAR ELECTRICIDAD  
Y TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL <sup>a</sup>

País	Miles de toneladas				Tasas de crecimiento (Porcientos)	
	1938	1949	1955	1959	1938-59	1955-59
<i>Primer grupo</i>						
Venezuela . . . . .	97	360	772	1 474	13.9	17.6
Chile . . . . .	581	775	668	734	1.1	1.9
Argentina . . . . .	998	2 024	2 400	3 304	5.9	8.3
Uruguay . . . . .	101	47	138	190 <sup>b</sup>	3.1 <sup>b</sup>	11.3 <sup>b</sup>
Cuba . . . . .	174	403	600	865	7.9	9.5
<i>Segundo grupo</i>						
Costa Rica . . . . .	5	7 <sup>c</sup>	22	15	5.4	- 9.9
Brasil . . . . .	292	524	1 342	1 415	7.8	1.2
México . . . . .	340	1 122	1 742	1 911	8.6	2.3
Surinam . . . . .	5	12	18	28	8.6	11.7
Indias Occidentales . .	44	105	140	224	8.2	12.5
Colombia . . . . .	68	152	293	423	9.1	9.6
Panamá . . . . .	16	35	60	89	8.5	10.3
Perú . . . . .	83 <sup>d</sup>	118 <sup>e</sup>	205 <sup>f</sup>	495	9.9	19.3
<i>Tercer grupo</i>						
Guayana Británica . . .	15	16	23	32	3.7	8.6
Bolivia . . . . .	13	18	19	18	1.6	- 1.4
Nicaragua . . . . .	21	25 <sup>c</sup>	31	52	7.2	13.8
República Dominicana .	13	33	82	128	11.5	11.8
El Salvador . . . . .	2	21 <sup>c</sup>	6	3	1.9	- 15.9
Ecuador . . . . .	5	12	49	60	12.6	5.2
Guatemala . . . . .	6	20 <sup>c</sup>	27	55	11.1	19.5
Paraguay . . . . .	12	24	45	62	8.1	8.3
Honduras . . . . .	18	22 <sup>c</sup>	24	31	2.6	6.6
Haití . . . . .	11	16	25	38	6.1	11.0
<i>América Latina . . . . .</i>	<i>2 920</i>	<i>5 891</i>	<i>8 731</i>	<i>11 480</i>	<i>6.7</i>	<i>7.1</i>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
a Mayores informaciones en el anexo II, cuadro G.

b 1958. Ver nota a del cuadro 16.

c 1950.

d 1940.

e 1952.

f 1954.

contribuyen en proporción significativa a la producción de electricidad.

Por ejemplo, en el Paraguay (donde la discrepancia es máxima) cerca del 65 por ciento del calor empleado en las centrales eléctricas provino de la leña en 1958 (en 1959 bajó a 55 por ciento); en consecuencia, se reduciría allí a menos de 25 por ciento la participación de la generación termoeléctrica en el consumo total de los combustibles comerciales, en vez de 64 por ciento con que figura aquel año, y en 1959 bajaría de 71.3 a 39 por ciento. En el caso de Cuba la discrepancia es mucho menor y en 1959 esa participación bajaría del 27.1 al 15 por ciento. Para el resto de los países, las cifras del cuadro se ajustan mejor a la realidad.

En Chile, la Argentina, Surinam, el Perú, la Guayana Británica y Nicaragua, la producción de termoeléctricidad en 1959 incidió en forma similar en el consumo total de combustibles, con valores compen-

didados entre 21 y 26 por ciento y ligera tendencia al aumento en la mayoría de ellos.

En Venezuela, el Brasil, México, Colombia, el Ecuador, Guatemala y Honduras (1959) la producción termoeléctrica representó en el consumo de combustibles valores comprendidos entre el 10 y el 15 por ciento, con variaciones muy pequeñas a lo largo del tiempo.

Con relación al desarrollo eléctrico de Costa Rica, Chile, el Perú y el Uruguay se observa que cuentan con una elevada generación de origen hidráulico y que también forman parte del grupo de países que destinan a la producción eléctrica un porcentaje de combustibles mayor o igual que el promedio del área.

### c) Tipos de combustibles

Los antecedentes disponibles permiten afirmar que los derivados del petróleo (fuel-oil, diesel-oil y gas-oil)

representan alrededor del 80 por ciento del total de los combustibles comerciales empleados en la producción de electricidad. Les sigue en importancia el carbón mineral, que se emplea sobre todo en Colombia, la Argentina, México y Chile. La leña y los residuos vegetales, que tienen significación como combustibles para

la generación eléctrica en algunos países —el Paraguay (como el 60 por ciento en promedio), Cuba (como el 30 por ciento en promedio), Haití y la República Dominicana, principalmente—, carecen de importancia para el conjunto de América Latina.

En los países productores de petróleo —Venezuela, México, Colombia y la Argentina— empieza a jugar un papel importante el gas natural, que años atrás se empleaba en la generación eléctrica dentro de las actividades de la misma industria y sólo en forma restringida.

La falta de informaciones impide confeccionar un cuadro detallado por países de los combustibles empleados en la producción eléctrica. El cuadro 27 sólo ofrece una visión fragmentaria sobre la materia.

**Cuadro 26**

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES COMERCIALES <sup>a</sup>  
(Porcientos)

País	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Venezuela . . . . .	17.4	9.9	10.1	14.4
Chile . . . . .	29.3	31.1	18.8	21.1
Argentina . . . . .	15.8	24.2	19.9	24.6
Uruguay . . . . .	18.1	6.0	12.5	15.7 <sup>b</sup>
Cuba . . . . .	21.9	24.2	24.0	27.1
<i>Segundo grupo</i>				
Costa Rica . . . . .	12.8	7.3 <sup>c</sup>	19.5	9.4
Brasil . . . . .	9.7	10.7	13.5	10.3
México . . . . .	11.8	14.7	18.0	14.4
Surinam . . . . .	26.3	15.6	18.8	24.8
Indias Occidentales . . . . .	16.7	20.7	18.7	27.6
Colombia . . . . .	10.5	9.6	9.2	10.6
Panamá . . . . .	50.0	22.2	20.6	26.3
Perú . . . . .	14.5 <sup>d</sup>	7.9 <sup>e</sup>	12.2 <sup>f</sup>	25.5
<i>Tercer grupo</i>				
Guayana Británica . . . . .	50.0	14.2	14.4	21.3
Bolivia . . . . .	19.1	12.5	7.6	6.8
Nicaragua . . . . .	95.5	36.7	24.2	24.5
República Dominicana . . . . .	24.1	30.8	30.8	36.8
El Salvador . . . . .	7.1	23.1 <sup>c</sup>	4.0	1.5
Ecuador . . . . .	10.0	5.6	14.1	14.9
Guatemala . . . . .	7.2	7.3 <sup>c</sup>	8.5	13.6
Paraguay . . . . .	...	...	77.5	71.3
Honduras . . . . .	16.1	15.2 <sup>c</sup>	17.9	15.0
Haití . . . . .	100.0	88.9	32.9	40.0
<i>América Latina . . . . .</i>	<i>16.1</i>	<i>17.1</i>	<i>16.0</i>	<i>17.3</i>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
<sup>a</sup> Mayores informaciones en el anexo II, cuadro G.  
<sup>b</sup> Ver nota b del cuadro 16.  
<sup>c</sup> 1950.  
<sup>d</sup> 1940.  
<sup>e</sup> 1952.  
<sup>f</sup> 1954.

d) *Importaciones*

En tanto que América Latina es exportadora neta de combustibles —con Venezuela, México y Colombia a la cabeza de las exportaciones petrolíferas—, la importación de ellos gravita pesadamente en el balance exterior de pagos de otros países. En tal situación se encuentran Cuba, el Uruguay, Panamá, la República Dominicana, Guatemala, El Salvador, Honduras, Costa Rica, Nicaragua, Surinam, el Paraguay y Haití, que importan todos (o casi todos) los combustibles comerciales que emplean.<sup>19</sup> En estos países los consumos de tales combustibles para la producción termoeléctrica, con relación a las cantidades importadas, son aproximadamente los mismos, en porcientos, que los indicadores con relación al consumo total.

También en la Argentina y el Brasil, la importación de combustibles representó un renglón sustancial de las importaciones totales (22 y 18 por ciento, respectivamente, en 1959). El plan de aumento de la producción petrolífera en la Argentina acusa sus efectos favorables a partir de ese año. Estos valores son sólo un indicador, puesto que una parte de los combustibles realmente empleados en la generación eléctrica es de producción nacional. En Chile esas importaciones bajaron desde 1956, quedando actualmente reducidas a las necesidades de la gran minería.

En el anexo II, cuadro F, se ofrece un panorama general, por países y para las dos últimas décadas, de la producción y consumo de los diversos tipos de combustibles comerciales.

<sup>19</sup> Véase *infra*, anexo II, cuadro G.

**Cuadro 27**

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD  
(Miles de toneladas de petróleo equivalente)

País	Carbón mineral	Fuel-oil	Diesel-oil	Gas natural	Leña y otros	Observaciones	
Argentina . . . . .	(1958)	207	1 970	232	8	4	Servicio público
Chile . . . . .	(1957)	123	→ 616 ←				
Venezuela . . . . .	(1957)		276	24	308		Servicio público
Paraguay . . . . .	(1958)		12			72	
Rep. Dominicana . . . . .	(1958)		90	3	...		Servicio público



D. CAPACIDAD INSTALADA EN AMÉRICA LATINA

1. Servicios públicos y autoproductores

Cuadro 28

INSTITUCIONES OFICIALES PARA EL DESARROLLO DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS ORGANIZADOS ENTRE LOS AÑOS 1940 Y 1955

<i>País</i>	<i>Año</i>	<i>Nombre de la institución</i>
Argentina. . . . .	1947	Agua y energía eléctrica
Brasil. . . . .	1948	Compañía eléctrica de San Francisco (CHESF)
Brasil. . . . .	1952	Centrais eletricas de Minas Gerais, S. A. (CEMIG)
Brasil. . . . .	1952	Comisión Estatal de Energía Eléctrica (CEEE)
Brasil. . . . .	1955	Compañía Hidroeléctrica Río Pardo (CHERP)
Brasil. . . . .	1953	Compañía Hidroeléctrica Paranapanema (USELPA)
Colombia. . . . .	1946	Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico
Costa Rica . . . . .	1949	Instituto Costarricense de Electricidad
Chile. . . . .	1943	Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (ENDESA) <sup>a</sup>
El Salvador . . . . .	1945	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
México. . . . .	1949	Comisión Federal de Electricidad (CFE) (reorganización) <sup>b</sup>
Paraguay . . . . .	1948	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
Panamá. . . . .	1954	Servicio Cooperativo Interamericano de Fomento Económico (SCIFE) <sup>c</sup>
Venezuela. . . . .	1948	Corporación Venezolana de Fomento <sup>d</sup>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones diversas, elaboradas por la CEPAL.  
 a Tomó a su cargo la ejecución del Plan de Electrificación Nacional iniciado en la Corporación de Fomento de la Producción (1940).  
 b Institución fundada en 1939.  
 c Cuenta con asistencia de los Estados Unidos y se ocupa, entre otras cosas, de fomentar el desarrollo eléctrico en el país.  
 d Encargada, entre otras actividades, de la ejecución del Plan Nacional de Electrificación, que desde 1959 pasa a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE).

Se ha visto en la sección C que la situación de los servicios públicos durante la Segunda Guerra Mundial provocó un aumento temporal de la autogeneración, a base de numerosas plantas generadoras de reducida capacidad. Grupos livianos, movidos por motores de combustión interna de mediano y alto número de revoluciones, constituyeron una elevada proporción del parque generador instalado, que en algunos casos comprendía también unidades diseñadas para el uso de las fuerzas armadas. Los correspondientes costos de generación resultaron altos, entre otras razones, por los bajos factores de utilización, la escasez de personal idóneo para una adecuada operación y mantenimiento, la necesidad de realizar amortizaciones rápidas —dadas por las características propias de esos equipos—, las dificultades que ofrecía el aprovisionamiento de repuestos para un plantel generador tan variado, etc.

Por otra parte, la importación de toda esa maquinaria redujo la disponibilidad de moneda extranjera para la adquisición de otros bienes de capital que requería la industria, incluyendo la de energía eléctrica de servicio público.

Con la regularización del suministro de materiales y equipos construidos según las necesidades específicas de cada instalación, para la generación y distribución de electricidad, las empresas de servicio público realizaron, como era de prever, fuertes inversiones en renovaciones, ampliaciones y construcción de nuevos sistemas.<sup>20</sup> Sin embargo, los esfuerzos resultaron por lo general insuficientes para satisfacer la suma de la demanda insatisfecha (originada en el período de guerra), más la nueva demanda impuesta por el ensanche de las actividades económicas que entonces sobrevino.

Así principió en gran medida el desequilibrio entre la demanda y la oferta de electricidad, que con carácter crónico subsiste aún en varios países, como consecuencia principalmente de la insuficiencia de medios de financiamiento y agravada en algunos casos por falta de previsión.

Preocupados por este problema, durante la década del 40 y los primeros años de la del 50, varios gobiernos crearon diversas instituciones destinadas a planificar el desarrollo de los servicios eléctricos, a operar algunos sistemas y a ser el conducto para la inversión de fondos públicos internos y para la obtención de créditos externos. (Véase el cuadro 28.) A fines de 1959, tales instituciones representaban un 45 por ciento de la capacidad de servicio público, proporción que sube a cerca del 60 por ciento a fines de 1960. Hasta ese mismo año, sólo los créditos concedidos por el Banco Internacional y el Banco de Exportaciones e Importaciones para fines de desarrollo eléctrico en la región fueron aproximadamente 650 millones de dólares.

<sup>20</sup> Una estimación global de esas inversiones para toda América Latina en la segunda mitad de la década de 1940, arroja un valor del orden de los 800 millones de dólares.

Mientras en la producción casi todos esos organismos oficiales actuaron desde un principio en forma decidida, su labor fue menos intensa en la distribución, tarea que en algunos casos dejaron en manos de capitales privados; sin embargo, con el transcurso del tiempo aumenta la idea de que este servicio sea manejado en proporción creciente por organismos públicos.

Para el conjunto de la región, la potencia instalada total a fines de 1959 se elevaba a 16.2 millones de kW, de los cuales 12.3 millones correspondían al servicio público. Ello representaba, respectivamente, 84 y 63 vatios por habitante. (Véase el cuadro 29.)

Dentro de la agrupación de países establecida anteriormente, el cuadro 30 muestra la ordenación que les corresponde por la capacidad instalada en 1959. Se observa que a algunos países les corresponde un puesto

Cuadro 29

## AMÉRICA LATINA: CAPACIDAD INSTALADA, 1959

País	Población (Miles de habitantes)	Total		Servicio público		
		Miles de kW	Vatios por habitante	Miles de kW	Porcentaje del total	Vatios por habitante
Argentina . . . . .	20 708	3 139	151	2 370	76	114
Bolivia . . . . .	3 383	125	37	(79)	63	(23)
Brasil . . . . .	64 568	4 115	64	3 747	91	58
Colombia . . . . .	13 950	(865)	(62)	635	73	(46)
Chile . . . . .	7 372	1 091	148	596	55	81
Ecuador . . . . .	4 128	(110)	(27)	(87)	79	(21)
Paraguay . . . . .	1 716	30	17	24	80	(14)
Perú . . . . .	10 524	718	68	320	45	(30)
Uruguay . . . . .	2 787	332	119	332	100	119
Venezuela . . . . .	6 505	1 277	196	857	67	132
Costa Rica . . . . .	1 084	110	101	100	91	91
Cuba . . . . .	662	932	140	545	58	82
El Salvador . . . . .	2 490	74	30	65	88	26
Guatemala . . . . .	3 677	73	20	60	82	16
Haití . . . . .	3 653	...	...	(13)	...	(4)
Honduras . . . . .	1 872	31	17	16	52	9
México . . . . .	33 229	2 739	82	2 118	79	64
Nicaragua . . . . .	1 414	75	53	47	63	33
Panamá . . . . .	1 012	60	59	50	83	49
República Dominicana . . . . .	2 760	(98)	(36)	(88)	(90)	(32)
Guayana Británica . . . . .	549	(41)	(75)	(16)	39	(29)
Indias Occidentales <sup>a</sup> . . . . .	2 488	(175)	(70)	(126)	72	(51)
Surinam . . . . .	255	27	106	13	48	51
<i>América Latina</i> . . . . .	196 786	16 237	84	12 304	76	63

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
 NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.  
 a Trinidad, Tobago y Jamaica.

diferente que en la ordenación anterior a causa del grado distinto de utilización de sus instalaciones, como se verá más adelante. (Véase de nuevo el cuadro 17.)

El ritmo de aumento de la potencia instalada en toda el área ha ido en ascenso, anotando los valores 5.4, 8.4 y 9.4 por ciento como tasas de crecimiento anual de los servicios públicos en los períodos 1938-59, 1949-59 y 1955-59, respectivamente. (Véanse los cuadros 31 y 32.)

En los tres años que precedieron a 1960 se nota, salvo raras excepciones, que el aumento de las instalaciones de servicio público superó al de la demanda. En consecuencia, la pausa en el crecimiento de los consumos, anotada en la sección anterior, permitió a las empresas eléctricas mejorar posiciones que se tradujeron en la disminución de algunas restricciones al suministro de energía en determinados sistemas.

Entre los países del grupo de elevado consumo eléctrico por habitante (véase la sección C), Venezuela destacó con un 20 por ciento de crecimiento anual mantenido en la última década, seguido por Cuba con tasas del orden del 12 por ciento. Bastante inferior fue el crecimiento de la Argentina, aunque se nota una reacción favorable en el período 1955-59. Mientras el Uruguay mantuvo una tasa baja relativamente uniforme, Chile registra una declinación en los años 1955-59.

En el segundo grupo conviene destacar los casos de

Costa Rica y México: a los niveles de consumo que mantienen, esos países tuvieron un ritmo de ensanche medio anual de sus instalaciones que superó al del consumo en los últimos 10 años. El Perú y Colombia figuran entre los países con un ritmo elevado en la ampliación de sus instalaciones. El Brasil, con tasas de crecimiento inferiores, registra un marcado descenso en los años 1955-59.

En el tercer grupo, Nicaragua y Honduras figuran con altas tasas de crecimiento de la capacidad instalada en los últimos años.

Para interpretar adecuadamente los cuadros estadísticos pertinentes, deben tenerse en cuenta las siguientes observaciones:

a) El apreciable aumento en la capacidad instalada que registran algunos países es más aparente que real, por incluirse la potencia de unidades obsoletas —principalmente térmicas— que, aunque permanecen instaladas, están prácticamente fuera de servicio;

b) La interconexión de centros generadores permitió en muchos casos aumentar la utilización y disminuir el margen de reserva necesario de la capacidad instalada existente (Chile y el Brasil principalmente);

c) En 1959 había en construcción aproximadamente 7.5 millones de kW en numerosísimas centrales en etapas muy diversas de ejecución, para entrar en servicio público antes de 1965. Además, sumaban otros 28 millones de kW los proyectos en estudio y la capacidad

Cuadro 30

## AMÉRICA LATINA: CAPACIDAD INSTALADA POR HABITANTE Y POR TIPO DE SERVICIO, 1959

(Vatios por habitante)

País	Total	Servicio público	Servicio privado
<i>Primer grupo</i>			
Venezuela . . . . .	196	132	64
Chile . . . . .	148	81	67
Argentina . . . . .	146	114	32
Cuba . . . . .	140	82	58
Uruguay . . . . .	119	119	—
<i>Segundo grupo</i>			
Surinam . . . . .	106	51	55
Costa Rica . . . . .	101	91	10
México . . . . .	82	64	18
Indias Occidentales <sup>a</sup>	(70)	(51)	(19)
Perú . . . . .	(68)	(30)	(38)
Colombia . . . . .	(62)	(46)	(16)
Brasil . . . . .	64	58	6
Panamá . . . . .	59	49	10
<i>Tercer grupo</i>			
Guayana Británica . . . . .	(75)	(29)	(46)
Nicaragua . . . . .	53	33	20
Rep. Dominicana . . . . .	(36)	(32)	(4)
Bolivia . . . . .	37	(23)	(10)
El Salvador . . . . .	30	26	4
Ecuador . . . . .	(27)	(21)	(6)
Guatemala . . . . .	20	16	4
Honduras . . . . .	17	9	8
Paraguay . . . . .	17	14	3
Haití . . . . .	...	(4)	...
<i>América Latina . . . . .</i>	<i>82</i>	<i>63</i>	<i>19</i>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
 Nota: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.  
 a Trinidad, Tobago y Jamaica.

Cuadro 31

AMÉRICA LATINA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE SERVICIO PÚBLICO <sup>a</sup>

(Miles de kW)

País	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Venezuela . . . . .	...	140	405	857
Chile . . . . .	(165)	356	538	596
Argentina . . . . .	1 177	1 344	1 619	2 370
Cuba . . . . .	122	177	324	545
Uruguay . . . . .	102	221	285	332
<i>Segundo grupo</i>				
Surinam . . . . .	...	...	8	13
Costa Rica . . . . .	15	37 <sup>b</sup>	51	100
México . . . . .	474	831	1 480	2 118
Indias Occidentales <sup>c</sup>	...	36 <sup>d</sup>	96	(126)
Perú . . . . .	104 <sup>e</sup>	158 <sup>f</sup>	174 <sup>g</sup>	(320)
Colombia . . . . .	...	...	...	(635)
Brasil . . . . .	1 206 <sup>e</sup>	1 652	2 831	3 747
Panamá <sup>h</sup> . . . . .	10	21	38	50
<i>Tercer grupo</i>				
Guayana Británica . . . . .	...	...	13	(16)
Nicaragua . . . . .	...	8 <sup>b</sup>	16	47
Rep. Dominicana . . . . .	...	...	60	(88)
Bolivia . . . . .	19	41	55	(79)
El Salvador . . . . .	...	18	51	65
Ecuador . . . . .	...	...	46	(87)
Guatemala . . . . .	...	27 <sup>b</sup>	32	60
Honduras . . . . .	...	4 <sup>b</sup>	7	16
Paraguay . . . . .	4	10	18	24
Haití . . . . .	...	...	12	(13)
<i>América Latina . . . . .</i>	<i>3 398 <sup>i</sup></i>	<i>5 081 <sup>j</sup></i>	<i>8 159 <sup>k</sup></i>	<i>12 304</i>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

a Mayores informaciones en el anexo II, cuadro H.

b 1950.

c Trinidad, Tobago y Jamaica.

d 1948.

e 1940.

f 1952.

g 1954.

h Excluye Zona del Canal.

i Excluye Venezuela, Surinam, Indias Occidentales, Colombia, Guayana Británica, Nicaragua, República Dominicana, El Salvador, Ecuador, Guatemala, Honduras y Haití.

j Excluye Surinam, Colombia, Guayana Británica, República Dominicana, Ecuador y Haití.

k Excluye Colombia.

Cuadro 32

AMÉRICA LATINA: TASAS DE CRECIMIENTO ACUMULATIVO ANUAL DE LA CAPACIDAD INSTALADA, SERVICIO PÚBLICO  
(Porcientos)

País	1938/59	1949/59	1955/59
<i>Primer grupo</i>			
Venezuela . . . . .	...	19.9	20.5
Chile . . . . .	6.3	5.3	2.7
Argentina . . . . .	3.4	5.8	10.0
Cuba . . . . .	7.4	11.9	13.9
Uruguay . . . . .	5.8	4.2	3.9
<i>Segundo grupo</i>			
Surinam . . . . .	...	...	8.3
Costa Rica . . . . .	9.5	11.7 <sup>a</sup>	18.3
México . . . . .	7.4	9.8	9.4
Indias Occidentales <sup>b</sup> . . . . .	...	12.0	7.0
Perú . . . . .	6.1 <sup>c</sup>	10.6 <sup>d</sup>	13.0 <sup>e</sup>
Colombia . . . . .	...	...	8.9 <sup>f</sup>
Brasil . . . . .	6.2 <sup>c</sup>	8.5	7.3
Panamá <sup>g</sup> . . . . .	8.0	9.1	7.1
<i>Tercer grupo</i>			
Guayana Británica . . . . .	...	...	5.3
Nicaragua . . . . .	...	21.7 <sup>a</sup>	25.0
República Dominicana . . . . .	—	—	—
Bolivia . . . . .	7.0	6.8	9.5
El Salvador . . . . .	...	15.3	6.3
Ecuador . . . . .	...	...	17.3
Guatemala . . . . .	...	8.3	17.0
Honduras . . . . .	...	15.5 <sup>a</sup>	21.0
Paraguay . . . . .	8.9	9.2	7.5
Haití . . . . .	...	...	...
<i>América Latina</i> . . . . .	5.4 <sup>h</sup>	8.4 <sup>i</sup>	9.4 <sup>j</sup>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

a 1950-59.

b Trinidad, Tobago y Jamaica.

c 1940-59.

d 1952-59.

e 1954-59.

f 1956-59.

g No incluye la Zona del Canal.

h Incluye once países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay, Perú, Uruguay, Costa Rica, Cuba, México y Panamá.

i Excluye Surinam, Guayana Británica, República Dominicana, Haití, Ecuador, Colombia e Indias Occidentales.

j Excluye Indias Occidentales, Guayana Británica, República Dominicana, Haití y Colombia.

de centrales en ejecución programada para operar en 1965 o posteriormente. (Véase el cuadro 33.) La información básica sobre capacidad instalada del servicio público, año por año y por países, puede consultarse en el anexo II, cuadro E.

## 2. Tipos de fuente

De 12.3 millones de kW instalados de que dispuso el servicio público en América Latina en 1959, el 50.9 por ciento correspondió a centrales hidráulicas y el 49.1 por ciento a centrales térmicas. (Véase el cuadro 34.) Dentro de estas últimas, de 70 a 75 por ciento correspondió a usinas de vapor y el resto a motores de

Cuadro 33

AMÉRICA LATINA: CAPACIDAD DE CENTRALES EN CONSTRUCCIÓN Y EN ESTUDIO, 1959  
(MW)

País	Construcción <sup>a</sup>	Estudio
Argentina . . . . .	980	4 000
Bolivia . . . . .	25	100
Brasil . . . . .	4 100	10 400
Colombia . . . . .	135	1 700
Chile . . . . .	305	1 100
Ecuador . . . . .	25	90
Paraguay . . . . .	...	350
Perú . . . . .	540	1 500
Uruguay . . . . .	110	950
Venezuela . . . . .	680	3 000
Costa Rica . . . . .	...	750
Cuba . . . . .	30	...
El Salvador . . . . .	...	90
Guatemala . . . . .	...	60
Honduras . . . . .	...	200
México . . . . .	530	3 900
Nicaragua . . . . .	...	70
Panamá . . . . .	...	260
<i>Total</i> . . . . .	7 460	28 520

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL, a Capacidad para entrar a operar antes de 1965.

combustión interna. Como se vio antes, pese a que la capacidad hidroeléctrica ha mantenido su participación en la capacidad instalada desde 1955 hasta 1959, la generación hidráulica ha aumentado relativamente, hasta alcanzar en 1959 el 60.9 por ciento del total del servicio público. Ello se debe a los factores de planta más altos asignados, por razones económicas, a este tipo de centrales en los sistemas que dispusieron simultáneamente de ambas fuentes de generación.

En consecuencia con el análisis de la producción, los países con la mayor potencia hidroeléctrica instalada en el sector público en 1959 eran el Brasil, México, Chile y Colombia, con 3.1, 1.1, 0.5 y 0.5 millones de kW aproximadamente. Aquéllos en que la participación de la capacidad hidráulica instalada en el mismo sector fue más alta, son Bolivia, El Salvador, Brasil y Chile, con más del 80 por ciento. El cuadro 34 y el anexo II, cuadro H, permiten apreciar además la evolución de la potencia hidráulica y térmica en los últimos veinte años por países, aunque no dan más elementos de juicio que los observados con respecto a la generación.

La información relativa a la capacidad instalada en centrales de combustión interna es muy deficiente en general.

Entre los países sobre los que se cuenta con algunos antecedentes, la Argentina y México figuran con la mayor capacidad instalada en el sector público (440 y 300 MW en 1958). Los países con mayor participación de las centrales de combustión interna en el sector público son Honduras, Ecuador, Nicaragua y Guatemala, con 81, 40, 32 y 20 por ciento, respectivamente.

Cuadro 34

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN HIDROELÉCTRICA EN LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SERVICIO PÚBLICO <sup>a</sup>  
(Porcientos)

País	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Venezuela . . . . .	...	25.0	8.9	18.6
Chile . . . . .	75.8	66.6	76.2	80.9
Argentina . . . . .	2.6	3.0	6.0	12.2
Cuba . . . . .	2.5	1.7	0.93	0.37
Uruguay . . . . .	—	57.9	44.9	38.6
<i>Segundo grupo</i>				
Surinam . . . . .	—	—	—	—
Costa Rica . . . . .	100.0	100.0 <sup>b</sup>	80.4	74.0
México . . . . .	65.6	48.3	58.4	53.5
Indias Occidentales <sup>c</sup> . . . . .	...	25.0 <sup>d</sup>	13.5	10.3
Perú . . . . .	72.1 <sup>e</sup>	72.2 <sup>f</sup>	65.5 <sup>g</sup>	73.1
Colombia . . . . .	...	...	...	72.1
Brasil . . . . .	81.7 <sup>e</sup>	83.6	80.0	82.7
Panamá <sup>h</sup> . . . . .	—	—	—	10.0
<i>Tercer grupo</i>				
Guayana Británica . . . . .	—	—	—	—
Nicaragua . . . . .	...	12.5 <sup>b</sup>	6.3	0.2
República Dominicana . . . . .	—	—	—	—
Bolivia . . . . .	89.4	92.7	94.5	88.6
El Salvador . . . . .	...	50.0	80.4	86.2
Ecuador . . . . .	...	...	43.5	35.6
Guatemala . . . . .	...	66.7 <sup>b</sup>	71.9	46.7
Honduras . . . . .	...	25.0 <sup>b</sup>	14.3	18.8
Paraguay . . . . .	—	—	—	—
Haití . . . . .	—	—	—	—
<i>América Latina</i> . . . . .	46.0 <sup>i</sup>	48.3 <sup>j</sup>	50.3 <sup>k</sup>	50.9

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
<sup>a</sup> Mayores informaciones en el anexo II, cuadro H.  
<sup>b</sup> 1950.  
<sup>c</sup> Trinidad, Tobago y Jamaica.  
<sup>d</sup> 1948.  
<sup>e</sup> 1940.  
<sup>f</sup> 1952.  
<sup>g</sup> 1954.  
<sup>h</sup> Excluye Zona del Canal.  
<sup>i</sup> Excluye Venezuela, Indias Occidentales, Colombia, Nicaragua, El Salvador, Ecuador, Guatemala y Honduras.  
<sup>j</sup> Excluye Colombia y Ecuador.  
<sup>k</sup> Excluye Colombia.

La evolución de la generación (sección C) muestra que la participación de los motores diesel y a explosión en los servicios públicos es decreciente para los países del área, lo mismo que en otras regiones del mundo. Por el contrario, juzgando por los planes de instalación en determinados sistemas, las turbinas a gas parecen llamadas a jugar un papel más relevante en un futuro próximo en las actividades petrolíferas y dentro de los servicios públicos, principalmente en éstos para el suministro de energía a las horas de punta.

Algo más del 70 por ciento de la capacidad de las centrales en construcción en toda América Latina era del tipo hidroeléctrico en diciembre de 1959. Naturalmente que esta proporción, dadas las modalidades de la construcción y el plazo más largo de ejecución de las

plantas hidráulicas, es algo excesiva con respecto a la capacidad que realmente entrará en servicio en un período determinado. En efecto, mientras en las plantas hidráulicas por lo general se estudia acuciosamente y se da la información de la potencia definitiva del proyecto (aunque se instalen las unidades en diferentes etapas), en las térmicas —que tienen más elasticidad para ampliaciones sucesivas— se consignan en muchos casos sólo los valores de instalación inmediata. Además, las centrales hidroeléctricas en construcción abarcan, por el mayor plazo requerido, un número más amplio en años con relación a la fecha en que entrarán a operar. Tomando en consideración estos aspectos, se estima que en la década de los años 60, entre un 55 y un 60 por ciento de la capacidad a instalar será de fuente hidráulica.

### 3. Tamaño de las centrales

La evolución histórica de las plantas generadoras en el área, al igual que en otras regiones del mundo, acusa una marcada tendencia a la construcción de centrales de mayor potencia y al empleo de unidades de más alta capacidad con miras a la reducción de costos de instalación y operación. Es frecuente la instalación de centrales grandes que, además de abastecer nuevos sistemas, van integrando otros hasta entonces independientes, alimentados por plantas de reducida capacidad y menos eficientes. El cuadro 35 permite examinar, en cuanto al servicio público, esta evolución en algunos países para los que se dispuso de información. En todos se comprueba la tendencia indicada.

La distribución porcentual de la capacidad instalada por tamaño de plantas (hidráulicas y térmicas) aparece en el cuadro 36, tanto para las que están en servicio como para las que se encuentran en etapa avanzada de proyecto. Obsérvense los elevados porcentajes correspondientes a las centrales de entre 50 y 200 MW y de más de 200 MW, en algunos países como la Argentina, el Brasil, Chile, México, Colombia, Costa Rica, Venezuela, etc., especialmente en plantas hidráulicas que se encuentran en la etapa de proyecto.

### 4. Utilización de las centrales

La utilización media de las centrales en América Latina es baja si se la compara con los Estados Unidos, pero elevada con relación a Europa. En ésta, excluyendo la Unión Soviética, la utilización en 1958 fue de 2 850 horas; en los Estados Unidos, de 4 950, y en la Unión Soviética, de 4 130.

Para el total de las instalaciones, alcanzó a 3 890 horas en 1959 (4 040 horas en el servicio público y 3 300 en el privado). (Véase el cuadro 37.) En 1949 la utilización media en los servicios públicos había sido de 3 420 horas. El aumento en los diez años transcurridos debe atribuirse sobre todo a la interconexión —que reduce la capacidad de reserva en términos porcentuales—, a la diversificación de los consumos,

Cuadro 35

AMÉRICA LATINA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD POR CENTRALES DE SERVICIO PÚBLICO, NÚMERO DE CENTRALES, POTENCIA MEDIA Y PORCIENTOS DE LA POTENCIA INSTALADA

País	Año	Escalones de capacidad											
		Menos de 500 kW			Entre 501 y 5 000 kW			Entre 5 001 y 20 000 kW			Más de 20 000 kW		
		Número	kW	Porcentaje	Número	kW	Porcentaje	Número	kW	Porcentaje	Número	kW	Porcentaje
<i>Primer grupo</i>													
Chile . . . . .	1938	49	178	4.8	28	1 350	21.0	3	9 240	15.4	4	26 500	58.8
	1955 a	48	181	1.6	21	1 770	6.9	5	13 000	12.1	8	53 500	79.4
	1958	26	189	0.9	23	1 890	8.2	4	13 200	10.0	8	53 500	80.9
Argentina . . . . .	1955 a	626	131	5.3	122	1 467	11.7	21	10 033	13.8	9	117 844	69.2
	1958 b	656	134	4.1	135	1 481	9.4	22	9 727	10.1	14	116 214	76.4
<i>Segundo grupo</i>													
Costa Rica . . . . .	1955 c	40	125	7.3	14	1 686	34.7	4	9 875	58.0	—	—	—
	1958	26	188	5.0	14	1 679	24.0	4	9 850	40.3	1	30 000	30.7
México . . . . .	1955 d	413	71	2.3	88	1 589	11.1	25	10 378	20.6	17	48 884	66.0
	1958	190	161	1.5	100	1 705	8.3	44	9 698	20.8	26	54 855	69.4
Perú . . . . .	1938 e	122	86	10.0	10	1 130	10.8	2	13 700	26.3	1	55 230	52.9
	1955 e	111	83	5.8	16	1 376	13.9	5	9 630	30.5	2	39 375	49.8
	1958 e	291	53	7.6	19	1 782	16.4	5	11 370	27.6	2	49 875	48.4
Brasil . . . . .	1955 g	1 784	100	13.6	98	2 261	17.0	...	...	...	...	...	
	1958 h	—	—	—	—	—	—	26	14 327	13.8 i	21	110 376	86.2
<i>Tercer grupo</i>													
Nicaragua . . . . .	1955 e	23	110	15.7	4	863	21.0	1	10 250	63.3	—	—	—
	1958	17	154	5.7	4	803	7.0	1	10 250	22.2	1	30 000	65.1
Bolivia . . . . .	1955 e	3	300	1.4	13	2 169	45.8	4	8 125	52.8	—	—	—
	1958	12	142	2.3	12	2 625	43.2	5	7 960	54.5	—	—	—
El Salvador . . . . .	1955 e	26	132	5.3	10	1 685	25.8	—	—	—	1	45 000	68.9
	1958	20	182	5.6	7	1 959	21.0	2	1 450	4.4	1	45 000	69.0
Ecuador . . . . .	1955	621	31	29.4	20	890	27.1	3	9 500	43.5	—	—	—
	1958	379	43	9.4	16	119	22.6	4	12 300	58.0	—	—	—
Guatemala . . . . .	1955 e	46	105	3.4	5	1 528	21.3	4	5 850	65.3	—	—	—
	1958	36	136	1.1	10	2 097	47.4	3	6 133	41.5	—	—	—
Paraguay . . . . .	1938	5	71	8.3	1	3 900	91.7	—	—	—	—	—	
	1949 j	6	97	6.1	—	—	—	1	8 900	93.9	—	—	
	1955 a	7	96	3.7	—	—	—	1	17 700	96.3	—	—	
	1958	8	133	3.7	—	—	—	—	—	—	1	27 700	96.3

Nota: Se supone que abarca el 70 y el 85 por ciento de la potencia instalada en servicio público para los años 1956 y 1958, respectivamente.

a 1954.

b 1957.

c 1956.

d 1953.

e 1940.

f 1952.

g 1953.

h 1957.

i Solamente centrales superiores a 10 000 kW.

j 1948.

Cuadro 36

AMÉRICA LATINA: DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE SERVICIO PÚBLICO  
SEGÚN EL TAMAÑO DE LAS CENTRALES  
(Porcientos)

País			Total (MW)	Tamaño de las centrales				
				Menos de 5.0 MW	Entre 5.1 y 20.0 MW	Entre 20.1 y 50.0 MW	Entre 50.1 y 200 MW	Más de 201 MW
<i>Primer grupo</i>								
1. Venezuela . . . . .	Instalado (1959)	Termo <sup>a</sup>	675	9.9	11.6	19.8	58.7	0.0
		Hidro	35	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	620	0.0	6.6	0.0	54.7	38.7
		Hidro	412	0.0	5.0	13.3	0.0	81.7
2. Chile . . . . .	Instalado (1959)	Termo	123	30.2	8.4	17.0	44.4	0.0
		Hidro	410	4.6	10.3	21.0	64.1	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	268	8.4	0.0	16.8	74.8	0.0
		Hidro	1 126	1.5	1.4	10.0	42.8	44.3
3. Argentina. . . . .	Instalado (1958)	Termo	1 919	20.9	9.7	6.3	13.1	50.0
		Hidro <sup>c</sup>	304	6.3	26.0	25.5	42.2	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	960	0.9	3.8	15.6	17.2	62.5
		Hidro	2 844	1.4	9.3	5.8	37.8	45.7
4. Cuba . . . . .	Instalado	Termo	932	34.0	16.4	15.8	33.8	—
		Hidro	...	...	...	...	...	...
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	...	...	...	...	...	...
		Hidro	...	...	...	...	...	...
5. Uruguay . . . . .	Instalado (1958)	Termo	203	10.7	5.5	0.0	83.0	0.0
		Hidro	128	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	125	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0
		Hidro	880	0.0	0.0	0.0	20.5	79.5
<i>Segundo grupo</i>								
6. Surinam . . . . .	Instalado (1958)	Termo	11	...	...	...	...	...
		Hidro	—	—	—	—	—	—
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	...	...	...	...	...	...
		Hidro	...	...	...	...	...	...
7. Costa Rica . . . . .	Instalado (1958)	Termo	25	14.1	85.9	0.0	0.0	0.0
		Hidro	73	35.0	24.0	41.0	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	—	—	—	—	—	—
		Hidro	745	0.0	5.4	4.0	54.4	36.2
8. México. . . . .	Instalado (1958)	Termo	976	18.2	27.4	25.1	29.3	—
		Hidro	1 107	7.8	13.5	24.2	54.5	—
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	704	4.3	7.2	28.2	60.3	—
		Hidro	1 295	0.2	11.3	0.0	50.0	38.5
9. Indias Occidentales. . .	Instalado (1958)	Termo	112	...	...	...	...	...
		Hidro	13	...	...	...	...	...
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	...	...	...	...	...	...
		Hidro	...	...	...	...	...	...
10. Perú. . . . .	Instalado (1958)	Termo	78	53.8	46.2	0.0	0.0	0.0
		Hidro	213	7.5	7.5	0.0	85.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	232	10.9	31.1	0.0	58.0	0.0
		Hidro	1 867	0.0	1.6	2.6	38.0	57.8
11. Colombia. . . . .	Instalado (1958)	Termo	177	32.8	38.9	28.3	0.0	0.0
		Hidro	453	17.2	14.3	27.5	41.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	190	8.5	22.0	69.5	0.0	0.0
		Hidro	1 341	1.2	8.5	14.8	53.4	22.1
12. Brasil . . . . .	Instalado (1958)	Termo	522	11.5	34.9	15.3	38.3	0.0
		Hidro	2 502	1.0	13.6	12.0	29.0	44.4

(Continúa)

Cuadro 36 (Continuación)

AMERICA LATINA: DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE SERVICIO PÚBLICO  
SEGÚN EL TAMAÑO DE LAS CENTRALES  
(Porcientos)

País			Total (MW)	Tamaño de las centrales				
				Menos de 5.0 MW	Entre 5.1 y 20.0 MW	Entre 20.1 y 50.0 MW	Entre 50.1 y 200 MW	Más de 201 MW
12. Brasil (continuación)	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	619	0.0	16.0	34.9	8.7	40.4
		Hidro	3 864	2.1	6.6	2.8	24.1	64.4
13. Panamá . . . . .	Instalado (1958)	Termo	55	9.6	40.0	50.4	0.0	0.0
		Hidro	4.8	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	13	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0
		Hidro	255	0.0	13.0	28.2	58.8	0.0
<i>Tercer grupo</i>								
14. Guayana Británica . . .	Instalado (1958)	Termo	15	...	...	...	...	...
		Hidro	—	—	—	—	—	—
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	...	...	...	...	...	...
		Hidro	...	...	...	...	...	...
15. Nicaragua. . . . .	Instalado (1958)	Termo	45	10.5	22.8	66.7	0.0	0.0
		Hidro	1	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	—	—	—	—	—	—
		Hidro	50	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
16. República Dominicana .	Instalado (1958)	Termo	87	...	...	...	...	...
		Hidro	—	—	—	—	—	—
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	...	...	...	...	...	...
		Hidro	...	...	...	...	...	...
17. Bolivia. . . . .	Instalado (1958)	Termo	6	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Hidro	70	53.5	46.5	0.0	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	...	...	...	...	...	...
		Hidro	55	2.3	52.4	45.3	0.0	0.0
18. El Salvador. . . . .	Instalado (1958)	Termo	9	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Hidro	56	19.6	0.0	80.4	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	15	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0
		Hidro	85	0.0	17.7	82.3	0.0	0.0
19. Ecuador . . . . .	Instalado (1958)	Termo	54	25.9	74.1	0.0	0.0	0.0
		Hidro	31	69.7	30.3	0.0	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	—	—	—	—	—	—
		Hidro	139	32.6	38.8	28.6	0.0	0.0
20. Guatemala . . . . .	Instalado (1958)	Termo	19	63.1	36.9	0.0	0.0	0.0
		Hidro	26	56.2	43.8	0.0	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	13	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0
		Hidro	72	0.0	30.6	69.4	0.0	0.0
21. Honduras. . . . .	Instalado (1958)	Termo	7	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Hidro	4	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	2.5	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Hidro	111	0.0	0.0	50.5	49.5	0.0
22. Paraguay . . . . .	Instalado (1958)	Termo	29	18.3	0.0	81.7	0.0	0.0
		Hidro	—	—	—	—	—	—
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	—	—	—	—	—	—
		Hidro	300	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
23. Haití. . . . .	Instalado (1958)	Termo	12	...	...	...	...	...
		Hidro	—	—	—	—	—	—
	Por instalar <sup>b</sup>	Termo	...	...	...	...	...	...
		Hidro	...	...	...	...	...	...

<sup>a</sup> El potencial termoelectrico instalado en 1958 era de 621 MW (Venezuela).

<sup>b</sup> Corresponde a centrales en construcción y proyecto avanzado.

<sup>c</sup> En 1958 la potencia hidraulica instalada fue de 260 MW (Argentina).



Cuadro 37

AMÉRICA LATINA: UTILIZACIÓN MEDIA DE LAS CENTRALES DE SERVICIO PÚBLICO  
(Horas al año)

País	Térmicas			Hidráulicas			Total		
	1949	1955	1959	1949	1955	1959	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>									
Venezuela . . . . .	3 057	2 967	3 754	3 829	5 028	629	3 250	3 151	3 174
Chile . . . . .	1 109	2 070	895	3 759	3 873	4 477	2 874	3 444	3 792
Argentina . . . . .	3 132	3 670	3 418	3 975	3 258	2 207	3 157	3 654	3 270
Cuba . . . . .	4 259	4 081	3 805	4 333	4 667	3 500	4 260	4 086	3 804
Uruguay. . . . .	946	2 191	2 345 <sup>a</sup>	3 789	5 297	5 938 <sup>a</sup>	2 593	3 586	3 734 <sup>a</sup>
<i>Segundo grupo</i>									
Surinam . . . . .	...	2 250	1 846	—	—	—	...	2 250	1 846
Costa Rica . . . . .	—	3 300	1 000	4 270	5 659	4 514	4 270	5 196	3 600
México . . . . .	3 488	3 799	2 223	5 080	3 792	5 037	4 227	3 795	3 729
Indias Occidentales . .	2 630	2 108	3 080	2 778	6 154	6 615	2 667	2 656	3 444
Perú . . . . .	750	1 250	2 221	3 754	4 307	3 333	2 318	3 253	3 034
Colombia . . . . .	...	...	3 232	...	...	4 642	...	...	4 249
Brasil . . . . .	...	4 845	(4 059)	...	4 322	5 447	...	4 427	5 238
Panamá . . . . .	3 571	3 000	4 156	—	—	2 800	3 571	3 000	4 060
<i>Tercer grupo</i>									
Guayana Británica. . .	...	2 385	3 063	—	—	—	...	2 385	3 063
Nicaragua . . . . .	3 143	3 067	1 978	2 000	2 000	3 000	3 000	3 000	2 000
República Dominicana.	...	1 917	(2 920)	—	—	—	...	1 917	2 920
Bolivia . . . . .	1 333	1 333	1 222	4 237	4 077	3 852	4 024	3 927	3 620
El Salvador . . . . .	2 444	300	111	3 667	3 122	4 054	3 056	2 569	3 508
Ecuador. . . . .	...	4 154	2 339	...	5 300	4 355	...	1 652	3 057
Guatemala. . . . .	2 222	3 667	2 969	3 944	4 348	3 786	3 370	4 156	3 350
Honduras . . . . .	3 000	3 167	2 308	4 000	5 000	4 000	3 250	3 429	2 625
Paraguay. . . . .	2 700	2 833	3 000	—	—	—	2 700	2 833	3 000
Haití . . . . .	...	1 917	3 769	—	—	—	...	1 917	3 769
<i>América Latina.</i> . . . .	3 034	3 588	3 294	4 278	4 185	4 763	3 423	3 889	4 042

<sup>a</sup> Ver nota a del cuadro 16.

a las restricciones que se imponen en algunos sistemas a las horas de máxima demanda y al aumento del consumo industrial —en el último quinquenio—, factores estos últimos que elevan el factor de carga.

En cuanto a la utilización por tipo de centrales, se advierte que las hidráulicas de servicio público trabajaron un promedio de 4 760 horas en 1959, mientras que las térmicas lo hicieron 3 290 horas.

Por países, las más elevadas utilizations en el sector público correspondieron al Brasil, Colombia, Panamá, Cuba y Chile, con valores medios comprendidos entre 5 200 y 3 800 horas.

Se puede apreciar también que, como es lógico, en los países que disponen de sistemas alimentados por centrales hidráulicas y térmicas, las primeras se utilizan con mayor intensidad que las segundas. Es frecuente que el factor sea doble y hasta triple.

Las centrales hidráulicas de la Argentina presentan una baja utilización,<sup>21</sup> inclusive bastante inferior a la

<sup>21</sup> En Honduras y Nicaragua, donde se produce un fenómeno análogo, las centrales hidráulicas son muy pequeñas y operan aisladamente.

de las usinas térmicas en los últimos años examinados, con valores comprendidos entre 2 400 y 3 600 horas.<sup>22</sup>

Debe considerarse al respecto que en las centrales hidráulicas se agrega un factor adicional a los que definen la utilización de las centrales térmicas: las características hidrológicas del río aprovechado. En efecto, en las centrales de pasada cuya potencia instalada corresponde a un caudal de duración reducida y en las de embalse concebidas para un alto aprovechamiento del recurso, principalmente, la producción de energía anual fluctúa con la abundancia o escasez de las precipitaciones meteorológicas.

Los principales sistemas eléctricos de la región, con pocas excepciones, trabajan con centrales hidráulicas de base cuyas capacidades instaladas corresponden general-

<sup>22</sup> Faltarían obras complementarias en algunas centrales de las provincias de Mendoza y Córdoba, por ejemplo en "Nihuil I" (en 1957 tuvo una utilización equivalente a sólo 600 horas). "Los Molinos I" tiene una utilización media de 2 600 horas, que mejorará con la construcción del dique Anizácate; "San Roque", 3 100 horas, por encontrarse pendiente el dique compensador, etc. Por otra parte, varias centrales de embalse se habrían concebido para trabajar normalmente a las horas de punta.

mente a elevadas seguridades hidrológicas de los ríos correspondientes. También es frecuente, en sistemas menores, que la carga base sea servida por centrales hidráulicas de pasada, disponiéndose de grupos diesel para las horas de punta y las situaciones de emergencia.

Para un sistema determinado, la capacidad de reserva se define como la potencia instalada disponible en exceso sobre la demanda máxima. Para los países en conjunto este concepto carece de validez general;

sin embargo, puede estimarse que la reserva fue en 1959 (como promedio) del orden de un 10 por ciento. No obstante, existen todavía racionamientos en varios sistemas, y —como antes se observó— algunas de estas reservas son ficticias porque en la capacidad nominal disponible se incluyen unidades obsoletas, prácticamente fuera de servicio. Así, pues, la capacidad instalada de la región puede considerarse peligrosamente ajustada a la demanda.

## E. EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTORES

### 1. Pérdidas de distribución y consumo neto

La diferencia entre “generación” y “consumo” que arrojan las estadísticas incluye, además de las pérdidas propias de toda transmisión eléctrica y del consumo de las mismas centrales en el proceso de generación, una cantidad no determinada de energía que se incorpora sin registro a la actividad económica como bien final o como factor de producción, porque no todo el suministro eléctrico entregado por las redes de servicio público se mide adecuadamente.

En algunas poblaciones pequeñas existe aún el tipo de tarifa que cobra al abonado una suma fija al mes, con limitación de la demanda máxima pero sin medición de la energía consumida, y no son raros los consumos fraudulentos a través de empalmes clandestinos o alteraciones de medidores. En sistemas eléctricos adecuadamente establecidos, estos consumos “no controlados” representan normalmente porcentajes pequeños de la generación total, pero en sistemas de distribución anticuados pueden alcanzar valores apreciables.

En promedios muy generales para distintos sistemas del mundo, el consumo interno de las centrales alcanza hasta un 5 por ciento de la generación, dependiendo del tamaño de aquéllas, del predominio del tipo de planta (hidráulico o térmico) y de si en las centrales hidráulicas existen o no estanques de almacenamiento de agua por bombeo.

Del mismo modo las pérdidas inherentes a la transmisión y distribución conjuntas de la electricidad varían generalmente entre 6 y 15 por ciento, correspondiendo los menores valores a sistemas sin líneas de transmisión (o con longitudes muy cortas) y redes de distribución en muy buenas condiciones, y los mayores a los sistemas alimentados a través de largas líneas de transmisión y redes de distribución en condiciones regulares. Ese porcentaje fue en promedio de 10.0 para Europa y de 8.2 en los Estados Unidos.<sup>23</sup>

De 49 800 millones de kWh generados por los servicios públicos de América Latina en 1959, sólo 40 900 millones se registraron como incorporados a las actividades económicas. El saldo (17.0 por ciento) correspondió a la suma de pérdidas, consumos no registrados

y consumos en las centrales generadoras, como se dijo antes. Considerando que la participación termoeléctrica en los servicios públicos es aproximadamente de 40 por ciento (sin pérdidas de transmisión) y que son escasos los estanques de almacenamiento por bombeo (sólo en el Brasil la energía gastada en este concepto tiene cierta importancia: poco más de 4 por ciento de la generación), se considera que no es buena la situación de América Latina en este aspecto. Además, dicha situación ha registrado en los últimos años una tendencia

Cuadro 38

AMÉRICA LATINA: PÉRDIDAS Y CONSUMO NO REGISTRADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS<sup>a</sup>  
(Porcientos)

País <sup>b</sup>	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Venezuela . . . . .	14.2	16.7	15.3	(14.2)
Chile . . . . .	21.8 <sup>e</sup>	13.1	16.4	17.8
Argentina . . . . .	17.6	16.4	16.5	(18.8)
Uruguay . . . . .	20.1	21.1	24.1	17.6 <sup>d</sup>
Cuba . . . . .	15.1	6.0	9.7	10.2
<i>Segundo grupo</i>				
Costa Rica . . . . .	...	27.8 <sup>e</sup>	21.1	15.0
Brasil . . . . .	...	...	11.7	17.9
México . . . . .	14.5	13.9	18.0	(13.6)
Colombia . . . . .	10.9	15.2	20.3	(23.8)
Panamá . . . . .	...	21.3	18.4	22.2
Perú . . . . .	15.9 <sup>e</sup>	16.1 <sup>f</sup>	16.1 <sup>g</sup>	(16.1)
<i>Tercer grupo</i>				
Bolivia . . . . .	14.1	13.3	16.2	(16.8)
Nicaragua . . . . .	...	20.8 <sup>e</sup>	14.6	22.3
El Salvador . . . . .	...	21.2 <sup>e</sup>	19.1	18.0
Ecuador . . . . .	...	(24.6) <sup>h</sup>	27.6	(15.4)
Guatemala . . . . .	...	19.8 <sup>e</sup>	18.8	16.9
Paraguay . . . . .	(27.3)	29.6	23.5	22.2
Honduras . . . . .	...	23.1 <sup>e</sup>	25.0	23.8
<i>América Latina . . . . .</i>	<i>16.5</i>	<i>15.2</i>	<i>15.2</i>	<i>17.4</i>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

<sup>a</sup> Mayores informaciones en el anexo II, cuadro I.

<sup>b</sup> Los países que no se indican carecen de información.

<sup>c</sup> 1940.

<sup>d</sup> Ver nota a del cuadro 16.

<sup>e</sup> 1950.

<sup>f</sup> 1952.

<sup>g</sup> 1954.

<sup>h</sup> 1951.

<sup>23</sup> Para algunos países estas pérdidas fueron (1958) en porcentajes: Bélgica 6.0, Checoslovaquia 8.8, Dinamarca 13.0, Francia 10.0, Grecia 15.1, Hungría 10.7, los Países Bajos 7.5, Noruega 13.0, Suiza 8.7, España 19.2, el Reino Unido 9.3, Italia 15.9, etc.

a empeorar, ya que en 1949 la diferencia que se examina sólo representaba el 15.2 por ciento de la generación. (Véase el cuadro 38.)

Las pérdidas y consumos no registrados alcanzan valores muy altos en algunos países. En tal caso se encuentran Honduras, Nicaragua, el Paraguay y Panamá (sobre 22 por ciento en 1959). En ellos es menos justificable esta situación por cuanto la generación es termoeléctrica, en el Paraguay totalmente y en los demás países citados, en alta proporción.

Considerando que las principales pérdidas en los procesos de transmisión y distribución varían en proporción al cuadrado del amperaje, es posible que a las horas de punta la potencia perdida para el consumo pase del 20 por ciento en el conjunto de América Latina, agudizando la diferencia entre la demanda de los consumidores y la potencia que efectivamente se les entrega.<sup>24</sup>

Las causas inmediatas de esta situación radican principalmente en la sobrecarga de las redes y en la ejecución, a menudo defectuosa, de las ampliaciones y extensiones de las mismas. Esto, a su vez, obedece a:

- a) Falta de planificación general para el desarrollo técnico y económicamente adecuado de cada red;
- b) Escasez de recursos financieros;
- c) Ausencia de normas técnicas o incumplimiento de ellas para el diseño y ejecución de las redes de distribución, y
- d) Escasez de personal técnico a diversos niveles.

## 2. Consideraciones generales sobre el consumo por sectores

El análisis del consumo eléctrico de los distintos sectores que conforman la actividad económica no sólo permite comprender mejor las diferencias del consumo total por unidad de producto bruto en cada país como consecuencia de estructuras económicas distintas, sino que además proporciona antecedentes adecuados para proyectar las necesidades eléctricas futuras, conforme a planes o hipótesis de desarrollo general.

Es de lamentar que la escasez de estadísticas básicas o la poca uniformidad de las existentes no permita realizar un examen con el detalle que la importancia del caso reclama. En efecto, hay discrepancias en la clasificación de los consumos —doméstico, comercial, alumbrado público, transportes, industrial, etc.— entre los distintos países.

En el conjunto de América Latina, de 50 100 millones de kWh consumidos en 1959,<sup>25</sup> la distribución por

<sup>24</sup> En muchos sistemas el problema de las pérdidas a las horas de punta aún más grave, porque con objeto de limitar la sobrecarga en las centrales, se bajan el voltaje y la frecuencia, acrecentando más aún el amperaje y por ende las pérdidas. A este proceso acumulativo adverso se suma la acción de los reguladores de voltaje que los consumidores instalan para contrarrestar la acción anterior, burlando las reglamentaciones pertinentes.

<sup>25</sup> Para los autoprodutores se ha supuesto que las informaciones disponibles se refieren principalmente al consumo. Se excluyen Haití, la República Dominicana, la Guayana Británica, las Indias Occidentales y Surinam, así como las centrales inferiores a 100 kilovatios en el Brasil, por falta de informaciones sobre el consumo.

centual fue aproximadamente la siguiente: industrial y minero, 55; doméstico, 25; comercial, 7; alumbrado público, 2; transporte y otros, 11. Esta distribución ha variado poco en el último decenio.

### a) *Relación entre el consumo de electricidad como bien final y el producto bruto interno no agrícola y no minero*

La suma de los consumos domésticos, comerciales, de alumbrado público y de transportes de pasajeros (aproximadamente 50 por ciento de los servicios públicos) constituye lo que podría denominarse el consumo urbano no industrial, que representa con admisible error el consumo de electricidad como bien final o —más exactamente— el relacionado con el ingreso personal disponible. Tolerado ese error —que en rigor llega a un 10 por ciento para ajustarse estrictamente al uso de la electricidad como bien final—, los datos disponibles permiten analizar la correlación entre los niveles del consumo por habitante urbano y su ingreso, medido este último por el producto bruto interno no agrícola y no minero.

A la inversa del sector industrial y minero, el sector doméstico-comercial, componente principal del consumo urbano no industrial, está constituido por un gran número de consumidores similares entre sí, que se presta para la aplicación de los procedimientos estadísticos de análisis, con objeto de obtener conclusiones aplicables a los países poco desarrollados con la experiencia correspondiente de los más avanzados. Sin embargo, al estudiar este consumo debe tenerse presente en todo momento la tendencia sustitutiva que en muchos usos ejercen entre sí el gas, el kerosene, etc. y la electricidad.

Con la información promedio para el trienio 1956-58 correspondiente a 32 países, incluyendo 15 latinoamericanos, se confeccionó el gráfico VII con la línea de tendencia correspondiente, que arroja una elasticidad de 1.4 y un grado de correlación cercano a 0.80.

De los países latinoamericanos que se encuentran bastante por debajo de la recta, Venezuela, la Argentina y el Perú —países productores de petróleo— probablemente tienen un consumo alto de hidrocarburos en los sectores doméstico, comercial y de tracción, lo que explicaría su situación en el gráfico. No obstante, cabe esperar que tanto en ellos como en el Paraguay, Guatemala y Nicaragua, el crecimiento de este tipo de consumo aumentará apreciablemente cuando las condiciones de la oferta de electricidad lo permitan, hasta ponerse a tono con la tendencia media de los demás países, conforme al correspondiente nivel del ingreso urbano.

### b) *Relación entre el consumo industrial y minero y el aporte de estos sectores al producto bruto*

Generalmente, los sectores industrial y minero son los mayores consumidores de electricidad en los distintos países. De 44 casos examinados de América Latina

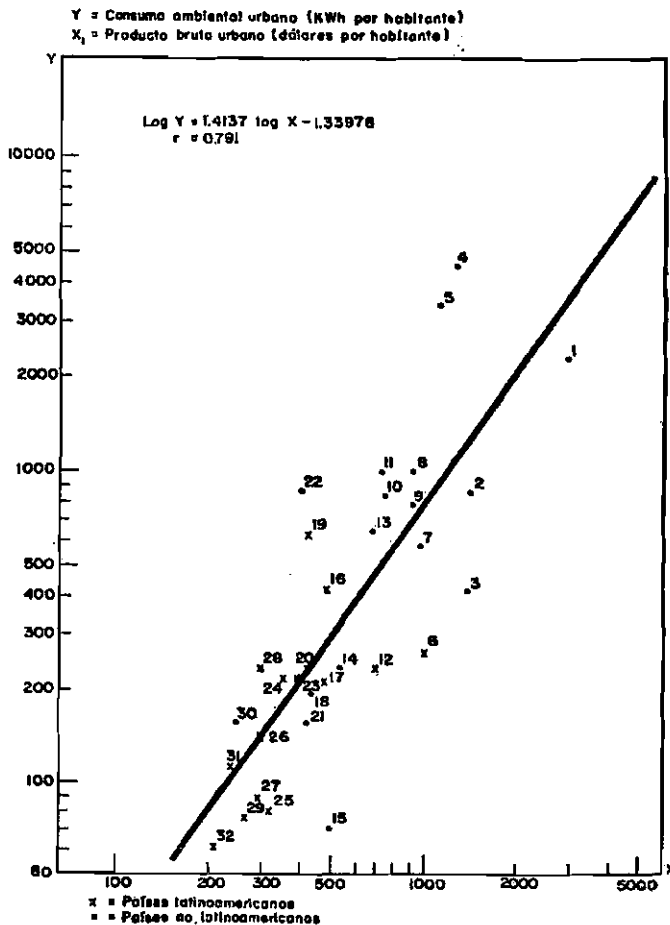
y otras regiones, en 33 (es decir, en el 75 por ciento) el consumo de la industria y la minería fue superior al 50 por ciento del total y en 26 (50 por ciento) ese consumo alcanzó o fue superior al 60 por ciento.

Los países con reducida diversificación industrial pueden presentar enormes diferencias en las relaciones entre el consumo de electricidad y el aporte del sector

**Gráfico VII**

**CORRELACIÓN ENTRE EL CONSUMO AMBIENTAL URBANO DE ELECTRICIDAD Y EL PRODUCTO BRUTO URBANO EN DÓLARES A PRECIOS DE 1950, AMBOS POR HABITANTE<sup>a</sup>**  
(Promedio 1956-58)

ESCALA LOGARÍTMICA



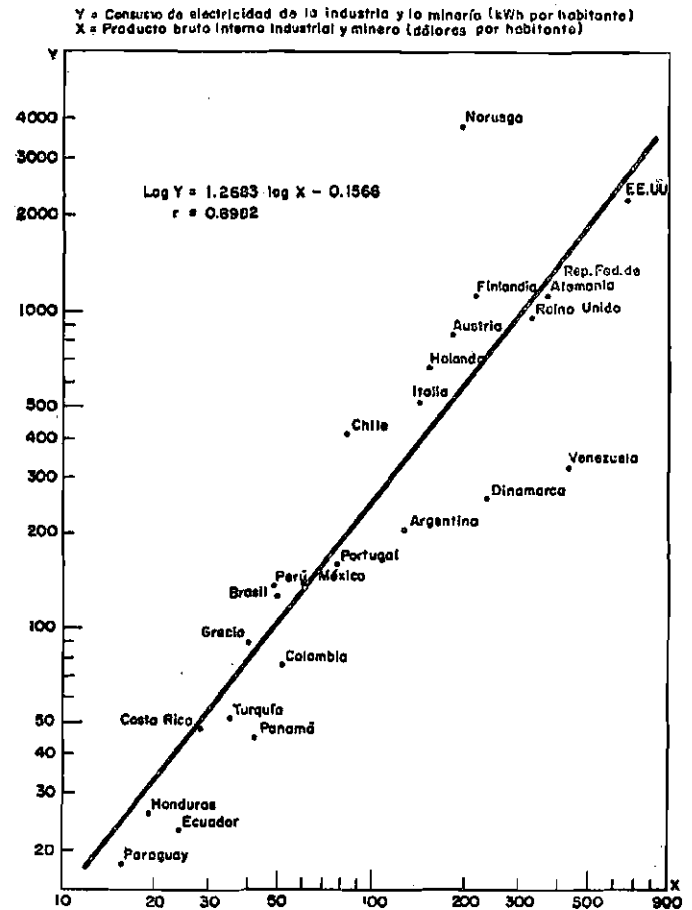
**ORDEN DE PAÍSES**

- |                              |                 |
|------------------------------|-----------------|
| 1. Estados Unidos de América | 17. Panamá      |
| 2. Finlandia                 | 18. Portugal    |
| 3. Bélgica y Luxemburgo      | 19. Costa Rica  |
| 4. Noruega                   | 20. México      |
| 5. Suiza                     | 21. Ceilán      |
| 6. Venezuela                 | 22. Japón       |
| 7. Rep. Federal de Alemania  | 23. Chile       |
| 8. Reino Unido               | 24. Colombia    |
| 9. Dinamarca                 | 25. Nicaragua   |
| 10. Irlanda                  | 26. El Salvador |
| 11. Austria                  | 27. Guatemala   |
| 12. Argentina                | 28. Uruguay     |
| 13. Países Bajos             | 29. Perú        |
| 14. Filipinas                | 30. Grecia      |
| 15. Turquía                  | 31. Ecuador     |
| 16. Brasil                   | 32. Paraguay    |

**Gráfico VIII**

**CORRELACIÓN ENTRE EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y EL PRODUCTO BRUTO INTERNO DE LOS SECTORES INDUSTRIAL Y MINERO EN DÓLARES A PRECIOS DE 1950, AMBOS POR HABITANTE**  
(Promedio 1956-58)

ESCALA LOGARÍTMICA



industrial al producto bruto. Tales diferencias reflejarían la disparidad de consumo eléctrico requerido por la producción unitaria en cada rubro; por ejemplo, la refinación de una tonelada de aluminio precisa más de 20 000 kWh; una de cobre electrolítico, aproximadamente 2 600 y una de petróleo refinado, como 50 kWh.

No obstante esta observación, con la información promedia para el trienio 1956-58 relativa a 24 países, incluyendo 12 latinoamericanos, se confeccionó el gráfico VIII relacionando por habitante el consumo de electricidad en la industria y la minería con el producto bruto interno de esos mismos sectores expresado en dólares de 1950. La elasticidad resultó baja (1.27) y el grado de correlación, 0.90. En la zona central del gráfico y cerca de la recta de regresión —entre 500 y 100 kWh por habitante— se encuentran Chile, la Argentina, México, el Perú y el Brasil, es decir, el grupo de países latinoamericanos de mayor desarrollo industrial.

Esta correlación y la presentada anteriormente examinan aspectos parciales del proceso más amplio estudiado en el gráfico III, que se funda en un número mayor de países y muestra una dispersión menor. De los

países latinoamericanos, Chile, el Perú y el Brasil se encuentran francamente por encima de la recta; los dos primeros tienen un elevado consumo eléctrico ligado a la minería, y el último se distingue por su desarrollo industrial. Venezuela, que está muy por debajo de la línea de tendencia, revela que su actividad más dinámica —el petróleo— no es una elevada consumidora de electricidad por unidad de producción, como ya se vio anteriormente. Los casos de la Argentina, Colombia, Panamá, el Ecuador y el Paraguay indican que en algunos de ellos sus actividades industriales y extractivas requieren proporcionalmente menor cantidad de electricidad, y que en otros aún no se han mecanizado adecuadamente.

### 3. El consumo urbano no industrial

Del consumo neto total de electricidad de los servicios públicos en América Latina en 1959, el consumo urbano

**Cuadro 39**

AMÉRICA LATINA: CONSUMO URBANO NO INDUSTRIAL DE ELECTRICIDAD DE SERVICIO PÚBLICO POR HABITANTE, 1959

País <sup>a</sup>	Consumo no industrial (Millones de kWh)	Habitantes urbanos (Miles)	Consumo por habitante urbano (kWh)
<b>Primer grupo</b>			
Cuba . . . . .	1 317	3 596	366
Venezuela . . . . .	(1 401)	3 942	(355)
Argentina . . . . .	(3 464)	14 224	(244)
Uruguay . . . . .	556 <sup>b</sup>	2 217	251 <sup>b</sup>
Chile . . . . .	1 066	4 768	224
<b>Segundo grupo</b>			
Costa Rica . . . . .	283	407	695
Brasil . . . . .	10 509 <sup>c</sup>	22 871	459
Panamá . . . . .	127	456	279
México . . . . .	4 049 <sup>d</sup>	5 350	(264)
Colombia . . . . .	(1 517)	6 552	(232)
Perú . . . . .	(413)	4 299	(96)
<b>Tercer grupo</b>			
El Salvador . . . . .	122	786	155
Ecuador . . . . .	(169)	1 450	(117)
Nicaragua . . . . .	53	499	106
Guatemala . . . . .	114	1 142	100
Bolivia . . . . .	(126)	1 426	(88)
Paraguay . . . . .	38	538	71
Honduras . . . . .	25	371	67
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>25 349</b>	<b>84 894</b>	<b>298</b>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

<sup>a</sup> Los países que no se indican carecen de información.

<sup>b</sup> Ver nota a del cuadro 16.

<sup>c</sup> Incluye el consumo estimado en 2 460 millones de kWh de electricidad suministrada por las empresas de servicio público con potencia inferior a 100 kW.

<sup>d</sup> Incluye el consumo estimado de 279 millones de kWh, correspondiente a la parte de electricidad importada que destina a este tipo de consumo.

no industrial fue el 62 por ciento (23 500 millones de kWh).

Estimada la población urbana en 85 millones, el consumo promedio por habitante fue de 289 kWh en todo el año, con una distribución bastante irregular, como puede verse en el cuadro 39. Sólo superan el promedio regional en el primer grupo Cuba y Venezuela y en el segundo, Costa Rica y el Brasil. Costa Rica se encuentra en este aspecto muy por encima del resto de los países, entre otras causas por su riqueza en potenciales hidroeléctricos —que contrasta con la escasez de otros recursos de energía— y por la vigorosa política de electrificación que ha seguido principalmente desde 1949.

La participación de este consumo en el servicio público muestra la marcada tendencia al crecimiento, sobre todo en el período 1949-55, de un número reducido de países: Cuba, la Argentina y el Uruguay en el primer grupo; Costa Rica, el Brasil y México, en el segundo, y Bolivia y el Paraguay, en el tercero. (Véase el cuadro 40.)

**Cuadro 40**

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO URBANO NO INDUSTRIAL EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS <sup>a</sup> (Porcientos)

País <sup>b</sup>	1938	1949	1955	1959
<b>Primer grupo</b>				
Cuba . . . . .	...	68.4	71.2	70.8
Venezuela . . . . .	(62.5)	60.2	58.6	(60.0)
Argentina . . . . .	56.8	52.7	53.9	56.5
Uruguay . . . . .	...	(48.0)	51.3	54.6 <sup>c</sup>
Chile . . . . .	61.6 <sup>d</sup>	58.0	55.1	54.3
<b>Segundo grupo</b>				
Costa Rica . . . . .	...	51.2 <sup>e</sup>	92.3	92.5
Brasil . . . . .	...	50.8	64.8	59.0
Panamá . . . . .	...	81.4	81.7	80.4
México . . . . .	(45.8)	53.4	55.8	(55.8)
Colombia . . . . .	76.7	75.5	72.9	(73.8)
Perú . . . . .	51.5 <sup>d</sup>	53.5 <sup>f</sup>	52.0 <sup>g</sup>	(51.7)
<b>Tercer grupo</b>				
El Salvador . . . . .	...	67.3 <sup>e</sup>	70.7	65.2
Ecuador . . . . .	...	87.6 <sup>h</sup>	82.6	(75.3)
Nicaragua . . . . .	...	73.7 <sup>e</sup>	58.6	72.6
Guatemala . . . . .	...	67.1 <sup>e</sup>	67.6	68.3
Bolivia . . . . .	27.3	46.2	48.6	(52.8)
Paraguay . . . . .	...	63.2	64.1	67.9
Honduras . . . . .	...	80.0 <sup>e</sup>	72.3	78.1
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>53.8</b>	<b>53.1</b>	<b>60.8</b>	<b>59.5</b>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

<sup>a</sup> Informaciones para otros años aparecen en el anexo II, cuadro J.

<sup>b</sup> Los países que no se indican carecen de información.

<sup>c</sup> Ver nota a del cuadro 16.

<sup>d</sup> 1940.

<sup>e</sup> 1950.

<sup>f</sup> 1952.

<sup>g</sup> 1954.

<sup>h</sup> 1951.

El cuadro 41 da idea de este consumo por países y de su evolución en el tiempo. El ritmo de crecimiento mayor en la última década correspondió a Venezuela, Nicaragua y Honduras, con tasas anuales comprendidas entre 22 y 18 por ciento para el período 1955-59. (Véase más adelante el cuadro 49.) Conviene recordar aquí que al nivel de desarrollo de los países latinoamericanos dos son los factores que inciden apreciablemente en el crecimiento de este tipo de consumos:

- i) el aumento del número de consumidores, consecuencia del crecimiento demográfico urbano y de la extensión de los sistemas eléctricos de carácter público; y
- ii) el aumento del consumo específico por habitante, consecuencia de niveles de ingreso medio superiores y de una mejor distribución de ese ingreso (mejores niveles de vida y sustitución de otras fuentes energéticas).

**Cuadro 41**

AMÉRICA LATINA: CONSUMO URBANO NO INDUSTRIAL DE ELECTRICIDAD  
(Millones de kWh)

País <sup>a</sup>	1938	1949	1955	1959
<b>Primer grupo</b>				
Argentina . . . . .	1 089	1 869	2 656	(3 464)
Cuba . . . . .	...	485	851	1 317
Chile . . . . .	308 <sup>b</sup>	554	890	1 066
Uruguay . . . . .	...	(217)	398	556 <sup>c</sup>
Venezuela . . . . .	(60)	228	634	(1 401)
<b>Segundo grupo</b>				
Brasil <sup>d</sup> . . . . .	...	2 663	7 722	10 509
Colombia . . . . .	201	596	1 057	(1 517)
Costa Rica . . . . .	...	104 <sup>e</sup>	193	283
México <sup>f</sup> . . . . .	839	1 676	2 703	4 049
Panamá . . . . .	...	48	76	127
Perú . . . . .	136 <sup>b</sup>	207 <sup>g</sup>	247 <sup>h</sup>	(413)
<b>Tercer grupo</b>				
Bolivia . . . . .	15	66	88	(126)
Ecuador . . . . .	...	(78) <sup>i</sup>	128	(169)
El Salvador . . . . .	...	35 <sup>e</sup>	75	122
Guatemala . . . . .	...	49 <sup>e</sup>	73	114
Honduras . . . . .	...	8 <sup>e</sup>	13	25
Nicaragua . . . . .	...	14 <sup>e</sup>	24	53
Paraguay . . . . .	...	12	25	38
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>2 648</b>	<b>8 909</b>	<b>17 853</b>	<b>25 349</b>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

Nota: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

a Los países que no se indican carecen de información.

b 1940.

c Ver nota a del cuadro 16.

d Incluye el consumo estimado en 1 574 o 2 460 millones de kWh respectivamente para los años 1955 y 1959, de electricidad suministrada por las empresas de servicio público con potencia inferior a 100 kW.

e 1950.

f Incluye para los años 1938, 1949, 1955 y 1959 el consumo de electricidad importada que se destina a este tipo de consumo, estimado respectivamente en 11, 72, 168 y 279 millones de kWh.

g 1952.

h 1954.

i 1951.

**Cuadro 42**

AMÉRICA LATINA: CONSUMO DOMÉSTICO DE ELECTRICIDAD DE SERVICIO PÚBLICO<sup>a</sup>

(Millones de kWh)

País <sup>b</sup>	1938	1949	1955	1959
<b>Primer grupo</b>				
Argentina <sup>c</sup> . . . . .	619	1 326	2 129	2 906
Cuba <sup>c</sup> . . . . .	...	343	725	1 141
Chile . . . . .	124 <sup>d</sup>	244	391	462
Uruguay . . . . .	...	(127)	273	401 <sup>e</sup>
Venezuela <sup>f</sup> . . . . .	(60)	228	634	1 401
<b>Segundo grupo</b>				
Brasil . . . . .	...	1 033	1 756 <sup>g</sup>	2 676 <sup>g</sup>
Colombia . . . . .	201	(328)	1 057 <sup>h</sup>	1 517 <sup>i</sup>
Costa Rica . . . . .	...	83 <sup>h</sup>	156	224
México . . . . .	(229)	387	691	1 054
Panamá . . . . .	...	18	28	47
Perú <sup>c</sup> . . . . .	106 <sup>d</sup>	177 <sup>i</sup>	216 <sup>j</sup>	368
<b>Tercer grupo</b>				
Bolivia . . . . .	9	45	66	90
Ecuador <sup>c</sup> . . . . .	...	56 <sup>k</sup>	95	127
El Salvador . . . . .	...	10 <sup>h</sup>	33	55
Guatemala . . . . .	...	28 <sup>h</sup>	45	74
Honduras . . . . .	...	6 <sup>h</sup>	10	16
Nicaragua . . . . .	...	10 <sup>h</sup>	17	32
Paraguay <sup>c</sup> . . . . .	...	9	21	33
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>1 348</b>	<b>4 458</b>	<b>8 343<sup>g</sup></b>	<b>12 624<sup>k</sup></b>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

Nota: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

a Informaciones sobre otros años en el anexo II, cuadro J.

b Los países que no se indican carecen de información.

c Incluye consumo comercial.

d 1940.

e Ver nota b del cuadro 16.

f Incluye consumo comercial, alumbrado público, transporte y otros.

g Se excluye en el Brasil el consumo doméstico correspondiente a los servicios públicos de potencia inferior a 100 kW por falta de información.

h 1950.

i 1952.

j 1954.

k 1951.

a) Consumo doméstico

La incidencia de este sector dentro del consumo urbano no industrial en toda América Latina<sup>26</sup> alcanzó en 1959 el 50 por ciento, llegando a 12 600 millones de kWh luego de alcanzar solamente a 4.5 millones en 1949. (Véase el cuadro 42.)

El ritmo de crecimiento se ha mantenido en la última década con una tasa acumulativa anual del 11 por ciento aproximadamente para el conjunto de los países. En aquel año arrojó un promedio aproximado de 150 kWh por habitante urbano, en tanto que un decenio antes era sólo como la mitad.

La participación sobre el total de los servicios públicos fue de 33.2 por ciento en 1959 (en 1938 había sido de 27.5 por ciento), con variaciones comprendidas entre los valores extremos correspondientes a Costa Rica (73.2

<sup>26</sup> Excluyendo en el Brasil el correspondiente a las centrales de servicio público inferiores a 100 kW.

por ciento) y México (15.6 por ciento). A excepción de Colombia, Chile, el Ecuador, Venezuela, Nicaragua y Panamá, que dentro del crecimiento absoluto denotan un ligero descenso de su participación en el total de los consumos del servicio público (durante las dos últimas décadas), y del Brasil, que registra una relativa estabilidad, todos los demás acusan un avance. (Véase el cuadro 43.) El consumo doméstico tiene gran importancia en relación con los demás consumos en las primeras etapas del desarrollo económico, la que va disminuyendo a medida que avanza aquél, para recobrar impulso a niveles muy altos (como ocurre en los Estados Unidos).

En determinados centros urbanos importantes (Buenos Aires, Santiago, Bogotá, Caracas, etc.) la disponibilidad de gas ha sido factor de considerable influencia para limitar el empleo de la electricidad en el hogar; en otras ciudades menores, el kerosene ha jugado un papel similar. A la inversa, en algunas poblaciones —San José, La Paz, etc.— que disponen de electricidad de origen hidráulico y carecen de facilidades para el suministro

**Cuadro 43**

AMÉRICA LATINA: CONSUMO DOMÉSTICO DE ELECTRICIDAD EN RELACIÓN AL TOTAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS <sup>a</sup>  
(Porcientos)

País	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Argentina <sup>b</sup> . . . . .	32.3	37.4	43.2	47.4
Cuba <sup>b</sup> . . . . .	...	48.4	60.7	61.3
Chile . . . . .	24.8 <sup>c</sup>	25.5	24.2	23.5
Uruguay . . . . .	...	28.1	35.2	39.4 <sup>d</sup>
Venezuela <sup>e</sup> . . . . .	62.5	60.2	58.6	60.6
<i>Segundo grupo</i>				
Brasil . . . . .	...	19.7	18.5	19.6
Colombia . . . . .	76.7 <sup>e</sup>	41.6	72.9 <sup>e</sup>	73.8 <sup>e</sup>
Costa Rica . . . . .	...	72.8 <sup>f</sup>	74.6	73.2
México . . . . .	12.7	12.9	15.2	15.6
Panamá . . . . .	...	30.5	30.1	29.7
Perú <sup>b</sup> . . . . .	40.1 <sup>c</sup>	45.7 <sup>g</sup>	45.5 <sup>h</sup>	45.1
<i>Tercer grupo</i>				
Bolivia . . . . .	16.4	31.5	36.5	37.7
Ecuador <sup>b</sup> . . . . .	...	62.9 <sup>i</sup>	61.3	56.3
El Salvador . . . . .	...	19.2 <sup>b</sup>	31.1	29.4
Guatemala . . . . .	...	38.2 <sup>b</sup>	41.7	44.3
Honduras . . . . .	...	60.0 <sup>b</sup>	55.6 <sup>b</sup>	50.0
Nicaragua . . . . .	...	52.6 <sup>b</sup>	41.5	43.8
Paraguay <sup>b</sup> . . . . .	...	47.4	53.9	58.9
<i>América Latina</i> . . . . .	27.5	27.8	31.5	33.2

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
<sup>a</sup> Información sobre otros años en el anexo II, cuadro K.  
<sup>b</sup> Incluye consumo comercial.  
<sup>c</sup> 1940.  
<sup>d</sup> Ver nota a del cuadro 16.  
<sup>e</sup> Incluye comercial, alumbrado público, transporte.  
<sup>f</sup> 1950.  
<sup>g</sup> 1952.  
<sup>h</sup> 1954.  
<sup>i</sup> 1951.

**Cuadro 44**

AMÉRICA LATINA: CONSUMO COMERCIAL DE ELECTRICIDAD DE SERVICIO PÚBLICO <sup>a</sup>

País <sup>b</sup>	1959 (Millones de kWh)	Porcientos del servicio público		
		1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Argentina . . . . .	c	c	c	c
Cuba . . . . .	c	c	c	c
Chile . . . . .	172	8.5	8.5	8.8
Uruguay . . . . .	95 <sup>d</sup>	(9.3)	10.6	9.3 <sup>d</sup>
Venezuela . . . . .	c	c	c	c
<i>Segundo grupo</i>				
Brasil . . . . .	1 978	19.7	18.5	19.6
Colombia . . . . .	c	(11.9)	c	c
Costa Rica . . . . .	43	13.1 <sup>e</sup>	13.9	14.1
México . . . . .	(966)	8.8	16.4	(14.3)
Panamá . . . . .	61	37.3	43.0	38.6
Perú . . . . .	c	c	c	c
<i>Tercer grupo</i>				
Bolivia . . . . .	(31)	11.9	10.5	(13.2)
Ecuador . . . . .	c	c	c	c
El Salvador . . . . .	31	15.4 <sup>e</sup>	16.0	16.6
Guatemala . . . . .	24	15.1 <sup>e</sup>	15.7	14.3
Honduras . . . . .	5	c	c	c
Nicaragua . . . . .	8	c	4.9	11.0
Paraguay . . . . .	c	c	c	c
<i>América Latina</i> . . . . .	3 409	6.8	9.0	9.0

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
 Nota: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.  
<sup>a</sup> Información sobre otros años en el anexo II, cuadros J y K.  
<sup>b</sup> Los países que no se indican carecen de información.  
<sup>c</sup> Incluido en el consumo doméstico.  
<sup>d</sup> Ver nota a del cuadro 16.  
<sup>e</sup> 1950.

de gas, el consumo para cocinas y planchas eléctricas, por ejemplo, se encuentra muy extendido.

**b) Consumo comercial**

Aunque la clasificación no es uniforme, ese consumo suele comprender las actividades comerciales, incluyendo pequeñas industrias o artesanías, y se realiza, con fines tarifarios, en el momento de suscribir los respectivos contratos de suministro de energía.

En América Latina, considerada en conjunto, este consumo llegó a 3 400 millones de kWh en 1959 (véase el cuadro 44) acusando una tasa de crecimiento anual de 9.4 por ciento para el período 1955-59. Su participación dentro de los servicios públicos fue de 9.0 por ciento; por países, esa participación oscila aproximadamente entre 8 y 20 por ciento.<sup>27</sup> La tendencia general acusa un crecimiento relativo de este tipo de consumo, aunque en Chile, el Uruguay, El Salvador y Guatemala se registra una estabilización o un descenso.

<sup>27</sup> En Panamá, que pasa de 30 por ciento, debe corresponder a un criterio diferente de clasificación.

c) *Alumbrado público*

Además del alumbrado propiamente dicho, en algunos sistemas se incluyen los consumos de las oficinas públicas. De ahí que, como en los casos anteriores, no sea estrictamente homogénea la información. En toda la región alcanzó a 810 millones de kWh en 1959, con una tasa de crecimiento de 9.7 por ciento anual en el período 1955-59. (Véase el cuadro 45.) Dentro de los consumos totales, la participación de los servicios públicos fue de 2.1 por ciento, con una leve tendencia a declinar. Por países, esa participación parece comprendida entre 2 y 7 por ciento, limitada estrictamente al alumbrado de calles, parques y plazas. Probablemente en Colombia, el Ecuador y Panamá, que sobrepasan esa incidencia, incluyen otros servicios en el rubro indicado.

La participación que se examina registra, salvo raras excepciones (el Ecuador, México, Panamá, Honduras y Nicaragua), leves declinaciones con el tiempo o una situación más o menos estable.

**Cuadro 45**

AMÉRICA LATINA: CONSUMO DE ALUMBRADO PÚBLICO <sup>a</sup>

País <sup>b</sup>	1959 (Millones de kWh)	Porcientos del servicio público		
		1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Argentina . . . .	166	3.7	3.0	2.7
Cuba . . . . .	<sup>c</sup>	<sup>c</sup>	<sup>c</sup>	<sup>c</sup>
Chile . . . . .	76	3.7	3.6	3.9
Uruguay . . . . .	24 <sup>d</sup>	3.3	2.7	2.4 <sup>d</sup>
Venezuela . . . .	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>
<i>Segundo grupo</i>				
Brasil . . . . .	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>
Colombia . . . . .	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>
Costa Rica . . . .	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>
México . . . . .	426	7.5	5.6	6.3
Panamá . . . . .	19	10.2	8.6	12.0
Perú . . . . .	45	7.8 <sup>f</sup>	6.5 <sup>g</sup>	5.6
<i>Tercer grupo</i>				
Bolivia . . . . .	5	2.8	1.6	1.9
Ecuador . . . . .	31	11.2 <sup>h</sup>	16.1	13.9
El Salvador . . . .	6	<sup>c</sup>	3.8	3.2
Guatemala . . . . .	5	<sup>c</sup>	<sup>c</sup>	3.0
Honduras . . . . .	2	<sup>c</sup>	5.6	6.3
Nicaragua . . . . .	4	<sup>c</sup>	4.9	5.5
Paraguay . . . . .	3	5.3	5.1	5.4
<i>América Latina</i> . .	811	3.8	2.1	2.1

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
<sup>a</sup> Informaciones sobre otros años en el anexo II, Cuadros J y K.  
<sup>b</sup> Los países que no se indican carecen de información.  
<sup>c</sup> Incluido en el consumo de transporte y otros.  
<sup>d</sup> Ver nota a del cuadro 16.  
<sup>e</sup> Incluido en el consumo doméstico.  
<sup>f</sup> 1952.  
<sup>g</sup> 1954.  
<sup>h</sup> 1951.

**Cuadro 46**

AMÉRICA LATINA: CONSUMO DEL TRANSPORTE Y OTROS DE ELECTRICIDAD DE SERVICIO PÚBLICO <sup>a</sup>

País <sup>b</sup>	1959 (Millones de kWh)	Porcientos del servicio público		
		1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Argentina . . . .	(392)	11.6	7.7	(6.4)
Cuba <sup>c</sup> . . . . .	176	20.0	10.5	9.5
Chile . . . . .	356	20.3	18.8	18.1
Uruguay . . . . .	36 <sup>d</sup>	(7.3)	2.8	3.5 <sup>d</sup>
Venezuela . . . .	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>
<i>Segundo grupo</i>				
Brasil <sup>e</sup> . . . . .	3 395	20.8	32.7	24.9
Colombia . . . . .	<sup>e</sup>	(2.5)	<sup>e</sup>	<sup>e</sup>
Costa Rica <sup>e</sup> . . . .	16	5.3 <sup>f</sup>	3.8	5.2
México . . . . .	(1 324)	24.2	18.5	(19.6)
Panamá . . . . .	—	3.4	—	—
Perú . . . . .	—	—	—	—
<i>Tercer grupo</i>				
Bolivia . . . . .	—	—	—	—
Ecuador . . . . .	(11)	13.5 <sup>g</sup>	5.2	(5.1)
El Salvador . . . .	30	32.7 <sup>f</sup>	19.8	16.0
Guatemala . . . . .	11	13.7 <sup>f</sup>	10.2 <sup>c</sup>	6.7
Honduras . . . . .	2	20.0 <sup>f</sup>	11.1	6.2
Nicaragua . . . . .	9	21.1 <sup>f</sup>	7.3	12.3
Paraguay . . . . .	2	10.5	5.1	3.6
<i>América Latina</i> . .	5 758	16.7	18.2	15.1

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
 NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.  
<sup>a</sup> Informaciones sobre otros años en el anexo II, cuadros J y K.  
<sup>b</sup> Los países que no se indican carecen de información.  
<sup>c</sup> Incluye alumbrado público.  
<sup>d</sup> Ver nota a del cuadro 16.  
<sup>e</sup> Incluido el consumo doméstico.  
<sup>f</sup> 1950; incluye alumbrado público.  
<sup>g</sup> 1951.

d) *Transportes y otros*

También es heterogénea la información relativa a ese sector del consumo. De todos modos, el consumo principal corresponde al transporte y dentro de él al tráfico urbano de pasajeros, aunque en algunos países (el Brasil, México, la Argentina y Chile) el transporte suburbano tiene una incidencia apreciable.

Para toda América Latina este consumo llegó a 5 800 millones de kWh en 1959 (véase el cuadro 46), con una tasa acumulativa anual de 4.4 por ciento en el período 1955-59. Dentro del total de los servicios públicos en toda el área, la incidencia fue de 15.1 por ciento en el mismo año, con tendencia relativamente estable.

Para la Argentina, Chile y el Brasil se nota un descenso de esa participación (en el último sólo desde 1955), en tanto que en México se observa un leve ascenso luego de una baja en el período 1949-55. Entre los países de menor consumo por habitante, la mayoría registra una tendencia a la disminución en este tipo de consumo. En valores absolutos, la Argentina, Chile y el



Brasil acusan un crecimiento pequeño; sin embargo, con respecto a Chile se espera un incremento apreciable en 1962 con la electrificación del ferrocarril Santiago-Chillán, que luego se extenderá hasta la ciudad de Temuco.

#### 4. El consumo industrial y minero

Del consumo total de electricidad, a la industria y a la minería latinoamericanas correspondieron unos 27 500 millones de kWh en 1959. Ese mismo consumo fue de 10 100 y 18 900 millones en 1949 y 1955, respectivamente.

Cinco países —el Brasil, la Argentina, México, Chile y Venezuela— representaron en conjunto más de las cuatro quintas partes (81.2 por ciento) de ese total. (Véase el cuadro 47.)

La participación de este consumo (factor de producción) en el consumo total de electricidad alcanzó a 54.9 por ciento para toda América Latina en 1959. En los países con mayor producción manufacturera o que tienen actividades de exportación con elevado insumo de electricidad —el Perú, Chile, Bolivia, Honduras, Nicaragua, Venezuela— incide en cerca del 65 por

**Cuadro 47**  
AMÉRICA LATINA: CONSUMO INDUSTRIAL  
Y MINERO DE ELECTRICIDAD<sup>a</sup>  
(Millones de kWh)

País <sup>b</sup>	1938	1949	1955	1959
<b>Primer grupo</b>				
Argentina . . . . .	1 231	2 412	3 175	(4 761)
Cuba . . . . .	...	557	713	1 071
Chile . . . . .	1 543 <sup>c</sup>	2 256	2 718	3 108
Uruguay . . . . .	...	(235)	378	(439)
Venezuela . . . . .	(161)	(707)	(1 559)	(2 524)
<b>Segundo grupo</b>				
Brasil . . . . .	...	...	4 466	7 087
Colombia . . . . .	101	393	823	(1 189)
Costa Rica . . . . .	...	34 <sup>d</sup>	47	46
México . . . . .	1 372	2 217	3 400	(4 890)
Panamá . . . . .	...	17	37	56
Perú . . . . .	451 <sup>e</sup>	769 <sup>e</sup>	1 025 <sup>f</sup>	(1 642)
<b>Tercer grupo</b>				
Bolivia . . . . .	(165)	233	257	(251)
Ecuador . . . . .	...	(34) <sup>g</sup>	72	(118)
El Salvador . . . . .	...	39 <sup>d</sup>	45	72
Guatemala . . . . .	...	47 <sup>d</sup>	67	95
Honduras . . . . .	...	39 <sup>d</sup>	42	51
Nicaragua . . . . .	...	70 <sup>d</sup>	93	100
Paraguay . . . . .	...	17	26	33
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>5 024</b>	<b>10 076</b>	<b>18 943</b>	<b>27 534</b>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
a Informaciones sobre otros años en el anexo II, cuadro J.  
b Los países que no se indican carecen de información.  
c 1940.  
d 1950.  
e 1952.  
f 1954.  
g 1951.

**Cuadro 48**

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO  
DEL SECTOR INDUSTRIAL Y MINERO SOBRE EL  
TOTAL DEL CONSUMO ELÉCTRICO  
(Porcientos)

País	1938	1949	1955	1959
<b>Primer grupo</b>				
Argentina . . . . .	53.1	56.3	54.5	(57.9)
Cuba . . . . .	...	53.5	45.6	44.8
Chile . . . . .	83.4 <sup>a</sup>	80.3	75.3	74.5
Uruguay . . . . .	...	(52.0)	48.7	(45.4)
Venezuela . . . . .	(78.9)	(75.6)	(71.1)	(64.3)
<b>Segundo grupo</b>				
Brasil <sup>b</sup> . . . . .	...	...	42.1	46.8
Colombia . . . . .	33.4	39.7	43.8	43.9
Costa Rica . . . . .	...	24.6 <sup>c</sup>	19.6	14.0
México . . . . .	(62.4)	58.0	57.3	(56.5)
Panamá <sup>d</sup> . . . . .	...	26.2	32.7	30.6
Perú . . . . .	76.8 <sup>a</sup>	78.8 <sup>e</sup>	80.6 <sup>f</sup>	(79.9)
<b>Tercer grupo</b>				
Bolivia . . . . .	(86.8)	77.9	74.5	(66.6)
Ecuador . . . . .	...	21.4 <sup>e</sup>	36.0	(41.1)
El Salvador . . . . .	...	52.7 <sup>c</sup>	37.5	37.1
Guatemala . . . . .	...	49.0 <sup>c</sup>	47.9	45.5
Honduras . . . . .	...	83.0 <sup>c</sup>	76.4	67.1
Nicaragua . . . . .	...	83.3 <sup>e</sup>	79.5	65.4
Paraguay . . . . .	...	58.6	51.0	46.5
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>65.5<sup>g</sup></b>	<b>62.0<sup>h</sup></b>	<b>54.0</b>	<b>54.9</b>

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.  
a 1940.  
b Véase anexo II, cuadro J, nota p.  
c 1950.  
d No incluye la Zona del Canal por carencia de informaciones.  
e 1951.  
f 1954.  
g Incluye Argentina, Chile, Venezuela, Colombia, México, Perú y Bolivia.  
h Excluye Brasil.

ciento o más del consumo eléctrico total. (Véase el cuadro 48.)

El crecimiento del consumo de este sector anota un ritmo ascendente; en efecto, la tasa acumulativa anual pasó del 6.4 por ciento en el período 1938-59 a 7.3 por ciento en 1949-59 y al 9.8 por ciento en 1955-59. (Véase el cuadro 49.)

Realizando la comparación con el aumento del volumen de la producción manufacturera, se ve que superó a éste, ya que sus tasas de crecimiento anual fueron inferiores: 5.6 por ciento en 1949 y 5.9 por ciento en 1955-59.

Como el aumento de la producción minera —incluyendo el hierro, el petróleo y el azufre, que fueron los más dinámicos— sólo fue de 5.9 por ciento al año, tanto en 1950-59 como en 1955-59, el mayor consumo eléctrico en los últimos años refleja un alza de la mecanización general de las industrias y un aumento en la producción de los rubros con mayores insumos eléctricos.

El gráfico IX presenta, para algunos países, la evolu-

Cuadro 49

## AMÉRICA LATINA: COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CONSUMIDOR

(Tasas de crecimiento medio anual en porcentos)

País <sup>a</sup>	Período	Servicio público			País <sup>a</sup>	Período	Servicio público		
		Urbano no industrial	Industrial	Industria y minería			Urbano no industrial	Industrial	Industria y minería
Argentina . . .	1938-59	(5.6)	(5.6)	(6.7)	Costa Rica . . .	1938-59	...	...	...
	1949-59	(6.4)	(4.8)	(7.0)		1949-59 <sup>f</sup>	11.8	9.7	3.4
	1955-59	(6.9)	(4.0)	(10.7)		1955-59	10.0	9.5	-0.5
Bolivia . . . .	1938-59	(10.7)	(5.0)	(2.0)	Cuba . . . . .	1938-59	...	...	...
	1949-59	(6.7)	(3.8)	(0.7)		1949-59	10.5	9.3	6.8
	1955-59	(9.4)	(4.8)	(-0.6)		1955-59	11.5	12.1	10.7
Brasil . . . . .	1938-50	...	...	...	El Salvador . . .	1938-59	...	...	...
	1949-59	11.7	8.1	...		1949-59 <sup>f</sup>	14.9	16.1	7.0
	1955-59	7.0	13.8	12.3		1955-59	12.9	20.3	12.5
Colombia . . . .	1938-59	(10.1)	(11.9)	(12.5)	Guatemala . . .	1938-59	...	...	...
	1949-59	(9.8)	(10.8)	(11.7)		1949-59 <sup>f</sup>	9.8	9.2	8.1
	1955-59	(9.5)	(8.2)	(9.6)		1955-59	11.8	10.9	9.1
Chile . . . . .	1938-59 <sup>b</sup>	6.8	8.4	3.8	Honduras . . . .	1938-59	...	...	...
	1949-59	6.8	8.3	3.3		1949-59 <sup>f</sup>	13.5	14.9	3.0
	1955-59	4.6	5.5	3.4		1955-59	17.8	8.8	5.0
Ecuador . . . .	1938-59	...	...	...	México . . . . .	1938-59	(7.5)	(5.5)	(6.2)
	1949-59 <sup>c</sup>	(10.1)	(22.6)	(16.8)		1949-59	(8.9)	(7.9)	(8.2)
	1955-59	(7.2)	(20.0)	(13.1)		1955-59	(10.4)	(10.4)	(9.5)
Paraguay . . . .	1938-59	...	...	...	Nicaragua . . . .	1938-59	...	...	...
	1949-59	12.4	9.9	6.9		1949-59 <sup>f</sup>	15.9	16.7	4.0
	1955-59	11.0	6.5	6.1		1955-59	21.9	4.1	1.8
Perú . . . . .	1938-59 <sup>b</sup>	(6.0)	(6.2)	(7.0)	Panamá . . . . .	1938-59	...	...	...
	1949-59 <sup>d</sup>	(10.3)	(12.2)	(11.5)		1949-59	10.2	10.9	12.6
	1955-59 <sup>e</sup>	(10.8)	(12.0)	(9.9)		1955-59	13.7	16.1	10.9
Uruguay . . . .	1938-59	...	...	...	<i>América Latina</i>	1938-59	7.4 <sup>g</sup>	6.5 <sup>g</sup>	6.4 <sup>g</sup>
	1949-58	11.0	7.9	7.9		1949-59	9.8 <sup>h</sup>	7.9 <sup>h</sup>	7.3 <sup>i</sup>
	1955-58	11.8	7.0	7.0		1955-59	8.8 <sup>h</sup>	10.3 <sup>h</sup>	9.8 <sup>h</sup>
Venezuela . . .	1938-59	(16.2)	(16.8)	(14.0)					
	1949-59	(19.8)	(20.0)	(13.6)					
	1955-59	(21.9)	(20.2)	(12.8)					

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: Las cifras entre paréntesis son estimaciones.

<sup>a</sup> No se dispone de la información correspondiente a los países que figuran en el cuadro.<sup>b</sup> 1940-59.<sup>c</sup> 1951-59.<sup>d</sup> 1952-59.<sup>e</sup> 1954-59.<sup>f</sup> 1950-59.<sup>g</sup> Incluye siete países: Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Perú, Venezuela y México.<sup>h</sup> Excluye Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.<sup>i</sup> Excluye Brasil, Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.

ción del consumo de electricidad por dólar de producto bruto interno a precios constantes de 1950, con respecto a los sectores industriales que se examinan. A excepción del Brasil y Chile, las curvas revelan un marcado aumento del consumo de electricidad por unidad de producción. Por el contrario, la participación de las industrias extractivas y manufactureras dentro del consumo total de electricidad es descendente para el conjunto de América Latina, a consecuencia del aumento más rápido del consumo de esta forma de energía como bien final. En efecto, de una participación del 65.5 por ciento que

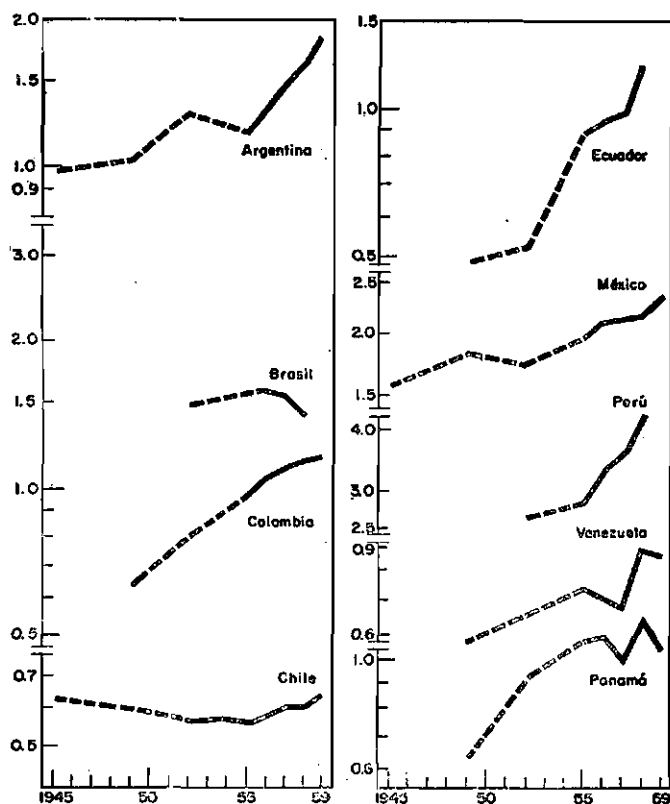
registró en 1938, bajó a 62.0 en 1949 y a 54.9 en 1959. (Véase de nuevo el cuadro 48.)

Así, el panorama del consumo eléctrico reflejaría la tendencia de los países del área a lograr mejores niveles de vida con mayor rapidez que el aumento de la producción en los sectores señalados, puesto que la mejoría en el rendimiento por kWh no puede llegar a compensar el descenso de esa participación. En el período 1955-59 ese descenso aparece además acentuado para algunos países —Venezuela, Chile, el Perú, Bolivia, etc.— por debilitamiento de los mercados internacio-

Gráfico IX

CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR DÓLAR DE PRODUCTO BRUTO INTERNO DE LOS SECTORES INDUSTRIAL Y MINERO  
(kWh por dólar a precios de 1950)

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



nales con respecto a sus principales productos de exportación.

a) *Participación de los servicios públicos en el consumo eléctrico de las industrias manufactureras y extractivas*

En términos generales puede afirmarse que la participación de los servicios públicos en el abastecimiento eléctrico de las actividades industriales está determinada por la oferta de aquéllos, ya que —con excepción del Uruguay, donde los servicios públicos satisfacen por completo las necesidades eléctricas del país— en toda América Latina hay autogeneración susceptible de ser desplazada en una elevada proporción. En efecto, sólo las actividades mineras muy alejadas de los centros urbanos y algunas manufactureras que complementan sus procesos industriales con la generación termoeléctrica pueden considerarse al margen de una oferta amplia de electricidad a precios razonables en las redes de los servicios públicos.

En varios países latinoamericanos puede comprobarse que en los últimos veinte años toda medida orientada a ampliar o detener el crecimiento de los servicios

públicos en el sector eléctrico determinó con rapidez en el primer caso una retracción y en el segundo un aumento de los servicios de autogeneración.

Para el conjunto de América Latina los servicios públicos concurren en 1959 al abastecimiento del 56 por ciento de las necesidades eléctricas de los sectores industriales señalados, denotando una relativa estabilización en el último quinquenio (55 por ciento en 1955), pero un marcado ascenso con respecto a 1949 (año en que sólo alcanzó el 46 por ciento), no obstante la escasez a que se hizo referencia en la sección IV. (Véase el cuadro 50.)

En 1959 suministraron a los sectores industriales examinados un porcentaje igual o superior al promedio regional indicado los servicios públicos del Uruguay y la Argentina (en el primer grupo de países), el Brasil, México y Panamá (en el segundo grupo), El Salvador y Guatemala (en el tercero).

Cuadro 50

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS AL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA Y DE LA MINERÍA<sup>a</sup>

(Porcientos)

País <sup>b</sup>	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Argentina . . . . .	67.3	69.6	71.7	56.0
Cuba . . . . .	...	32.8	48.3	50.7
Chile . . . . .	12.4 <sup>c</sup>	17.9	26.6	28.8
Uruguay . . . . .	...	100.0	100.0	100.0
Venezuela . . . . .	22.3	21.4	28.7	37.0
<i>Segundo grupo</i>				
Brasil . . . . .	...	...	74.9	79.1
Colombia . . . . .	60.3	49.1	47.8	45.3
Costa Rica . . . . .	...	29.4 <sup>d</sup>	34.0	50.0
México . . . . .	71.4	63.2	59.2	61.1
Panamá . . . . .	...	64.7	45.9	55.4
Perú . . . . .	28.4 <sup>e</sup>	23.4 <sup>e</sup>	22.2 <sup>f</sup>	24.4
<i>Tercer grupo</i>				
Bolivia . . . . .	24.2	33.0	36.2	44.6
Ecuador . . . . .	...	32.4 <sup>g</sup>	37.5	47.5
El Salvador . . . . .	...	43.6 <sup>d</sup>	68.9	90.3
Guatemala . . . . .	...	51.1 <sup>d</sup>	52.2	55.8
Honduras . . . . .	...	5.1 <sup>d</sup>	11.9	13.7
Nicaragua . . . . .	...	7.1 <sup>d</sup>	18.3	20.0
Paraguay . . . . .	...	41.2	53.8	54.5
América Latina . . . . .	45.1	45.7	54.9	55.9

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

a) Informaciones sobre otros años en el Anexo II, cuadro J.

b) Los países que no se indican carecen de información.

c) 1940.

d) 1950.

e) 1952.

f) 1954.

g) 1951.

b) *Incidencia del consumo industrial en los servicios públicos*

El consumo industrial atendido por los servicios públicos fue de 15 400 millones de kWh para toda América Latina en 1959, en tanto que en 1949 y 1955 fue de 7 200 y 10 400 millones de kWh respectivamente. (Véase el cuadro 51.)

No obstante tal crecimiento —que implica una tasa acumulativa anual de 7.9 por ciento en la última década—, va disminuyendo la participación del consumo industrial dentro de los servicios públicos. Luego de representar para toda la región cerca del 47 por ciento en los años 1938 y 1949, bajó a aproximadamente el 40

**Cuadro 51**

AMÉRICA LATINA: CONSUMO INDUSTRIAL DE ELECTRICIDAD DE SERVICIO PÚBLICO <sup>a</sup>  
(Millones de kWh)

<i>País</i> <sup>b</sup>	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>			
Argentina . . . . .	1 677	2 275	(2 667)
Cuba . . . . .	224	283	544
Chile . . . . .	402	724	896
Uruguay . . . . .	(235)	378	(439)
Venezuela . . . . .	151	447	(934)
<i>Segundo grupo</i>			
Brasil . . . . .	2 576	3 343	5 604
Colombia . . . . .	193	393	(539)
Costa Rica . . . . .	10 <sup>c</sup>	16	23
México . . . . .	1 402	2 013	(2 987)
Panamá . . . . .	11	17	31
Perú . . . . .	180 <sup>d</sup>	228 <sup>e</sup>	(402)
<i>Tercer grupo</i>			
Bolivia . . . . .	77	93	(112)
Ecuador . . . . .	(11) <sup>f</sup>	27	(56)
El Salvador . . . . .	17 <sup>c</sup>	31	65
Guatemala . . . . .	24 <sup>c</sup>	35	53
Honduras . . . . .	2 <sup>c</sup>	5	7
Nicaragua . . . . .	5 <sup>c</sup>	17	20
Paraguay . . . . .	7	14	18
<i>América Latina</i> . . . . .	7 204	10 400	15 397

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
<sup>a</sup> Informaciones sobre otros años en el anexo II, cuadros J y K.  
<sup>b</sup> Los países que no se indican carecen de información.  
<sup>c</sup> 1950.  
<sup>d</sup> 1952.  
<sup>e</sup> 1954.  
<sup>f</sup> 1951.

**Cuadro 52**

AMÉRICA LATINA: INCIDENCIA DEL CONSUMO INDUSTRIAL SOBRE LOS SERVICIOS PÚBLICOS <sup>a</sup>  
(Porcientos)

<i>País</i> <sup>b</sup>	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo</i>				
Argentina . . . . .	43.2	47.3	46.1	43.5
Cuba . . . . .	...	31.6	28.8	29.2
Chile . . . . .	38.4 <sup>c</sup>	42.0	44.9	45.7
Uruguay . . . . .	...	(52.0)	48.7	(45.4)
Venezuela . . . . .	(37.5)	39.8	41.4	(40.0)
<i>Segundo grupo</i>				
Brasil . . . . .	...	49.2	35.2	41.0
Colombia . . . . .	23.3	24.5	27.1	(26.2)
Costa Rica . . . . .	...	8.8 <sup>d</sup>	7.7	7.5
México . . . . .	(54.2)	46.6	44.2	(44.2)
Panamá . . . . .	...	18.6	18.5	19.6
Perú . . . . .	48.5 <sup>c</sup>	46.5 <sup>e</sup>	48.0 <sup>f</sup>	(49.3)
<i>Tercer grupo</i>				
Bolivia . . . . .	72.7	53.8	51.4	(47.2)
Ecuador . . . . .	...	12.4 <sup>g</sup>	17.4	(24.7)
El Salvador . . . . .	...	32.7 <sup>d</sup>	29.3	34.8
Guatemala . . . . .	...	32.9 <sup>d</sup>	32.4	31.7
Honduras . . . . .	...	20.0 <sup>d</sup>	27.7	21.9
Nicaragua . . . . .	...	26.3 <sup>d</sup>	41.4	27.4
Paraguay . . . . .	...	36.8	35.9	32.1
<i>América Latina</i> . . . . .	46.2	46.9	39.2	40.5

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
<sup>a</sup> La información correspondiente a otros años aparece en el anexo II, cuadro K.  
<sup>b</sup> Los países que no figuran se han excluido por falta de datos.  
<sup>c</sup> 1940.  
<sup>d</sup> 1950.  
<sup>e</sup> 1952.  
<sup>f</sup> 1954.  
<sup>g</sup> 1951.

por ciento en los últimos años de la década de 1950. (Véase el cuadro 52.) La explicación de esta situación es similar a la indicada en el análisis del consumo industrial y minero con relación al consumo total de electricidad, añadiendo además el efecto adverso de las restricciones que numerosos sistemas mantienen en vigor para los consumidores industriales más grandes.

Este descenso en la participación del consumo industrial dentro de los servicios públicos parece más pronunciado en la Argentina, el Uruguay, el Brasil, Bolivia y el Paraguay. A la inversa, dicha participación registra un aumento franco en Chile, el Perú, el Ecuador y El Salvador.

**F. SISTEMAS ELÉCTRICOS PRINCIPALES**

En las secciones anteriores se ha pasado revista a los aspectos más importantes de las economías eléctricas de los países latinoamericanos y se ha hecho sobre todo hincapié en las características regionales o nacionales.

Sin embargo, para comprender mejor algunos problemas que afectan al desarrollo eléctrico, convendría

considerar con mayor detenimiento la unidad básica funcional en ese campo. Esa unidad es el sistema eléctrico, definido por una cierta configuración de demanda localizada geográficamente, a cuya satisfacción se tiende mediante un conjunto de centrales de generación interconectadas.

País y Sistema	Institución que opera el Sistema	Origen del capital	Población abastecida (Millones de habitantes)	Capacidad instalada			Energía suministrada		Porcientos de pérdidas y consumos no controlados	Consumo neto por habitante (kWh)	Capacidad nominal de reserva (Porcientos) <sup>a</sup>
				MW	Porcientos del servicio público en el país	Participación hidráulica (Porcientos)	Millones de kWh	Porcientos del servicio público en el país			
<b>Argentina</b>											
Sistema Gran Buenos Aires	1º Servicio Eléctrico del Gran Buenos Aires — S. A. 2º Cía. Italo-Argentina de Electricidad — S. A. 3º Agua y Energía Eléctrica	Mixto	5.4	1 050	47.0	0.0	4 600	60.2	10.0	800	12
Sistema de Córdoba . . .	Empresa Provincial de Energía de Córdoba	Fiscal	0.6	103	4.6	76.0	290	3.8	11.0	430	... <sup>b</sup>
<b>Bolivia</b>											
Sistema de La Paz y Oruro	Bolivian Power Co. Ltd.	Particular	0.5	62	80.3	99.0	221	78.6	15.2	353	19
<b>Brasil</b>											
Sistema Grupo Light . . .	Brazilian Traction and Power Co.	Particular	7.8	1 700	48.0	86.0	10 500	56.0	12.2	1 180	0
Sistema Paulista de Fuerza y Luz . . . . .	Electric Bond and Share Co.	Particular	1.0	312	8.9	90.4	1 250	6.7	18.0	350	30
Sistema de Minas Gerais.	Compañías Eléctricas de Minas Gerais (CEMIG)	Fiscal	2.7	192	5.4	98.0	851	4.6	10.0	400	23
Sistema de San Francisco.	Cía Hidroeléctrica de San Francisco (CHESF)	Fiscal	2.8	200	5.7	90.0	710	3.9	...	223	28
<b>Chile</b>											
Sistema interconectado . .	Cía. Chilena de Electricidad, S. A. Empresa Nac. de Electricidad, S. A.	Particular Fiscal	5.3	559	98.0	79.0	2 175	96.0	12.0	570	33
<b>Colombia</b>											
Sistema de Bogotá . . . .	Emp. de Energía Eléct. de Bogotá	Municipal	1.1	128	20.0	88.0	600	22.2	10.0	500	2
Sistema de Medellín . . . .	Empresas Públicas de Medellín	Municipal	0.57	138	22.0	100.0	724	26.8	10.0	1 150	0
<b>Ecuador</b>											
Sistema de Guayaquil . . .	Empresa Eléctrica del Ecuador	Particular	0.04	35	40.0	0.0	114	45.0	7.0	250	41
<b>México</b>											
Sistema Central . . . . .	Comisión Federal de Electricidad	Fiscal	5.6	937	44.2	71.0	4 070	51.5	21.8	650	20
<b>Perú</b>											
Sistema Región de Lima . .	Lima Light and Power	Particular	1.8	163	50.9	88.4	719	74.0	12.0	360	10
<b>Uruguay</b>											
Sistema Montevideo-Rincón	Usinas y Teléfonos del Estado (U. T.E.)	Fiscal	1.5	298	89.8	43.0	1 164	94.2	11.0	620	16
<b>Venezuela</b>											
Sistema de Caracas . . . .	La Electricidad de Caracas Compañía Anónima	Particular	1.2	341	40.0	4.3	1 187	42.4	15.0	840	30
<b>Costa Rica<sup>c</sup></b>											
Sistema de San José . . . .	Cía. Nacional de Fuerza y Luz	Particular <sup>d</sup>	0.27	38.5	56.5	74.0	226	76.9	19.0	677	...

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, ajustadas por la CEPAL.

<sup>a</sup> La capacidad instalada corresponde a la potencia de placa de las unidades. No se tuvo información de la potencia efectiva.

<sup>b</sup> No se tiene la información de la potencia firme. En las centrales hidráulicas faltan obras de regulación.

<sup>c</sup> 1956.

<sup>d</sup> Esta empresa recibe la mayor parte de la corriente que distribuye de la empresa fiscal I. C. E.

A continuación se analizan brevemente algunos de los principales sistemas eléctricos en los distintos países de América Latina, con el fin de ilustrar, a través del examen de muestras más o menos representativas, otros aspectos de la situación de la industria eléctrica no estudiados en las secciones anteriores, o que merecen mayor atención por su importancia en la economía latinoamericana. Se trata de las siguientes cuestiones:

- a) distribución de los consumos de electricidad dentro de cada país;
- b) magnitud de los sistemas e interconexiones;
- c) proporción de la fuente hidráulica en los sistemas y la capacidad de reserva;
- d) grado de uniformidad en: i) la frecuencia de la corriente eléctrica (número de ciclos por segundo);

ii) las tensiones de transmisión; iii) el sistema de distribución en baja tensión, y

e) variaciones en el precio del kWh, etc.

La descripción de los distintos sistemas puede sintetizarse en sus puntos principales tal como se hace en los cuadros 53, 54 y 55.

Al analizar esos cuadros se advierte que, a pesar de que en general presentan consumos por habitante superiores al promedio nacional o regional, existen ciertas concentraciones que obedecen a distintas causas. Así, mientras los altos consumos de São Paulo/Río de Janeiro y de Buenos Aires se explican por el alto nivel industrial y de ingreso de las poblaciones servidas, el de Caracas responde principalmente al segundo de los factores anotados y los de Medellín y San José de Costa

**Cuadro 54**

AMÉRICA LATINA: ALGUNOS SISTEMAS PRINCIPALES, COMPOSICIÓN DEL CONSUMO Y TASA ANUAL DE CRECIMIENTO CONJUNTO, 1950-59  
(Porcientos)

<i>País y Sistema</i>	<i>Industrial</i>	<i>Doméstico</i>	<i>Comercial</i>	<i>Transportes</i>	<i>Otros</i>	<i>Tasa de crecimiento anual</i>
<i>Argentina</i>						
Gran Buenos Aires . . . . .	32.2	35.2	11.9	...	20.7	5.5
Córdoba . . . . .	...	...	...	...	...	6.0
<i>Bolivia</i>						
La Paz-Oruro . . . . .	50.5 <sup>a</sup>	35.4	12.3	...	1.8	3.6
<i>Brasil</i>						
Grupo Light . . . . .	42.4	17.2	14.9	6.4	19.1	10.0
Sistema Paulista de Fuerza y Luz.	28.8	21.7	11.8	...	37.7	...
Sistema de Minas Gerais . . . . .	74.8	2.5	1.3	...	21.4	...
Sistema de San Francisco . . . . .	0.2	99.7	0.1	...	—	...
<i>Chile</i>						
Sistema interconectado . . . . .	33.2	28.3	10.3	13.6	—	7.0
<i>Colombia</i>						
Bogotá . . . . .	30.5	28.9	27.1	1.7	11.8	12.1
Medellín . . . . .	24.4	55.8	7.2	...	12.6	10.0
<i>Ecuador</i>						
Guayaquil . . . . .	...	...	...	...	...	...
<i>México</i>						
Sistema Interconectado Central . . . . .	52.1	15.8	17.4	2.8	11.9	10.0 <sup>b</sup>
<i>Perú</i>						
Lima-Callao . . . . .	41.8	40.4	8.9	3.5	5.4	9.4
<i>Uruguay</i>						
Sistema Montevideo-Rincón . . . . .	45.4	39.0	9.3	3.3	3.0	8.3
<i>Venezuela</i>						
Caracas . . . . .	(40.0)	(60.0)	...	...	...	16.9
<i>Costa Rica</i>						
San José . . . . .	...	...	...	...	...	10.6 <sup>c</sup>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> Incluye el consumo en las minas.

<sup>b</sup> 1954-59.

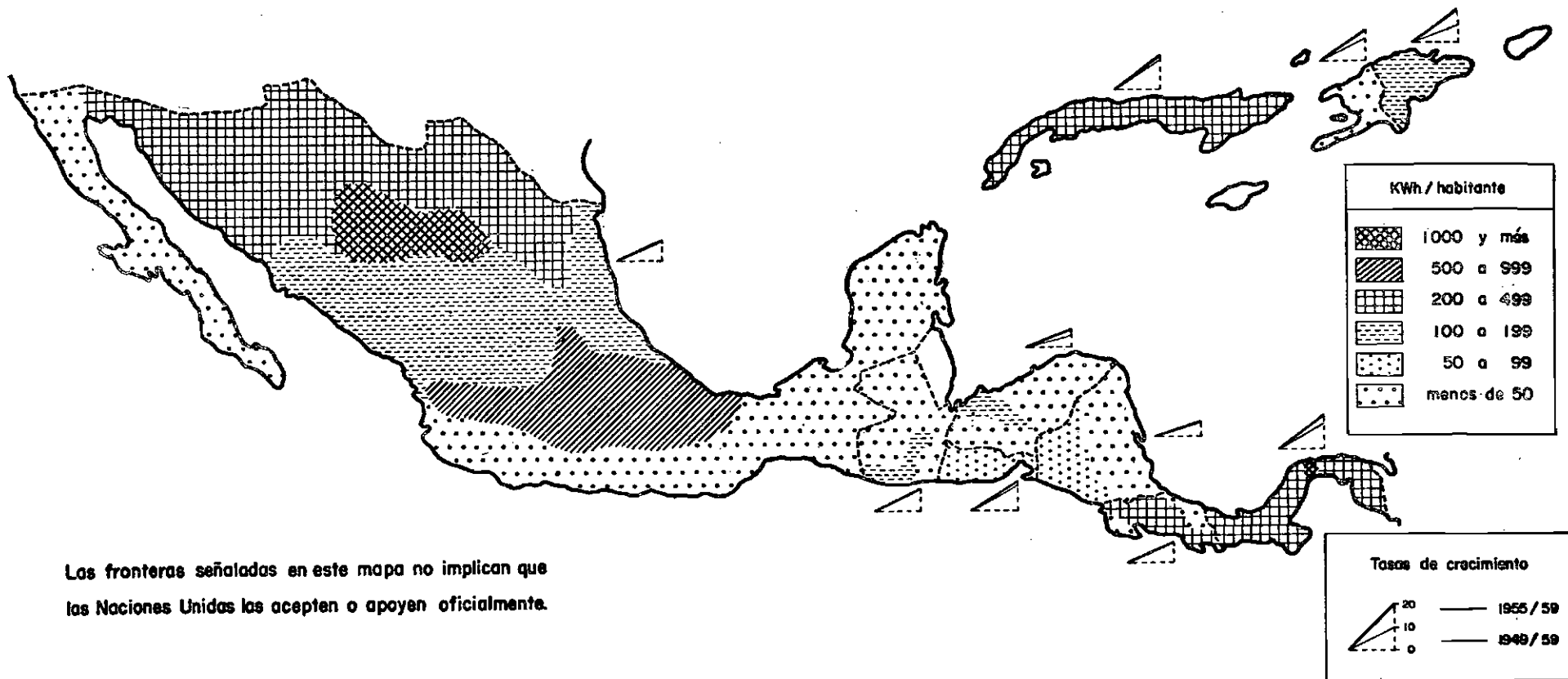
<sup>c</sup> 1950-56.

Cuadro 55

## AMÉRICA LATINA: SISTEMAS PRINCIPALES, FRECUENCIA Y TENSIÓN EMPLEADAS, 1959

<i>País y sistema</i>	<i>Frecuencia (Ciclos/seg.)</i>	<i>Voltaje en alta tensión (kV)</i>	<i>Distribución trifásica en baja tensión (V)</i>
<i>Argentina</i>			
Sistema Gran Buenos Aires . . . . .	50	{ 132; 66; 27.5; 20; 13.2 12.5; 6.8; 6-5	{ 390/220 (4 conductores) 225 (3 conductores) 450 (3 conductores) 220/440 (3 conductores)
Sistema de Córdoba . . . . .	50	{ 66; 25; 13-2; 10; 6.6	{ 380/220 (4 conductores) 320 (3 conductores)
<i>Bolivia</i>			
Sistema La Paz y Oruro . . . . .	50	66; 23; 13	115/200 (4 conduct.) La Paz 220 (3 conductores) Oruro
<i>Brasil</i>			
Sistema Grupo Light . . . . .	{ 50 en R. J. 60 en S. P.	...	{ 125/216 (4 conduct.) R. J. 115/220 (4 conduct.) S. P.
Sistema Paulista de Fuerza y Luz . . . . .	60	132; 66	127/220 (4 conductores)
Sistema Minas Gerais. . . . .	60	{ 161; 138; 69; 44; 34.5; 22; 13.8	...
Sistema de San Francisco . . . . .	60	220; 132; 66; 13.8	{ 220/380 (4 conductores) 127/220
<i>Chile</i>			
Sistema interconectado. . . . .	50	154; 110; 66; 44; 13.8	220/380 (4 conductores)
<i>Colombia</i>			
Sistema de Bogotá . . . . .	60	57.5; 30; 20; 11.4	150/260 (4 conductores)
Sistema de Medellín. . . . .	60	120	120/208 (4 conductores)
<i>Ecuador</i>			
Sistema de Guayaquil . . . . .	60	13.2; 4.1	{ 208/120 240/120
<i>México</i>			
Sistema Central. . . . .	50	220; 150; 83; 60; 44; 20; 6	...
<i>Perú</i>			
Sistema Región de Lima. . . . .	60	64; 30	220 (3 conductores)
<i>Uruguay</i>			
Sistema Montevideo-Rincón . . . . .	50	150; 110; 60; 30	220 (3 conductores)
<i>Venezuela</i>			
Sistema de Caracas . . . . .	50	230; 69; 30; 4.8/8.3	{ 120/208 (4 conductores) 240 (3 conductores)
<i>Costa Rica</i>			
Sistema de San José . . . . .	...	33; 13.2; 4.16; 2.4	...

**Gráfico X**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIONES, 1959**

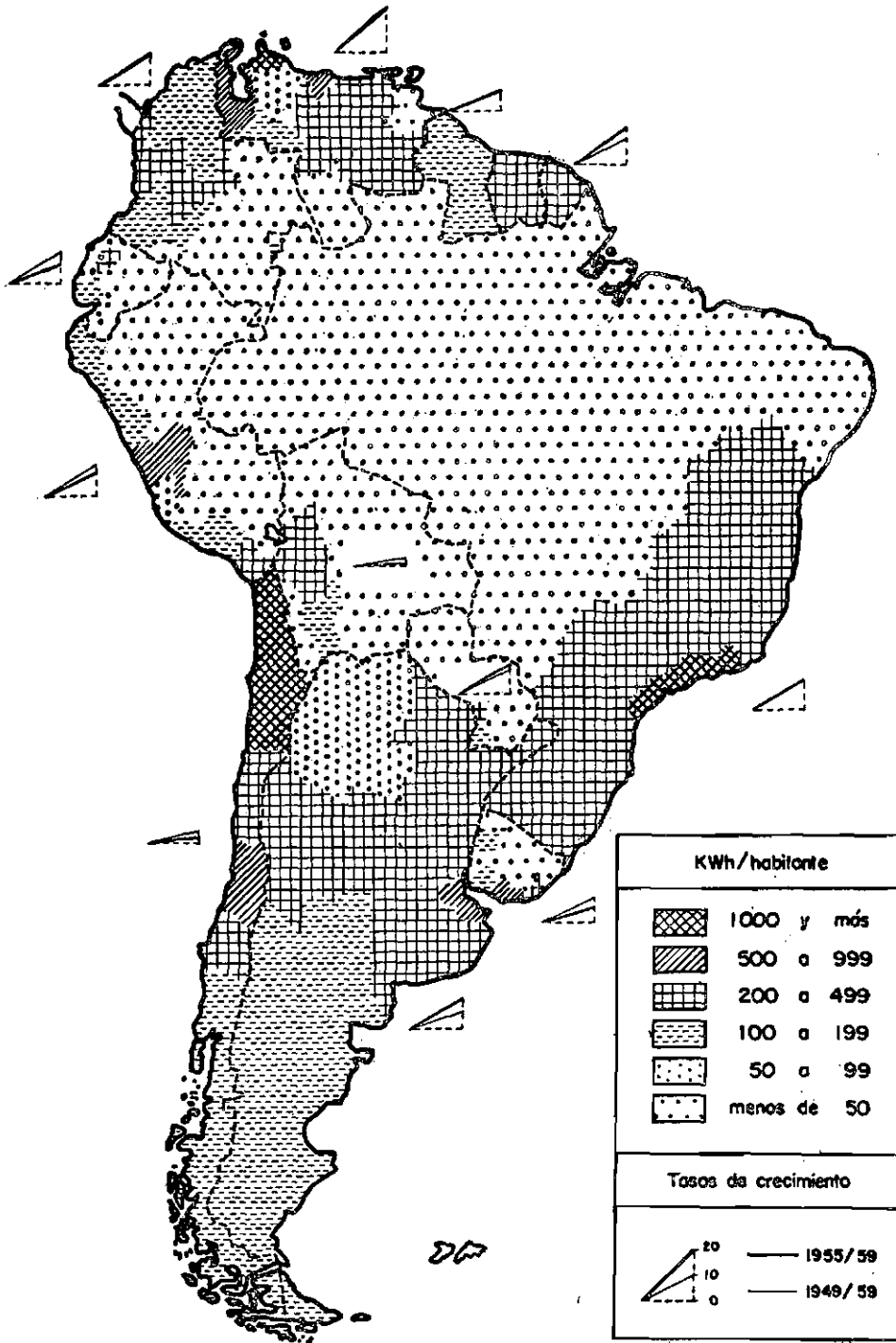


Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.



Gráfico XI

AMERICA LATINA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIONES, 1959



Rica a la extrema baratura de la energía eléctrica y a la activa intensidad de su promoción para el empleo residencial.

El caso de Buenos Aires ilustra también cómo las severas restricciones al consumo industrial y doméstico que vienen aplicándose desde hace una década deprimen los niveles, que hubieran sido mucho más altos de no mediar esas circunstancias. La diversa distribución del consumo entre sus principales componentes —el industrial y el doméstico— señala la diferente importancia que se les asigna en el desarrollo de los sistemas analizados. Son dignos de especial mención los casos del Grupo Light en el Brasil y del sistema interconectado central de México, en que la gran preeminencia del consumo industrial refleja el impresionante desarrollo de este sector en años recientes. A continuación se resumen las conclusiones que cabe deducir después de enunciar los aspectos señalados del panorama general.

### 1. *Distribución de los consumos de electricidad dentro de cada país*

El consumo de electricidad (kWh/habitante) está muy irregularmente distribuido dentro del territorio de cada país. Mientras en los principales centros demográficos y en torno a determinadas industrias con elevado insumo eléctrico (minas, ingenios azucareros, etc.) es alta la dotación de energía por habitante, hay poblaciones menores y amplias zonas rurales que no disponen de electricidad por carecer de los medios de suministro o porque la demanda es escasa y poco densa. Existen sistemas que registraron consumos netos superiores a 800 y hasta a 1 000 kWh por habitante durante 1959, en tanto que extensas regiones dentro de los mismos países no llegaban a 50 kWh por habitante. (Véanse los gráficos X y XI.)

Dentro de los principales sistemas, la distribución del consumo por tipos de consumidor no difiere mucho de la registrada en promedio para los servicios públicos en cada país. Ello era de esperar en vista de la preponderante influencia de esos sistemas sobre el total nacional. Sin embargo, es posible que en conjunto anoten proporcionalmente una incidencia poco mayor los consumos de electricidad como bien final, en desmedro de los consumos de la producción. (Véase ahora el cuadro 54.)

### 2. *Magnitud de los sistemas e interconexiones*

En muchos países los principales sistemas eléctricos se han desarrollado en torno a la capital y a otras ciudades grandes, en forma completamente independiente. Sin embargo, en algunos va siendo superada esa etapa. En este aspecto, Chile figura a la vanguardia de los países latinoamericanos. El denominado "sistema interconectado", que abarca ya 6.5 grados geográficos de norte a sur —más adelante abarcará 12 grados— comprendía en 1959 el 98 por ciento de la capacidad instalada de los servicios públicos y cubría el 96 por ciento de la pro-

ducción de esos mismos servicios. Se realizan a lo largo de él importantes transferencias de energía, aprovechando los distintos regímenes hidrológicos y capacidades de embalse —en parte naturales— que existen en el país. En el Uruguay el sistema Montevideo-Rincón del Bonete cubría en 1958 el 94.2 por ciento de la generación de los servicios públicos, combinando la generación térmica en Montevideo con la hidráulica de la primera central en Río Negro. En el Brasil, el sistema que atiende las zonas de Río de Janeiro y São Paulo, que en 1959 abarcó ya el 56 por ciento de la generación de los servicios públicos del país, está parcialmente interconectado con el Sistema Paulista de Fuerza y Luz. Se está trabajando en las líneas Furnas-Peixoto, Furnas-São Paulo y Furnas-Belo Horizonte, que permitirán interconectar con los anteriores sistemas el de Minas Gerais (CEMIG), para aprovechar adecuadamente diferentes regímenes hidrológicos en la zona centro-sur del país. Además, este sistema interconectado incluye centrales térmicas y dentro de pocos años es probable que cuente con una central nuclear. En ese momento concentrará aproximadamente el 65 por ciento del consumo del país.

El ritmo de crecimiento de esos sistemas es similar en cada país al que se ha indicado para el total de los servicios públicos. Sin embargo, hay casos —Buenos Aires y Caracas— que tienen un ritmo menor, y otros que lo superan, como el interconectado central de México, el de Bogotá y el de Montevideo.

### 3. *Capacidades de reserva*

La capacidad de reserva de los sistemas mencionados estaría comprendida en la mayoría de los casos entre un 10 y un 20 por ciento. Pero, como se ha dicho anteriormente, conviene insistir en que se trata de una cifra nominal, ya que sólo considera las potencias de placa. En muchos casos éstas están lejos de ser las efectivas por desgaste de los equipos y porque suele ser inferior la potencia firme en las centrales hidráulicas de pasada. Tomando en consideración la tasa anual de crecimiento de la demanda, se concluye que, salvo raras excepciones, prácticamente no hay reservas y los racionamientos son frecuentes —sobre todo en las horas de máxima demanda—, aunque revistan diversas modalidades de aplicación.

En cuanto al abastecimiento por tipos de fuente, en la mayoría de los sistemas hay producción hidráulica y térmica combinadas, predominando la hidroelectricidad. Constituyen excepciones Buenos Aires, Caracas<sup>28</sup> y Guayaquil, ciudades en que la generación es exclusivamente térmica. En aquellos casos, se tiende a colocar las centrales hidráulicas en la base del diagrama de cargas, sin perjuicio de lo cual también actúan en las puntas las que tienen embalses.

<sup>28</sup> En Caracas hay una pequeñísima producción hidroeléctrica en vías de suspenderse, al menos en parte.

Cuadro 56

## AMÉRICA LATINA: SISTEMAS PRINCIPALES, PRECIO COMPARADO DEL kWh, 1959

<i>País y sistema</i>	<i>Relación entre índice de precios (kWh/costo vida)</i>	<i>Equivalencia en precios de 1 000 kWh industriales (Promedio)</i>
<i>Argentina</i>		
Sistema Gran Buenos Aires . . . . .	1950 = 1.00 } 1959 = 1.06 }	1.83 toneladas de fuel oil 1.28 toneladas de diesel oil
Sistema de Córdoba . . . . .	1938 = 1.00 } 1958 = 0.52 }	0.48 toneladas de fuel oil 0.33 toneladas de diesel oil
<i>Bolivia</i>		
Sistema La Paz y Oruro . . . . .	1938 = 1.00 1959 = 0.38	0.55 toneladas de diesel oil
<i>Brasil</i>		
Sistema del Grupo Light . . . . .	... }	0.26 toneladas de diesel oil 0.70 toneladas de carbón mineral
Sistema Paulista de Fuerza y Luz . . . . .	... }	0.25 toneladas de diesel oil 0.61 toneladas de carbón mineral
Sistema Minas Gerais. . . . .	... }	...
Sistema de San Francisco . . . . .	1955 = 1.00 } 1958 = 0.49 }	...
<i>Chile</i>		
Sistema interconectado . . . . .	1938 = 1.00 } 1959 = 0.60 }	0.35 toneladas de fuel oil 0.215 toneladas de diesel oil
<i>Colombia</i>		
Sistema de Bogotá. . . . .	... }	0.2 toneladas de diesel oil 0.36 toneladas de fuel oil
Sistema de Medellín . . . . .	... }	0.175 toneladas de diesel oil 0.300 toneladas de fuel oil
<i>Ecuador</i>		
Sistema de Guayaquil. . . . .	1940 = 1.00 1959 = 0.52	...
<i>México</i>		
Sistema Central. . . . .	1934 = 1.00 } 1958 = 0.23 }	0.5 toneladas de fuel oil 0.7 toneladas de carbón mineral 1.3 toneladas de diesel oil
<i>Perú</i>		
Sistema Región de Lima . . . . .	1950 = 1.00 } 1959 = 0.83 }	0.66 toneladas de carbón mineral 0.49 toneladas de diesel oil 0.57 toneladas de petróleo industrial
<i>Uruguay</i>		
Sistema Montevideo-Rincón. . . . .	...	...
<i>Venezuela</i>		
Sistema de Caracas. . . . .	1949 = 1.00 } 1959 = 0.74 }	0.29 toneladas de fuel oil 0.46 toneladas de diesel oil
<i>Costa Rica</i>		
Sistema de San José . . . . .	1952 = 1.00 1959 = 1.15	...

#### 4. Frecuencias de la corriente eléctrica

En América Latina la corriente continua está relegada a unos pocos sistemas de reducida importancia, y en general se emplea la corriente alterna. En la mayoría de los países latinoamericanos se encuentran tanto sistemas que operan en 50 ciclos por segundo como otros que lo hacen en 60 ciclos. Éste es un grave problema que no sólo afecta a los usuarios —por los cambios que deben realizar en sus artefactos y equipos al trasladarlos de un sistema a otro con distinta frecuencia—, sino que obstaculiza gravemente la posibilidad de interconectarlos. El problema será con el tiempo más grave y difícil de resolver. No afrontarlo de inmediato limitará grandemente la integración de redes, con las consecuencias económicas consiguientes.

En el Brasil y en Venezuela ya gravita pesadamente en los planes de electrificación. En ambos países se habían adoptado los 60 ciclos como frecuencia normal. Mientras se produce la unificación de frecuencia, en los sistemas mayores —que trabajan a 50 ciclos— se van instalando algunas unidades generadoras que pueden operar también a la otra frecuencia, o convertidores. Todo ello encarece la generación.

#### 5. Voltaje de transmisión y características de la distribución en baja tensión

La enorme variedad de tensiones empleadas en cada país, y aun dentro de un mismo sistema —salvo algunas excepciones—, no permite una clasificación que resulte útil. También hay bastante diversidad en las características de la distribución en baja tensión.

Si bien tales problemas no revisten la misma gravedad que el de las diferencias de frecuencia, convendría unificar estas materias, dentro de cada país, para facilitar el intercambio de partes y la reducción de la existencia de repuestos, y en el conjunto de América Latina, para normalizar la producción industrial.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Véase International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC Standard System Voltage* (publicación N° 38 de esa institución).

#### 6. Evolución del precio de la electricidad

En el ambiente inflacionario que en mayor o menor escala han vivido los países latinoamericanos durante los últimos años, los precios de la electricidad han ido subiendo paulatinamente, pero a un ritmo muy lento, y con bastante retraso en relación con los precios de la mayoría de los bienes y servicios. Este hecho ha debilitado considerablemente la situación financiera de muchas empresas eléctricas y, por consiguiente, las posibilidades de ampliación de los sistemas operados por las mismas.

La relación entre los precios índices del kWh (promedio) y el costo de vida para el año 1959 —tomando como 100 los correspondientes a 1938 o a otro año sobre el que se disponga de la información pertinente— arroja para todos los sistemas examinados —con excepción de uno solo— valores muy inferiores a la unidad. El hecho expresa con elocuencia lo rezagados que van quedando los precios de la electricidad en muchos de los países del área.

A fin de apreciar los márgenes para posibles sustituciones de la electricidad del servicio público en ciertas actividades industriales, en el cuadro 56 se presenta, dentro del ámbito de los diferentes sistemas, la equivalencia en precio promedio para el consumidor industrial de 1 000 kWh con algunos combustibles como carbón y derivados del petróleo. Adviértase la disparidad de cifras que existe entre sistemas, incluso dentro de un mismo país. Ello traduce la falta de uniformidad —cuando no su ausencia total— en una política nacional de precios del sector productos de la energía, así como entre los diversos componentes que lo forman.

En el anexo I se presenta, para algunos de los principales sistemas de América Latina, una relación detallada de sus características más destacadas, en la medida en que permitieron su confección las informaciones disponibles.

## Anexo I

### DESCRIPCIÓN DE ALGUNOS SISTEMAS LATINOAMERICANOS

En la sección F se ha esbozado sucinto cuadro general de las características eléctricas y económicas de algunos de los principales sistemas de América Latina. Para confeccionarlo se realizaron análisis detallados de esos sistemas en cuanto a las características de la demanda y de la oferta de energía. Se estudió el

funcionamiento de los mismos, las curvas de carga características, el uso de las diferentes plantas, etc. De esos estudios extensos se resumen, a continuación, algunos de sus aspectos principales. La ubicación geográfica de los sistemas podrá consultarse en los mapas de los respectivos países.

#### A. ARGENTINA

##### 1. Sistema del Gran Buenos Aires

El sistema eléctrico más importante de la Argentina es el que alimenta la capital federal y los lugares de gran densidad de población que caen bajo el radio de influencia de aquélla. Está constituido por las instalaciones de los Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S. A. (SEGBA), la Compañía Italo-Argentina de Electricidad S. A. (CIAE) y, desde la interconexión con la planta térmica de San Nicolás, por la Empresa del Estado Agua y Energía Eléctrica. Las compañías CIAE y SEGBA suministran energía a la capital federal y la última extiende además sus redes a los partidos que forman la zona sur del Gran Buenos Aires (Almirante Brown, Avellaneda, Berisso, Cañuelas, Coronel Brandson, Ensenada, Estéban Echeverría, Florencio Varela, Lanús, La Plata, Lomas de Zamora, Magdalena, Quilmes y San Vicente). Agua y Energía Eléctrica (AyEE) atiende la zona noroeste (General Las Heras, General Rodríguez, General San Martín, General Sarmiento, La Matanza, Marcos Paz, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Fernando, San Isidro, Tigre y Vicente López).<sup>a</sup> La extensión geográfica es de unos 13 000 km<sup>2</sup> y comprende una población de más o menos 6.4 millones de habitantes, o sea algo más del 30 por ciento de la población del país. Sin embargo, el sistema suministra energía sólo a unos 5.4 millones de habitantes porque existen otros servicios eléctricos menores, ajenos a él, y algunos núcleos poblados sin electricidad.

Existe en la región una concentración apreciable de importantes industrias (textiles, alimenticias, químicas, papeleras, etc.), realizándose además gran actividad financiera y comercial. En las zonas rurales la actividad agrícola es importante.

El desarrollo de la demanda eléctrica ha sido anormal por la escasez de instalaciones generadoras y las consiguientes restricciones administrativas. El suministro se efectúa exclusivamente por centrales termoeléctricas.

El consumo neto de servicio público por habitante dentro del sistema alcanzó a unos 800 kWh en 1959. Sin embargo, dentro del mismo ámbito, se estima que la elevada autoproducción (1.1 millones de kW con 300 MW de capacidad) eleva el consumo neto total a 950 kWh/hab. (El promedio nacional de generación fue de 374 kWh/hab en los servicios públicos y de 476 en total.)

En el período 1950-59 el consumo aumentó con una tasa acumulativa anual poco superior a 5.5 por ciento, en tanto que el crecimiento demográfico lo hacía a 2.3 por ciento.

La demanda máxima conjunta medida en las centrales generadoras alcanzó aproximadamente a 940 MW (1959), estimándose que el descenso del voltaje en las redes y otras medidas restrictivas a las horas de punta redujeron la demanda máxima real por lo menos en 200 MW. En esta cifra no se incluye la

<sup>a</sup> La interconexión con Rosario no se considera por limitarse la información a la provincia de Buenos Aires.

mayor demanda potencial correspondiente a pedidos pendientes para nuevas conexiones y ampliaciones.

##### a) Características del consumo

Las restricciones del servicio durante varios años han alterado profundamente las características de la demanda. Entre las muchas limitaciones vigentes destacan: la que impone a todos los consumidores una demanda máxima equivalente a la de 1949; la que exige a las fábricas que tienen provisión de energía únicamente del servicio público a interrumpir su producción un día por semana, y la que restringe drásticamente en los edificios nuevos el empleo de la electricidad para calefacción, acondicionamiento de aire y cocinas.

El consumo por tipo de consumidor se distribuyó aproximadamente en la siguiente forma en porcentos: residencial 35.2, comercial 11.9, industrial 32.2 y oficial 20.7.

El crecimiento acumulativo anual en porcentos ha sido más o menos como sigue para los tipos de consumo que se indican en el período 1949-59: doméstico 8.4, comercial 6, industrial 3.3, oficial 4.4, tracción 1.7. Estos valores reflejan las severas restricciones a que ha sido sometido el sector industrial, el que completó su demanda mediante la autogeneración en fuertes proporciones.

Con relación al total de los principales consumos eléctricos de servicio público de todo el país, este sistema cubre los siguientes porcentajes por tipos de consumidor: residencial y comercial 55, industrial 57, alumbrado público 38 y tracción 72. (Estas cifras dan solamente un orden de magnitud, por provenir de varias informaciones de muy distinta fuente.)

Por otra parte, se estima que la incidencia de los distintos tipos de consumidores en la demanda máxima es en porcentos la siguiente: residencial 61.6, comercial 5.3, industrial 16.2 y oficial 16.9.

El factor de carga en un día de trabajo de invierno (julio) en las redes de SEGBA fue semejante a 0.7 y la variación estacional de la demanda media alcanza a un 15 por ciento entre el verano y el invierno. El factor de carga anual ha aumentado paulatinamente desde 0.44 en 1938 a 0.56 en 1959.

##### b) Capacidad instalada y generación

La generación fue de aproximadamente 4 600 millones de kWh (1959), con un factor de carga anual de 0.56. En relación a la generación total del país, el sistema contribuye aproximadamente con el 51 por ciento.

La capacidad nominal de generación para el sistema fue de casi 1 300 MW, llegando la efectiva tan sólo a unos 1 060 MW. Estos valores representan más o menos el 56 por ciento de los correspondientes a toda la nación.

Por otra parte, ya que de las tres compañías nombradas sólo

la Empresa Agua y Energía Eléctrica genera fuera de los límites del Gran Buenos Aires (Usina San Nicolás); esta zona albergó el 42 por ciento de la capacidad generadora y produjo el 50 por ciento de la electricidad de las empresas de servicio público del país (1959).

En cuanto a la capacidad de generación, las tres instituciones contribuyen al sistema en la siguiente forma: SEGBA 57.6 por ciento, CIAE 22.1 por ciento y Agua y Energía Eléctrica 20.3 por ciento.

### c) Centrales y líneas

La capacidad de generación, que como ya se indicó es térmica en su totalidad, se resume en el siguiente cuadro:

Propietario	Central	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)	Año de instalación
SEGBA	Puerto Nuevo	315	300	1928-49
"	Dock Sud	318	245	1913-54
"	Ribera Este	30	8	1921-26
"	Paternal	14	7	1931
"	Berisso	16	9	1910-30
CIAE	Nuevo Puerto	166	154	1933-52
"	P. Mendoza	96	63	1919-51
A y EE	San Nicolás	320	270	1954-56
Totales		1 275	1 056	

La usina San Nicolás destina al sistema que se examina cerca de 200 MW y el resto a la ciudad de Rosario y zonas adyacentes. En consecuencia, la demanda máxima servida fue prácticamente igual a la potencia efectiva (1959), poniéndose en evidencia la grave crisis por la que atraviesa este sistema, que desde hace algunos años va limitando, en cierto modo, el desarrollo de la zona.

Las distintas empresas que dieron origen al sistema y la edad de las instalaciones explican la falta de uniformidad en las características de las líneas y redes. Se emplean los siguientes voltajes en la actualidad: 132, 66, 27.5, 20, 13.2, 12.5, 6.8 y 6.5 kv. Las dos líneas que unen San Nicolás con el Gran Buenos Aires (Morón) son a 132 kv.

Toda la generación es a 50 ciclos/seg, con excepción de Ribera Este que es a 25 ciclos.

La distribución en baja tensión es principalmente trifásica a 390/225 voltios con cuatro conductores (SEGBA y A y EE) y a 225 voltios con tres conductores (CIAE); sin embargo, hay también circuitos a 450 voltios (3 conductores) y líneas de corriente continua 220/440 voltios (3 conductores). Son conocidas las dificultades que en el orden técnico y económico entraña la falta de uniformidad en las características del sistema, así como las ventajas que reportaría su unificación.

### b) Obras en construcción y previstas

En el programa inmediato de realizaciones, SEGBA tiene en instalación un turbogenerador de 140 MW en Puerto Nuevo que deberá entrar en operación en 1961, tres subestaciones de 24 MVA y otra de 36 MVA. El tendido de una línea aérea de 132 kv para 120 MVA hasta La Plata y aproximadamente 160 km de cables subterráneos de alta tensión, así como una extensa ampliación de redes de distribución para más de 100 000 nuevos usuarios. El costo estimado de este programa se calculó en unos 75 millones de dólares (27 por ciento en divisas y el saldo en moneda nacional). Para su financiamiento se cuenta con créditos del Banco de Exportaciones e Importaciones y de los proveedores de equipos y materiales a adquirir en el exterior. Las necesidades en moneda nacional se cubrirán reinvertiendo los fondos de renovación, las utilidades, emitiendo obligaciones en el mercado nacional y con aportes del Estado.

Por su parte CIAE espera formalizar con las autoridades un convenio relativo a tarifas para realizar sus planes de ampliación y renovación de instalaciones. Contempla la ampliación de la central en Nuevo Puerto y la instalación de cuatro subestaciones principales.

Agua y Energía Eléctrica tiene en construcción la "Central Termoeléctrica Gran Buenos Aires" (o "Nueva Dock Sud") en la boca del Riachuelo con una potencia nominal de 600 MW ( $4 \times 150$  MW). Dificultades en las fundaciones postergarán probablemente hasta 1963-64 la entrada sucesiva en operación de las unidades correspondientes. Asimismo se han experimentado dificultades en el programa de inversiones previsto. Además se prevé el refuerzo de la red en los partidos del noroeste de la capital federal, con tendido de nuevos cables e instalación de numerosos transformadores.

También se estudia la instalación de ocho subestaciones de 132 kv.

En junio de 1960, dos firmas de ingenieros consultores (Tippetts-Abbott-McCarthy-Stratton y Kennedy & Donkin) presentaron al Gobierno de la República Argentina su informe *Estudio de Problemas Eléctricos Argentinos*, contratado en 1959. En lo que respecta al sistema del Gran Buenos Aires, el plan que allí se recomienda hasta 1969 no lo separa del resto de la Zona del Litoral. En conjunto implica una inversión total de 501 millones de dólares (48 por ciento en divisas y el saldo en moneda nacional), con el siguiente detalle: en generación 223 millones de dólares (69 por ciento en divisas), en transmisión 80 millones (50 por ciento en divisas) y en distribución 198 millones (23 por ciento en divisas).<sup>b</sup> Supone una potencia necesaria de 2 795 MW en 1969 (incluido un 15 por ciento de reserva), es decir, más de 1 250 MW a instalar. La potencia neta disponible sería de 2 769 MW, retirando 59 MW de "Ribera Este", Berisso, Paternal y varias centrales diesel.

### e) Evolución del precio de la energía

La evolución del precio medio del kWh en la ciudad de Buenos Aires (CIAE) puede apreciarse a través de los siguientes índices, asignando 100 al año 1950. La primera cifra en cada año corresponde al costo de vida y la segunda al precio del kWh: (1950) 100 y 100, (1953) 195 y 178, (1956) 257 y 239, (1958) 423 y 366, (1959) 905 y 955.

Como indicador de precios de posibles sustituciones por otras fuentes de energía en el campo industrial, se tiene que el precio medio de 1 000 kWh en el sistema (CIAE) en 1959 era igual al precio de venta de 1.83 toneladas de *fuel-oil* y 1.28 de *diesel-oil*.<sup>c</sup>

### 2. Sistema de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC)

Este sistema pertenece a la Empresa del Estado, que suministra energía eléctrica a la ciudad de Córdoba y alrededores.<sup>d</sup> Desde 1959 incorporó a su servicio las instalaciones que fueron propiedad de los ex-grupos SUDAM y ANSEC. Ese año la demanda máxima conjunta en las plantas generadoras alcanzó a 63 MW, con una entrega al consumo de 290 millones de kWh aproximadamente. Estos valores representaron, respectivamente, el 2.8 y el 3.8 por ciento de la potencia instalada y de la producción eléctrica de todos los servicios públicos del país.

<sup>b</sup> Se excluyen los gastos ya realizados para las plantas en ejecución, como por ejemplo la de Dock Sud.

<sup>c</sup> Además de las informaciones directas de SEGBA, CIAE, A y EE, se consultaron para este apartado las siguientes publicaciones: *Plan Eléctrico Nacional 1959* (Secretaría de Agua y Energía Eléctrica); *Electrificación Provincial, Provincia de Buenos Aires* (Ministerio de Obras Públicas); *Estudio de Problemas Eléctricos Argentinos* (Tippetts-Abbott-McCarthy-Stratton y Kennedy & Donkin), y *Boletín estadístico de electricidad*, 1957 (Dirección Nacional de Energía y Combustibles).

<sup>d</sup> Algunas de las principales poblaciones servidas son Villa María, San Francisco, Villa General Mitre, Río Cuarto, Bell Ville, San Roque, James Craik, etc.

La población servida es más o menos de 600 000 habitantes, con unos 100 000 abonados del tipo doméstico. El consumo específico superó los 430 kWh por habitante, anotándose en los últimos años la reducción de restricciones y racionamientos.<sup>e</sup> El crecimiento de la generación en el período 1950-59 fue sólo de un 6 por ciento acumulativo anual —que en parte correspondió a la incorporación de poblaciones servidas antes por otras empresas—, en tanto que el crecimiento demográfico fue del orden del 2 por ciento.

La producción provino en un 28 por ciento de centrales de propiedad de EPEC, en su mayor parte hidráulicas, y en un 72 por ciento de las usinas hidráulicas de la Empresa del Estado Agua y Energía Eléctrica.

Las principales centrales alimentadoras de este sistema interconectado son: Los Molinos (I y II) con 58 MW, Río Tercero II con 16 MW y Río Primero con 7 MW (todas hidráulicas), Dean Funes con 10 MW (a vapor), Mendoza con 10 MW y Las Playas con 5 MW (ambas de combustión interna). Es interesante observar que de 103 MW instalados, la potencia firme disponible en 1959 fue de 62 MW, o sea tan sólo el 60 por ciento. El factor de carga anual llegó a 0.52. El año anterior fue de 0.50, en tanto que el factor de plantas apenas superó el 25 por ciento en total, correspondiendo al conjunto de usinas hidráulicas un factor de 32 por ciento, a pesar de que ese año no figura como excepcionalmente seco.<sup>f</sup> El factor de carga en los últimos 20 años varió así: 0.40, 0.48 y 0.52 en 1938, 1949 y 1959, respectivamente, lo que acusa el aumento de consumos del tipo industrial en la región, no obstante que el consumo de las fábricas militares, con factor de carga 0.63, no está comprendido en el sistema. El factor de carga del día típico de trabajo en invierno superó a 0.61. Conviene señalar que los ríos de esta región tienen un caudal muy variable a lo largo del año, con valores mínimos en los meses de máxima demanda eléctrica (junio a septiembre), circunstancia que exige grandes volúmenes de regularización en embalses, para un aprovechamiento eficiente del recurso hidráulico. La variación<sup>g</sup> estacional de la demanda media alcanzó a 10 por ciento entre el verano y el invierno.

En 1958 el sistema de Córdoba recibió de A y EE (Río Tercero y Los Molinos) 166 millones de kWh, en tanto que a

<sup>e</sup> Al margen del sistema, hay un consumo de 60 millones de kWh de las fábricas militares, servido por la central hidroeléctrica Río Tercero I, de 10.8 MW, que eleva el consumo medio por habitante a un total de 530 kWh anuales.

<sup>f</sup> Si bien la capacidad mecánica de reserva fue alta (75 por ciento), la capacidad firme apenas superó en 5 por ciento a la demanda máxima, es decir, resultó inferior a la tasa media anual de crecimiento (6 por ciento).

su vez enviaba 10 millones de kWh a la zona de las Sierras y 17 millones de kWh a Villa María, Ballesteros, Carcano, Morrison, Villa Nueva y James Craik. En alta y media tensiones los voltajes empleados son 66, 25, 13.2, 10, 6.6, 5, 4, 3.3 y 2.2 kV y en baja tensión hay distribuciones a  $3 \times 380/220$  (4 hilos) y a  $3 \times 320$  (3 hilos) en 50 ciclos. También hay redes en algunos sectores a 60 ciclos y en otros a corriente continua. La estandarización a un reducido número de voltajes y el empleo de una sola frecuencia es indudable que redundarían en positivas ventajas técnicas y económicas.

Las usinas que tiene en construcción Agua y Energía Eléctrica para aumentar el abastecimiento hidroeléctrico del sistema son: San Roque en Río Primero con 24 MW (1960), La Viña I con 16 MW (1960) y Río Tercero III con 36 MW (1964).<sup>g</sup> Por su parte EPEC tiene un amplio plan de ensanche del sistema, que permitirá la distribución de las nuevas fuentes de energía en una extensa zona de la provincia para suministrar en 1965, según sus planes, 550 millones de kWh y 155 MW. Entre otras obras contempla la instalación de una central térmica de aproximadamente 30 MW (1961), la construcción de 230 km de líneas a 132 kV, 280 km a 66 kV y 131 km a 33 kV, además de las correspondientes redes en 13.2 kV y baja tensión. El costo de tales obras está apreciado en cerca de 3 000 millones de pesos en moneda nacional y parece contarse ya con el financiamiento necesario.

La evolución del precio medio del kWh dentro del sistema, con relación al costo de vida en el país, puede apreciarse a través de los siguientes índices (base 1938 = 100), en los que la primera cifra de cada año corresponde al costo de vida según el U. N. *Monthly Bulletin of Statistics* y la segunda al precio del kWh según información de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba: (1938) 100 y 100, (1949) 267 y 180, (1955) 772 y 594 y (1958) 1 430 y 750. Nótese que el precio medio de la electricidad aparece reducido casi a la mitad, con relación al costo de vida, en veinte años de evolución.

En relación a sustituciones de otras fuentes de energía en el campo industrial, se puede señalar que el precio medio de 1 000 kWh en ese sector era igual al precio de venta de 0.48 toneladas de fuel-oil o 0.33 de diesel-oil.

<sup>g</sup> La generación anual prevista para estas centrales es de aproximadamente 130 millones de kWh, lo que supone un factor de planta de sólo 21 por ciento. Existe el proyecto de construir un embalse en San Roque que aumentaría la producción de esa central en 20 millones de kWh. Otros planes relativos a nuevos embalses reguladores permitirían aprovechar mejor las centrales existentes, sin menoscabo del servicio de riego.

## B. BOLIVIA

### 1. Sistemas de la Bolivian Power Company Limited

La Bolivian Power Co. Ltd., empresa privada de capital canadiense, tiene en Bolivia dos sistemas no interconectados. El mayor abastece la ciudad de La Paz, y Viacha y el otro la ciudad de Oruro, además de los importantes distritos mineros ubicados en los departamentos de Oruro y Potosí.

La población de La Paz y Viacha comprende unos 395 000 habitantes, de los cuales se estima que aproximadamente un 95 por ciento goza de servicio eléctrico en el hogar. En el sistema de Oruro, incluyendo la población minera atendida, se sirve a unos 235 000 habitantes. Por la proximidad geográfica y disponibilidad de informaciones, se examinarán en conjunto ambos sistemas.

El consumo neto alcanzó en ellos a algo más de 350 kWh/hab en 1959, en tanto que para todo el país fue inferior a 110 kWh/hab. El crecimiento acumulativo anual llegó a los siguientes valores: 7.2 por ciento en 1939-59, 5.3 por ciento en 1949-59 y 6.6 por ciento en 1954-59.

La demanda máxima alcanzó en las plantas generadoras a 52 MW en 1959.

#### a) Características del consumo

La inadecuada estructura de las tarifas vigentes y las restricciones del servicio han conformado la siguiente composición porcentual del consumo en 1959: doméstico 35.5, comercial 12.3, industrial 15, minería 35.5 y alumbrado público 1.8. Si se prescinde del consumo en las minas, el consumo urbano es como sigue: doméstico, 58 por ciento; industrial 19 por ciento; comercial, 16 por ciento y otros, 7 por ciento.

Mientras el consumo industrial ha descendido en los últimos años, el doméstico ha crecido a un ritmo superior al 8 por ciento anual (1949-59). El bajo precio del consumo doméstico provoca el derroche y mal uso de la electricidad. En efecto, el 46 por ciento de los consumos urbanos degradan la electricidad para la obtención de calor (calefacción ambiental, cocinas, calentadores de baño, planchas, etc.), en tanto que sólo el 19 por ciento la destinan a fines productivos.

El factor de carga anual, equivalente, fue de 0.54.

## b) Capacidad instalada y generación

La generación total fue de 247 millones de kWh (1959). La contribución conjunta de ambos sistemas fue aproximadamente 58 por ciento con relación al total del país y 78.6 por ciento con relación a los servicios públicos.

La potencia firme disponible fue de 62 MW, en tanto que la demanda máxima sumó 51.8 MW (1959). En el sistema de La Paz la demanda máxima superará a la potencia firme a partir de 1961, por lo que será preciso restablecer los racionamientos en tiempo de estiaje durante algunos años, pues en la actualidad no hay ninguna central en construcción.

En La Paz toda la capacidad de generación es hidráulica y en Oruro, 98 por ciento.

## c) Centrales y líneas

Las centrales en cada uno de los sistemas son las siguientes:

Nombre	Tipo	Capacidad (kW)	Sistema
Achachicala . . . . .	Hid. embalse	5 000	La Paz
Zongo . . . . .	" "	4 600	"
Botijlaca . . . . .	" pasada	3 600	"
Cuticucho . . . . .	" "	8 200	"
Santa Rosa . . . . .	" "	9 900	"
Sainani . . . . .	" "	9 500	"
Miguilla . . . . .	" embalse	3 700	Oruro
Angostura . . . . .	" "	4 100	"
Choquetanga . . . . .	" pasada	7 000	"
Carabuco I . . . . .	" "	6 000	"
Oruro . . . . .	Diesel	440	"
		<b>62 040</b>	

En 1959, el factor de planta en La Paz fue de 46 por ciento y en Oruro de 49 por ciento. La frecuencia en ambos sistemas, como en los otros principales del país, es de 50 ciclos/segundo.

Los voltajes de transmisión empleados son 66, 38 y 13 kV. Existen proyectos de líneas a 110 kV que se estudian detenidamente por las pérdidas del "efecto corona", a causa de las alturas sobre el nivel del mar que deben atravesar, en ambientes húmedos y tormentosos durante los meses de verano.

### 1. Sistemas del Grupo Light

Los dos sistemas eléctricos más importantes del Brasil alimentan las regiones de la ex-capital federal y de la capital del estado de São Paulo, además de las extensas áreas del valle de Paraíba. Pertenecen al denominado Grupo Light, constituido por las subsidiarias de la compañía canadiense Brazilian Traction Light and Power Company of Toronto. Están interconectados por una línea de 230 kV y 332 km de largo que se extiende entre las centrales Nilo Peçanha (estado de Río de Janeiro) y Cubatão (São Paulo). La capacidad de transporte es de 200 MW más o menos. La demanda máxima conjunta en las plantas generadoras (1959) fue aproximadamente de 1 800 MW, superando en más de 100 MW a la potencia instalada. La producción total fue de 105 millones de MVh. Estos valores representan el 51 y el 56 por ciento, respectivamente, de la capacidad instalada y de la producción conjunta de las principales empresas de servicio público del país.

La población de las sedes municipales de las zonas de influencia se estimó en 7.8 millones de habitantes, según los antecedentes consignados en el Plano Nacional de Electrificação e Centrais Elétricas Brasileiras, S. A., de la Presidencia da República.

En la región atendida por estos sistemas existe una concen-

El sistema de distribución en baja tensión para La Paz es trifásico a 115/200 V y en Oruro a 220 V trifilar.

## d) Obras previstas

La empresa concesionaria está en conversaciones con las autoridades para reajustar las tarifas y convenir una forma de pago de la deuda que tiene con ellas la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL).

En espera de tales acuerdos, no hay ninguna central en construcción, aunque la demanda ya supera a la capacidad firme en La Paz y la situación también se tomará crítica muy pronto en Oruro.

Sin embargo, hay estudios muy avanzados para la construcción de la central Chururaqui, de 22 MW, para el sistema de La Paz, sobre el río Zongo, que es el mismo en que se encuentran las otras centrales. En cuanto al sistema de Oruro, existe el proyecto Carabuco II, de 6.2 MW. Además hay planes avanzados para la interconexión con el sistema de Cochabamba, donde se proyecta iniciar la construcción de una central de embalse de 32 MW en el río Corani, por cuenta de la Corporación Boliviana de Fomento.

## e) Evolución del precio de la energía

La evolución del precio medio del kWh puede apreciarse a través de los siguientes índices:

	1938	1948	1958	1959
Costo de vida . . . . .	100	533	58 500	70 300
Precio medio del kWh. . . . .	100	265	26 100	26 800

Esos índices muestran lo rezagados que han quedado los precios de la electricidad con el transcurso del tiempo.

Como indicador de precios para posibles sustituciones por otras fuentes de energía, obsérvese que el precio medio de 1 000 kWh en La Paz (1959) era igual al precio de venta de 0.24 toneladas de diesel-oil.<sup>h</sup>

<sup>h</sup> Además de las informaciones directas de la Bolivian Power Co. Ltd., se consultaron para redactar este apartado diversos estudios facilitados por la Junta Nacional de Planeamiento y la Corporación Boliviana de Fomento.

## C. BRASIL

tración apreciable de importantes actividades industriales (metalúrgicas, de equipos mecánicos y eléctricos, siderúrgicas, químicas, textiles, alimenticias, de papeles, etc.), comerciales y financieras. En las zonas rurales, además, es importante la actividad agrícola.

### a) Características del consumo

El consumo neto anual por habitante (excluidas las pérdidas de distribución y los consumos sin medidor) pasó de 950 kWh (1950) a 1 180 kWh (1959) y el aumento de la producción para servirlo se realizó a una tasa acumulativa anual de casi 10 por ciento en el mismo período, contra una de aproximadamente 4 por ciento para el crecimiento demográfico. El promedio nacional fue de 327 kWh/habitante en 1959.

El consumo por tipos de consumidor se distribuyó (1959) en la siguiente forma: residencial 17.2 por ciento; comercial 14.9 por ciento; industrial 42.4 por ciento; consumo rural, alumbrado público y servicios oficiales 19.1 por ciento, y tracción 6.4 por ciento. Con relación al total de los consumos de servicio público en el país, el conjunto de los dos sistemas cubre los siguientes porcentajes, por tipos de consumidor: residencial 51.2, comercial 64.3, industrial 68.9 y otros 67.2 (1959).



b) *Cia. São Paulo Light S. A.*

La zona de concesión de la São Paulo Light S. A. abarca 20 200 km<sup>2</sup> con más de 4 millones de habitantes y pasa de 800 000 suscriptores (5 habitantes por abonado). Es la más importante en cuanto a generación y consumo de electricidad, aquella llegó a 6.4 millones de MWh en 1959, correspondiendo 74.5 por ciento a la usina hidroeléctrica de Cubatão, 21.2 por ciento a la térmica de Piratininga y el saldo a las otras usinas.

La demanda máxima horaria llegó a 1 098 MW, arrojando un factor de carga anual de 0.66. Las pérdidas se elevaron a 12.2 por ciento.

La distribución porcentual del consumo por tipos de consumidor en 1959 fue la siguiente: industrial 48.2, residencial 14.6, comercial 11.6, transportes 8.3, poderes públicos 3.3, alumbrado público y otros 1.1 y traspasos a otras empresas 12.9. Las actividades que exigen mayores incrementos de energía anualmente son (en millones de kWh para 1958-59): acerías y fundiciones de hierro (90), industrias químicas (71), textiles (41), automóviles (28), lubricantes (18) y fabricación de equipos eléctricos (17).

c) *Centrales y forma de distribución*

La generación conjunta del grupo Light es principalmente hidráulica (más de 85 por ciento en 1959), como se aprecia de la siguiente relación de centrales alimentadoras:

REGIÓN RÍO DE JANEIRO

*Fontes:*

154 MW, hidráulica, maquinaria instalada entre 1908 y 1947  
*Nilo Peçanha:*  
330 MW, hidráulica, maquinaria instalada entre 1953 y 1954  
*Ilha dos Pombos:*  
162 MW, hidráulica, maquinaria instalada entre 1924 y 1949

REGIÓN SÃO PAULO

*Cubatão:*

734 MW, hidráulica, maquinaria instalada entre 1926 y 1956  
*Porto Gões:*  
11 MW, hidráulica, maquinaria instalada en 1928  
*Rasgão:*  
18 MW, hidráulica, maquinaria instalada en 1925  
*Itupararanga:*  
56 MW, hidráulica, maquinaria instalada entre 1914 y 1925  
*Piratininga:*  
200 MW, térmica, maquinaria instalada en 1954

Las centrales Nilo Peçanha, Fontes, Cubatão e Itupararanga están ligadas a importantes embalses que representan en total una capacidad de almacenamiento del orden de los 2 500 millones de kWh. Los embalses de Billings, Cuarapiranga, Edgard de Souza y Pirapora cuentan con tres plantas de bombeo para la alimentación de las centrales de Cubatão (subterránea y exterior), con una altura de caída bruta de casi 719 m. Es un caso importante y bien concebido de aprovechamiento hidroeléctrico por inversión del sentido de escurrimiento del agua en el Valle del río Tieté.

En tanto que el sistema de Río de Janeiro opera en 50 ciclos, el de São Paulo lo hace a 60 ciclos y la interconexión se cumple a través de estaciones convertidoras localizadas en Aparecidas (São Paulo) y Río de Cidade (Río de Janeiro). Esta diferencia de frecuencias en los sistemas entraña un grave problema que hace patente la necesidad técnica y económica de unificar sus características (frecuencias/voltajes y formas de distribución). En previsión de las medidas que en este sentido pueden tomarse, algunas plantas generadoras se han diseñado en tal forma que pueden operar indistintamente en 50 o 60 ciclos.

El sistema de distribución residencial en Río de Janeiro es trifásico con 4 hilos y los voltajes nominales son 125/216. En

São Paulo es igual al anterior, pero con los voltajes nominales de 115/220.

d) *Obras en construcción y previstas*

Se encuentran en construcción las siguientes obras, para encarar el rápido crecimiento de la demanda: en la zona de São Paulo, ampliación de la central Cubatão (subterránea) con 2 nuevas unidades de 65 MW cada una (1961), y ampliación de la central Piratininga con dos grupos de 125 MW cada uno (1961); en la zona de Río, la usina Auxiliar de Lajes en Ponte Coberta, de 90 MW, que aprovechará el agua nuevamente embalsada en la descarga de las centrales Fontes y Nilo Peçanha (1961). La regulación del curso alto del río Paraíba permitirá además instalar 4 o 5 unidades más, de 65 MW cada una, en la usina Nilo Peçanha, a cuyo fin está prácticamente terminado el embalse Santa Branca.

En la construcción de la central Furnas (Río Grande, en el estado de Minas Gerais) interviene el grupo Light como componente del consorcio respectivo, en el que participan el Gobierno Federal y los gobiernos estatales de Minas Gerais y São Paulo. Dicha central suministrará energía al grupo a través de una línea de 435 kV y 350 km (Furnas-São Paulo), que será la base de la interconexión de este sistema con el que se desarrolla en el estado de Minas Gerais. De este modo la región centro-sur del Brasil aprovechará en forma más completa sus recursos hidráulicos, realizando importantes transferencias de energía entre sistemas debido a la diversidad de los regímenes hidrológicos y debido también a la existencia de grandes embalses de acumulación.

Así, la central Peixotos, sobre el río Grande (de la Cía. Paulista de Força e Luz), también podrá enviar energía al sistema. En esta usina se instalaron 80 MW en 1957 y 95 MW en 1960. Se espera poner en servicio 142 MW en 1962 y otros 142 MW en 1963. Están siendo estudiados los proyectos de Salto-Paredão Funil (210 MW), Anta-Benjamín Constant (400 MW) y Simplicio (200 MW), en el río Paraíba.

También en el valle Ribeira se realizan investigaciones para los proyectos de Registro (45 MW), El Dorado (120 MW), Descalvado (180 MW) y Ribeira (96 MW); sin embargo, existen en este valle problemas de transporte y geología que no permiten avanzar rápidamente en ellos.

Además de la capacidad prevista, de fuente hidráulica principalmente, existen planes gubernamentales y de empresas particulares para la instalación de centrales nucleares. El más avanzado de ellos parece ser el de Mambucaba (100-150 MW), lugar ubicado entre Río de Janeiro y São Paulo, a 50 km de la línea de interconexión de ambas ciudades. La Superintendencia del proyecto de Mambucaba (creada en diciembre de 1959) es el organismo encargado de coordinar los aspectos legales, administrativos, financieros y económicos para la realización de dicho proyecto.

e) *Precio de la energía*

El precio medio de 1 000 kWh para la industria en Río de Janeiro (1959) era igual al de 0.27 toneladas de *diesel-oil* o 0.78 toneladas de carbón mineral. En São Paulo las mismas equivalencias fueron: 0.25 toneladas de *diesel-oil* o 0.61 toneladas de carbón.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Además de las informaciones directas, para este apartado se consultaron: *Plano Nacional de Electrificação e Centrais Elétricas Brasileiras S. A.*; Estado de São Paulo (Secretaría da Viação e Obras Públicas), *Plano Estadual de Electrificação*; Gen. Carlos Berenhauser Jr., *O Problema da Energia Elétrica no Brasil* (CEPAL/DOAT); São Paulo Light S. A., *Serviços de Electricidade, Relatório Anual* (1958 y 1959); Mario Savelli, "Energía Elétrica e Desenvolvimento Industrial no Brasil", *Electricidade*; International Atomic Energy Agency, *Report of the Preliminary Assistance Mission to Brasil* (STI/DOC/16).

## 2. Sistema de la Cía. Paulista de Força e Luz

Pertenece al grupo de las Empresas Eléctricas Brasileiras, subsidiarias de la American and Foreign Power Co. (Electric Bond and Share Co.) y representa aproximadamente el 40 por ciento de la generación de aquéllas.

Distribuye electricidad en 180 municipios del interior del estado de São Paulo y en 4 del estado de Minas Gerais, cubriendo un área de unos 80 km<sup>2</sup>. Tiene casi todas sus redes interconectadas constituyendo un extenso sistema, ligado a su vez con el sistema Light de São Paulo.

Se estimó la población de las sedes municipales en su zona de influencia en algo más de un millón de habitantes (1959), elevándose la población total a casi 3 millones; el número de suscriptores pasó ese año de 310 000.

La industrialización del territorio servido por la Compañía Paulista de Fuerza y Luz no se limita a las numerosas empresas de beneficio de café, algodón, arroz, etc., correspondientes a la producción agrícola, sino que también comprende actividades manufactureras diversas (textiles, productos de goma, química, papeles, etc.).

La demanda máxima conjunta en las centrales generadoras alcanzó aproximadamente a 238 MW (1959), con una producción total de 1 250 MWh. Estos valores representan el 6.8 por ciento de la capacidad instalada y el 6.7 por ciento de la producción total de las empresas eléctricas de servicio público.

### a) Características del consumo

En 1959 el consumo neto por habitante (descontadas las pérdidas y el consumo propio de las centrales) se elevó a 350 kWh si se considera la población total y a 1 020 kWh si sólo se toma en cuenta la población urbana, habiendo requerido un crecimiento en la generación durante el período 1950-59 de 11.7 por ciento, mientras el aumento demográfico era aproximadamente de 2.8 por ciento.

El consumo por tipos de consumidor se distribuyó porcentualmente en la siguiente forma (1959): residencial 21.7, comercial 11.8, industrial 28.8 y otros (consumo rural principalmente) 35.7. Esa distribución en 1948 era: residencial 29.6, comercial 11.2, industrial 35.7 y otros 23.5. Se nota muy especialmente el crecimiento del consumo rural. La incidencia de los consumos industrial y comercial es ligeramente inferior a la del promedio nacional. La relación porcentual del sistema sobre el total nacional del servicio público fue el siguiente: doméstico 14.0, comercial 5.3 e industrial 5.0.

El factor de carga anual alcanzó a 0.60 en 1959 y a 0.57 en 1956. Las pérdidas de distribución, el consumo en las propias plantas y los consumos no controlados se elevaron a más del 20 por ciento de la producción.

### b) Centrales y líneas

La generación es hidráulica principalmente, como puede apreciarse en la siguiente lista de centrales.

Nombre	Capacidad (MW)	Fecha de instalación de los equipos
Peixoto (hidráulica)	175	1957-60
Americana (hidráulica)	30	1949-54
Avanhandava (hidráulica)	30	1946
Jaguari (hidráulica)	12.7	1919-57
Maribondo (hidráulica)	7.9	1928
Varias (hidráulica)	26.6	...
Carioba (térmica)	30.0	1954

En la central Peixoto se instalarán en total 460 MW y se admite que cada dos años se puede contar con 142.5 MW más, hasta alcanzar aquella capacidad. Además, se halla en estudio

el proyecto de Estreito (800 MW). Las redes del sistema con voltajes superiores a 11 kV superan los 8 000 km, de los cuales 400 km corresponden a líneas de 132 kV y 1 500 km a líneas de 66 kV. La frecuencia empleada es de 60 ciclos y la distribución trifásica en baja se realiza principalmente con cuatro conductores a 127/220 voltios.

### c) Precio de la energía

El precio medio de 1 000 kWh para la industria dentro del sistema fue (1959) igual a 0.25 toneladas de *diesel-oil* o 0.61 de carbón.<sup>1</sup>

## 3. Centrales eléctricas de Minas Gerais (CEMIG)

El estado de Minas Gerais, donde desarrolla sus actividades la empresa CEMIG, posee grandes recursos minerales (hierro, aluminio, etc.) en favorables condiciones de explotación. Sin embargo, la región carece de combustibles, por lo que el aprovechamiento de tal riqueza minera está condicionado al desarrollo previo de los recursos hidroeléctricos, que el estado posee en forma abundante. A fin de acelerar el desarrollo de esas fuentes de energía hidroeléctrica y para coordinar los planes que en materia de energía tenían las numerosas empresas que abastecen la zona, fue constituida en 1952 la empresa CEMIG como una sociedad anónima de capitales mixtos con predominio de fondos del estado de Minas Gerais. En el momento de su constitución pasaron a formar parte de CEMIG en calidad de empresas subsidiarias la Cía. de Electricidad del Alto Río Doce, la Cía. de Electricidad del Medio Río Doce y la Cía. de Electricidad del Alto Río Grande. Actualmente interviene además en la Central Eléctrica de Piau, S. A. y en la Central Eléctrica de Furnas, S. A., como empresas asociadas.

La zona de influencia es actualmente la región central-sur del estado. En ella se concentran las principales ciudades, entre las que se encuentra Belo Horizonte, la capital estadual. Ahí están también ubicadas las principales industrias, cuya producción equivale casi a la total del estado. Como centro industrial, Minas Gerais es el quinto en importancia de los estados del Brasil.

CEMIG suministra directamente energía eléctrica a más de 40 localidades entre las cuales se destaca el sector industrial de Belo Horizonte (Cidade Industrial). También entrega energía en bloque a algunas empresas para que ellas la distribuyan. Las principales de esas empresas son la Cía. Força e Luz de Minas Gerais y la Cía. Sulmineira de Electricidade, con la que se conectó en 1959. La Cía Força e Luz utiliza la energía que le suministra CEMIG para satisfacer parte de la demanda de la ciudad de Belo Horizonte. En 1959, de un total de 313.3 millones de kWh de que dispuso la compañía para su distribución, 207.4 millones correspondían a energía comprada a otros productores, entre los que se destaca CEMIG.

La zona abastecida directa e indirectamente por CEMIG ha variado de 10 600 km<sup>2</sup> de superficie en 1952 a 42 000 km<sup>2</sup> en 1957 y a 85 000 km<sup>2</sup> en 1959, esperándose que alcance a unos 194 000 km<sup>2</sup> en 1962. La superficie total del estado es de 582 000 km<sup>2</sup>.

La población abastecida correspondiente se ha incrementado de 650 000 habitantes en 1952 a 1.1 millones en 1955, 2.5 millones en 1958 y se prevén 5.0 millones para 1965. La población total del estado se estimaba en 1959 en una cifra cercana a los 9.0 millones de habitantes.

La capacidad instalada del conjunto de plantas pertenecientes a CEMIG ha sido la siguiente desde su creación:

Año:	1952	1955	1958	1959
kW:	12 500	64 400	172 000	191 600

<sup>1</sup> Además de las fuentes indicadas para los sistemas del Grupo Light, para este apartado se utilizó el *Relatorio da Diretoria* de la Companhia Paulista de Força e Luz.

El potencial instalado en 1959 estaba constituido por las siguientes plantas:

Planta	Tipo	Potencia instalada (kW)
Gafanhoto . . . . .	hidráulica	32 500
Cajurú . . . . .	"	7 200
Itutinga . . . . .	"	37 500
Salto Grande . . . . .	"	100 000
Piaú . . . . .	"	18 000
Tronqueiras . . . . .	"	4 000
Ilheus . . . . .	"	3 000
Santa Marta . . . . .	"	4 000
Carandai . . . . .	"	1 000
Cidade Industrial . . . . .	diesel	4 400

De estas centrales, las de Tronqueiras, Piaú y Santa Marta funcionan como sistemas independientes. El resto constituye el sistema interconectado de CEMIG.

Algunas características de los embalses del sistema son:

a) El Embalse Cajurú regula el abastecimiento de agua de Gafanhoto aguas abajo y a Cajurú, al pie del embalse y su volumen útil es de 163 millones de m<sup>3</sup> (22 millones de kWh).

b) El Embalse de Itutinga, de la central del mismo nombre dispone de 6.5 millones de m<sup>3</sup> útiles, equivalentes a unos 400 000 kWh.

c) El Embalse de Guanhaes, que regula Salto Grande, tiene 58.0 millones de kWh.

Las principales obras para un futuro próximo son las centrales Tres Marias y Furnas. En ambas está CEMIG asociada con otras entidades o empresas. La primera de estas centrales será abastecida por el embalse Tres Marias, el cual podrá retener 22 000 millones de m<sup>3</sup> en un área inundada de cerca de 1 300 km<sup>2</sup>. La central tendrá una capacidad final de 520 MW.

La central Furnas se abastecerá del embalse del mismo nombre, el cual poseerá un volumen útil de 14 000 millones de m<sup>3</sup> con área inundada de 1 400 km<sup>2</sup>. Esta central tendrá en su etapa final 1 100 MW. En cualquier etapa, la mitad de la energía generada corresponderá a CEMIG.

Otra obra en construcción es la de Camargos, con embalse de 750 millones de m<sup>3</sup> útiles (100.0 millones de kWh) y planta generadora de 45 000 KW. Este embalse, que se encuentra en etapa muy avanzada, permitirá duplicar la capacidad instalada de Itutinga.

No existe ningún proyecto térmico de importancia.

La generación conjunta de las plantas del grupo CEMIG ha sido la siguiente en los últimos años:

Año:	1954	1956	1958	1959
10 <sup>6</sup> kWh:	46	336	747	851

La energía generada en 1959 representó un porcentaje cercano al 35 por ciento de la generación total del estado. Para 1962 se espera que llegue al 60 por ciento del total.

De la energía generada en 1959, un total de 83.8 millones de kWh constituyeron las pérdidas de transmisión y distribución y 2.3 millones el consumo propio. Así, pues, la energía no distribuida alcanzó a cerca del 10 por ciento de la generación.

La frecuencia del sistema interconectado CEMIG es de 60 ciclos por segundo. Ya se vio que ésa es la frecuencia de generación de algunas de las empresas más importantes del Brasil.

Sobre el consumo, la demanda máxima anual y el factor de carga anual del sistema se tienen los siguientes valores:

Año	Consumo (10 <sup>6</sup> kWh)	Demanda máxima (kW)	Factor de carga
1955	131.8	44 300	0.387
1958	673.6	150 000	0.571
1959	768.1	155 000	0.630

En 1959 fue necesario racionar el servicio, especialmente el sector industrial, debido a la sequía que afectó a la zona.

La naturaleza del consumo del grupo CEMIG es principalmente industrial, como se ve en la estadística que sigue, expresada en millones de kWh:

Consumo	1955	1958	1959
Residencial . . . . .	2.3	15.2	19.1
Comercial . . . . .	1.7	8.2	10.1
Industrial . . . . .	80.7	503.8	575.2
De otras empresas . . . . .	39.4	112.3	125.2
Otros . . . . .	7.7	34.1	38.5

La participación industrial ha ido en aumento hasta alcanzar casi el 75 por ciento en 1959. El consumo por habitante en la zona de influencia de CEMIG llegó en 1959 a una cifra cercana a los 400 kWh/hab.

Las actuales plantas, en unión de las de Tres Marias y Furnas, actualmente en construcción, permitirán satisfacer sin dificultad una demanda prevista de 3 000 millones de kWh para 1965 y 6 500 millones para 1970.

CEMIG poseía en 1959 una extensa red de líneas de transmisión. En el cuadro que sigue se indica el kilometraje total correspondiente a los diferentes voltajes empleados:

kV:	161	138	69	44	345	22	13.8
km:	142	239	670	105	74	57	24

La red de distribución estaba formada ese año por 369 km en alta tensión, 699 km en baja y un total de 365 km en líneas rurales.

Las líneas de transmisión más importantes que se construyen en la actualidad son las que llevarán la energía de Furnas y Tres Marias al sistema. El tramo Furnas-Belo Horizonte será de 345 kV, con 200 km de longitud, y el de Tres Marias-Belo Horizonte, de 275 kV, con 250 km de longitud.<sup>k</sup>

#### 4. Sistema de la Cía. Hidroeléctrica de San Francisco (CHESF)

Este sistema inició sus operaciones en 1955. La correspondiente zona de concesión comprende 347 municipios en 8 estados brasileños, ubicados principalmente en la región denominada "Polígono das Secas", en el nordeste del país, con un área aproximada de 516 000 km<sup>2</sup> y más de 11 millones de habitantes, rurales en su mayoría, ya que la población de las sedes municipales se estima aproximadamente (1959) en 2.8 millones.

La capacidad instalada actual es de 200 MW, de los que corresponden 180 MW a la primera etapa de la central hidroeléctrica de Paulo Alfonso y 20 MW a la planta térmica de Cotegipe.

El ritmo de expansión del sistema se aprecia con los siguientes datos del servicio proporcionados por la central Paulo Alfonso.

Año	Demanda máxima en central (MW)	Generación total (GWh)
1955	69	226
1957	118	440
1959	160	(710)

<sup>k</sup> Para este apartado se consultaron, además de informaciones directas, las siguientes fuentes: Relatórios da Centrais Elétricas de Minas Gerais S. A.; Candido Hollanda de Lima, *Evolução das Centrais Elétricas de Minas Gerais e sua influência na indústria metalúrgica* (1959); Relatórios da Companhia Força e Luz de Minas Gerais; Gov. José Fco. Bias Fortes, *Aumento de capital da Centrais Elétricas de Minas Gerais S. A.* (mensaje y proyecto de ley).

El nivel de energía por habitante en 1959 era 65 kWh si se considera la población total y 255 kWh si se refiere sólo a la que habita en las sedes municipales.

La demanda máxima y la generación representaban respectivamente el 6 por ciento y el 3.9 por ciento de la suma de las demandas máximas y de la producción de las principales empresas de servicio público de todo el país.<sup>1</sup>

Las líneas de transmisión en servicio pasan de 2 500 km, sumando más de 860 km sólo las de 220 kV .

La frecuencia es de 60 ciclos.

En el Plan de Electrificación del Nordeste, elaborado en abril de 1959, se consideran los siguientes aspectos principales:

#### Capacidad generadora:

En servicio . . . . .	200 MW
En montaje <sup>m</sup> . . . . .	130 "
En proyecto . . . . .	385 "

Total . . . . . 715 MW

#### Líneas de transmisión (220, 132, 66, 13.8 kV):

En servicio . . . . .	2 500 km
En construcción . . . . .	800 "
En proyecto . . . . .	7 500 "

Total . . . . . 10 800 km

<sup>1</sup> De la información proporcionada para la central Paulo Alfonso se observa el mejoramiento del factor de carga del consumo (de 0.37 en 1955 a 0.51 en 1959) a medida que se establecen las demandas de carácter industrial como consecuencia de la eliminación de restricciones en zonas que antes tenían un servicio eléctrico deficiente y de la incorporación de otras que originalmente no disponían de él.

<sup>m</sup> Ya se ha excavado la segunda casa de máquinas, que es sub-

#### Subestaciones de bajada:

En servicio . . . . .	230 MVA
En construcción . . . . .	400 "
En proyecto . . . . .	580 "

Total . . . . . 1 210 MVA

Se establecerían redes nuevas de distribución en 162 ciudades. El aumento de la demanda prevista en los próximos años con la expansión considerada en el plan es el que se indica en las cifras siguientes:

	1963	1966
Energía (miles de MWh) . . . . .	2 596	3 547
Demandas máximas en plantas (MW) . . . . .	605	779

El plan importa 225 millones de dólares, de los cuales el 70 por ciento más o menos es en moneda nacional.

El precio medio de la energía vendida en 1955 fue de 0.45 crucesos/kWh y en 1959 de 0.703 crucesos/kWh, experimentando éste un aumento de 65 por ciento contra un 80 por ciento que representó el índice del costo de vida en igual tiempo. En las distintas ciudades del sistema, la distribución tiene características diferentes, predominando los voltajes 220/380 en sistema trifásico de cuatro hilos, aunque también se emplean los voltajes 127/220.<sup>n</sup>

terránea como la primera y albergará 6 unidades de 65 MW cada una. Se considera la construcción de una tercera casa con unidades de 60 MW cada una.

<sup>n</sup> En esta sección se utilizaron como fuente diversos reportes de la Compañía Hidroeléctrica del Río San Francisco (CHESF).

## D. COLOMBIA

### 1. Sistema de Bogotá

El sistema más importante de Colombia, aparte el de Medellín, es el que alimenta al distrito de Bogotá y algunas poblaciones próximas (Facatativá, Bojocá, Madrid, Mosquera, Funza, Fontibón, Suba, Usaquén, La Caro, La Calera, Chía, Tibito, etc.). Pertenece a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, entidad municipal. En 1959 la demanda máxima atendida en las plantas generadoras fue de 127 MW, manteniendo algunas restricciones desde hace años al tipo y magnitud de nuevas instalaciones y al cobro de cargos especiales denominados "cuota de refuerzo de red". La generación fue de 600 millones de kWh aproximadamente. Estos valores representaron alrededor del 20 y del 22.2 por ciento, respectivamente, de la potencia instalada y de la generación total de las principales empresas de servicio público del país. La región atendida por el sistema comprendía en 1959 aproximadamente 1.08 millones de habitantes (7.7 por ciento de la población del país) con algo más de 116 000 suscriptores. El consumo neto por habitante fue de unos 500 kWh.<sup>o</sup> En el periodo 1950-59 la generación aumentó a una tasa media acumulativa anual de 12.1 por ciento (duplicación en unos 6 años), en tanto que el crecimiento demográfico lo hacía a 5.4 por ciento.

#### a) Consumo

La distribución porcentual del consumo por tipos de consumidor en 1959 fue la siguiente: doméstico 28.9, comercial 27.1, industrial 30.5, alumbrado público 4.3, transporte y otros 1.7 y consumo oficial 7.5.

En el periodo 1950-59 las tasas medias de crecimiento por sectores de consumo en porcentos fueron: doméstico 13.9, co-

mercial 14.5, industrial 10.8, alumbrado público 7.0 y los demás 15.2, habiendo disminuido la tracción eléctrica con un ritmo de 9.6 por ciento anual. En 1956 y con relación al total de los principales consumos de servicio público de todo el país, este sistema cubrió los siguientes porcentajes por tipos de consumidor: doméstico 12.2, comercial 39.5, industrial 24.1,<sup>p</sup> alumbrado público 10.3 y transporte y otros 28.2. Las pérdidas de transmisión y distribución se calcularon en 13.6 por ciento del total generado.

#### b) Centrales y líneas

Las centrales, con una potencia instalada total de 124 MW, fueron: Charquito con 5.5 MW, Salto I con 50 MW y Laguneta (3 unidades) con 54 MW, todas hidroeléctricas, y la termoeléctrica de Charquito con 14.5 MW.<sup>q</sup> Todas las plantas están localizadas sobre el río Bogotá, cerca del borde de la meseta y entre 30 y 40 km de distancia de la ciudad. La generación propia se distribuyó (1959) en 97 por ciento hidráulica y el saldo térmica.

Como autoprodutora, la Empresa Cementos Samper posee una planta hidroeléctrica de pasada con 8 MW instalados, pero su potencia firme se reduce frecuentemente a 1 MW. En tales periodos esta fábrica es cliente del sistema de Bogotá, para satisfacer su demanda de hasta 5 MW, pero en condiciones hidrológicas favorables vende energía al sistema. El exceso de sus entregas sobre las compras a la Energía Eléctrica de Bogotá en 1959 fue superior a 8 millones de kWh. El factor de carga anual en usinas alcanzó a 0.54, habiendo sido 0.55 en 1949 y 0.61

<sup>p</sup> Incluye la energía del servicio público vendida a algunas empresas mineras

<sup>q</sup> Los años de instalación de los equipos fueron: Charquito 1920, Salto I 1947, Laguneta 1957, Charquito (térmica) 1937 (6.5 MW) y 1955 (8 MW).

en 1955. Este valor, el más alto alcanzado, correspondió al período de mayores restricciones y racionamientos, que precedió a la entrada en servicio de la central Laguneta. En un día de trabajo (mayo) el factor de carga llegó a 0.66.

La potencia máxima servida y la capacidad de las plantas generadoras fueron en 1959 más o menos iguales. La frecuencia empleada es de 60 ciclos.

Las líneas de transmisión y distribución comprenden 207 km a 57.5 kV,<sup>r</sup> 15 km a 30 kV, 51 km a 20 kV, 59 km a 11.4 kV, 581 km a 6.6 kV y 960 km a 2.6 kV, todas aéreas. Además hay unos 195 km de cables subterráneos a 6.6 kV. La línea entre Laguneta y Bogotá está prevista para trabajar a 115 kV que es el voltaje a que trabajarán una parte del sistema actual y las futuras líneas de transmisión cuando entren a operar las centrales en proyecto.

#### c) Planes previstos

Existen planes para convertir la mayor parte de las líneas de 6.6 a 11.4 kV. La red de baja tensión trabaja a 150/260 V (4 conductores); se estudia su conversión a 120/208 V.

La primera etapa del programa inmediato de realizaciones se basa en el aprovechamiento del Río Bogotá mediante su regularización. Este río sería una de las fuentes más económicas de electricidad en Colombia. Se contempla la instalación de la cuarta unidad de Laguneta (18 MW) en 1961 y la central de Salto II (66 MW) en 1962. Se instalarán además 33 MW térmicos en Zipaquirá y se ampliarán las redes de distribución. A plazo un poco mayor, en etapas sucesivas, se proyecta continuar el desarrollo del Río Bogotá con la construcción de las centrales Charquito II (16 MW) en 1963 —retirándose 5.5 MW de Charquito I—, Neusa (25 MW) y Canoas (24 MW) en 1964; la mitad de la Central Nº 5 (62 MW) en 1965 y la otra mitad en 1966, y la Central Nº 6 (105.5 MW) en 1968. En la forma descrita se prevé que la capacidad instalada superaría en 16 y 22 por ciento a la demanda máxima en los años 1965 y 1968.

Para la primera etapa se cuenta ya con un préstamo del Banco Internacional y la empresa piensa invertir en los próximos seis años 28 millones de dólares (63 por ciento en moneda extranjera y el saldo en moneda nacional). El resto del programa total supone la inversión hasta 1968 de 113 millones de dólares (40 por ciento en moneda nacional y 60 por ciento en moneda extranjera), incluyendo la ampliación de las redes de distribución de acuerdo con la mayor capacidad de la demanda.

#### d) Precio comparativo del kWh

El precio medio de 1 000 kWh era igual al de venta de 0.2 toneladas de *diesel-oil* y al de 0.36 toneladas de *fuel-oil*.<sup>s</sup>

## 2. Sistema de Medellín

Este sistema pertenece a las Empresas Públicas de Medellín, entidad autónoma organizada con capital municipal, que incorpora además las empresas del agua potable, alcantarillado y teléfonos. Abastece la ciudad de Medellín y algunas poblaciones próximas de la Sección Central de Antioquia (Bello, Copacabana, Envigado, Itagüí, Guarne, Caldas, así como Entreríos, Don Matías, Guadalupe, Carolina, Gómez Plata, etc.). La demanda máxima

<sup>r</sup> Entre las plantas y la ciudad de Bogotá hay tres líneas de doble circuito, de 23, 25 y 30 km cada una.

<sup>s</sup> Además de las informaciones directas, para este apartado se tuvieron en cuenta las siguientes fuentes: Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, *Development Program, 1959*; República de Colombia, *National Electrification Plan*; United States Department of Commerce, *Electric Power in Colombia*; *El desarrollo económico de Colombia (E/CN.12/365/Rev.1)*, publicación de las Naciones Unidas, Nº de catálogo: 57. H.G.3); Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Distrito Especial de Bogotá, *Anuario estadístico 1958*.

atendida en las plantas generadoras fue en 1959 de 147.5 MW y la generación, de 724 millones de kWh; debe considerarse que existen racionamientos desde hace varios años, principalmente en los periodos secos. Estos valores representaron más o menos el 23.2 por ciento de la potencia instalada y el 26.8 por ciento de la producción total de las principales empresas de servicio público del país.

#### a) Consumo

La región atendida por este sistema comprendió en 1959 una población estimada en 570 000 habitantes (4.1 por ciento de la población de Colombia). El consumo neto por habitante alcanzó a 1 150 kWh aquel año —es decir, casi un séxtuplo del promedio de todo el país—, del servicio público únicamente. En el período 1950-59 la generación aumentó a una tasa anual acumulada de 10 por ciento —que corresponde a la duplicación en poco más de 7 años—, en tanto que el crecimiento demográfico lo hacía a 6.4 por ciento. En 1959 el número de suscriptores fue poco superior a 95 000, dando un promedio de 6 habitantes por abonado. El consumo por tipos de consumidor se distribuyó porcentualmente en 1959 del siguiente modo: residencial 55.8, comercial 7.2, industrial 24.4, alumbrado público 6.0 y varios 6.6. Las pérdidas fueron alrededor del 11 por ciento del total generado.

#### b) Centrales y líneas

La generación propia de las Empresas Públicas de Medellín es totalmente hidráulica en las siguientes centrales: Guadalupe I, 40 MW (cuatro unidades de 10 MW cada una, estando la central a 120 km por carretera al noreste de Medellín, sobre el río Guadalupe); Guadalupe II, 10 MW (cerca de la anterior, en una sola unidad); Río Grande, 75 MW (compuesta de tres unidades de 25 MW cada una y situada a 65 km de Medellín por carretera, sobre el Río Grande) y Piedras Blancas, 11.5 MW. Una unidad montada en la tubería de suministro de agua a la población (1958), se emplea principalmente a las horas de punta. La Compañía Colombiana de Tejidos (COLTEJER) tiene una central térmica de 19.5 MW, conectada al sistema y que lo apoya en ciertos meses del año; en 1959 sólo alcanzó a 2.2 por ciento de la energía generada.

El factor de carga anual en las plantas (1959) fue 0.56, en tanto que en 1949 había llegado a 0.61.<sup>t</sup> El día de máxima demanda en 1959 (noviembre) superó el factor de carga 0.657.

La razón entre la potencia máxima servida y la capacidad disponible en las plantas fue similar a 94 por ciento, considerando 10 MW disponibles para el sistema. Este dato permite apreciar la insuficiencia del servicio para atender el consumo, recordando los severos racionamientos que se imponen y el crecimiento medio anual de 10 por ciento aproximadamente.

La frecuencia empleada es 60 ciclos/segundo. Una línea con dos ternas a 120 kV (80 km de largo) une las centrales de Guadalupe a la subestación de Poblado y otra también a 120 kV y doble circuito (50 km de largo) une la usina de Río Grande a la misma subestación.

Mediante una línea de 15 km, la central Piedras Blancas se interconecta con las otras en 120 kV al norte de Medellín. La distribución intermedia se hace a 13.8 kV (4 conductores). La distribución en baja tensión se realiza principalmente en el sistema 120/208 V (4 conductores).

#### c) Planes previstos

En una primera etapa del programa de ampliaciones vigente, se realiza la instalación de las dos primeras unidades de la Cen-

<sup>t</sup> Probablemente en 1949 los racionamientos deformaban más que ahora las características de la demanda, restringiendo el servicio principalmente a las horas de punta.

tral Guadalupe III (40 MW cada una), que serán puestas en servicio en 1960 y 1961, así como los primeros 18 MW de la Central Troneras (1962). Para estas obras en mayo de 1959 el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento acordó un préstamo por 12 millones de dólares amortizable en 22 años. Además existen proyectos para construir la central Guatape en el Río Mare, escalonada así: 37 MW (1ª unidad) en 1964, 74 MW (2ª y 3ª unidades) en 1965 y 37 MW (4ª unidad) en 1966. Las otras cuatro unidades de esta central, también con 148 MW, se instalarían en 1968-70. Además, 80 MW (3ª y 4ª unidades) de Guadalupe se considera que entrarán al servicio en 1967. De acuerdo con el plan señalado, la capacidad instalada llegaría a 346 MW a fines de 1965 y a 611 MW en 1970, superando las demandas máximas previstas para esos años en sólo 5 por ciento. La inversión prevista para la primera etapa (80 MW en Guadalupe III y 18 MW en Troneras), incluyendo los sistemas de transmisión y distribución correspondientes, alcanza a 20 millones

de dólares (50 por ciento en divisas y 50 por ciento en moneda nacional). Las inversiones previstas para el programa total hasta 1970 llegarían a 85 millones de dólares.<sup>u</sup>

#### d) Precio comparativo del kWh

Con relación a sustituciones de otras fuentes de energía en el sector industrial, se señala que el precio medio de 1 000 kWh era igual a 0.175 toneladas de *diesel-oil* y a 0.3 de *fuel-oil*.<sup>v</sup>

<sup>u</sup> Tanto las inversiones señaladas en la primera etapa del plan como en el total del mismo arrojan valores excepcionalmente bajos (200 y 180 dólares por kW instalado, incluyendo líneas de transmisión y redes de distribución), que probablemente serán reajustados al revisar los proyectos.

<sup>v</sup> Además de las informaciones directas, se tuvieron en cuenta para este apartado las mismas fuentes citadas supra, nota (s), y Empresas Públicas de Medellín, Balance e Informes 1959.

## E. COSTA RICA

### 1. La Compañía Nacional de Fuerza y Luz

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) es una empresa particular subsidiaria de la American and Foreign Power, que opera en el país desde 1928. Su concesión abarca San José, la capital, y 36 localidades circunvecinas, abarcando un área aproximada de 300 km.<sup>2</sup> Es la zona con mayor densidad de población, del orden de los 1 000 hab./km.<sup>2</sup> y concentra cerca de un tercio de la población del país, la que en 1960 se estimaba en 1.1 millones de habitantes.

La actividad industrial se encuentra también concentrada en esta zona, pero no ha alcanzado todavía un desarrollo de importancia. Se reduce a industrias como las textiles, de productos alimenticios, etc.

Dicha compañía es, después de la empresa estatal del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la de mayor importancia desde el punto de vista de la capacidad instalada. En 1959 ésta era de 38 600 kW, o sea el 39 por ciento del total para servicio público en el país. La capacidad instalada de la CNFL se compone de 74 por ciento en unidades hidroeléctricas y 26 por ciento en unidades a vapor, como puede verse en detalle a continuación.

Nombre	Potencia (kW)	Tipo	Nº de unidades	Año de instalación
San Antonio .	10 000	Vapor	2	1954
Ventanas . . .	10 000	Hidro	4	1944
Nuestro Amo.	7 500	"	2	1949
Brasil . . . . .	5 315	"	4	1912-31
Belén . . . . .	2 800	"	5	1912-26
Electriona . .	2 120	"	2	1928
Anonos . . . . .	600	"	...	...
Río Segundo .	250	"	1	1924

Ninguna de las plantas hidroeléctricas posee regulación estacional. La capacidad instalada de la CNFL es insuficiente para satisfacer las necesidades de la zona que abastece. Esta insuficiencia hizo crisis en 1954 a consecuencia de la sequía que azotó la zona central. La situación se vino a remediar en 1956 con la puesta en servicio de la planta diesel de Colima, de propiedad del ICE, la cual vende toda su energía a la CNFL, y en forma más definitiva con la entrada en operación en 1958 de la central hidroeléctrica La Carite, también de propiedad del ICE.

De un total de 269 millones de kWh de que en 1959 distribuyó la CNFL para su distribución, 242 millones fueron consumidos en bloque al ICE y sólo generó en sus plantas 127 millones. Esta generación, 4.5 millones correspondió a la central de San Antonio y 122.5 a las centrales hidráulicas. Los

269 millones de kWh distribuidos por la CNFL representaron el 75 por ciento de la producción eléctrica total del país en servicio público.

Para conducir esta energía a las poblaciones servidas, la Compañía poseía las siguientes líneas de transmisión y distribución:

77.7 km de	33 kV
109.7 " de	13.2 kV
322.7 " de	4.2 kV
24.9 " de	2.4 kV
232.0 " de	120 V

Lo anterior da un total de 767 km. Además se encontraban en construcción (1959) 19 km en líneas de 33 kV.

El total de pérdidas en transmisión y distribución alcanzó en 1969 sólo al 13.4 por ciento, en comparación con 23.1 por ciento en 1950.

La población en el área servida por la CNFL ha variado de 201 000 habitantes en 1950 a 291 000 en 1959, lo que equivale a una tasa anual de crecimiento del 4.2 por ciento. El consumo ha variado, por su parte, de 100 a 231 millones de kWh en ese mismo período, con una tasa de 9.7 por ciento anual. Las cifras de población y consumo en el año 1959 representan un consumo por habitante de 800 kWh, que contrasta con el de 115 kWh (sólo en servicio público) para el resto del país.

Debido al escaso ritmo con que se ha desarrollado la actividad industrial, la naturaleza del consumo es principalmente de tipo comercial y residencial. La distribución porcentual del consumo por clases de servicio fue: residencial 73.5, comercial 13.9, industrial 6.1, otros servicios 4.8 y venta en bloque 1.7.

El bajo precio de la energía eléctrica (2.02 centavos de dólar en promedio) se debe, por una parte, al bajo costo de producción (lugares de energía muy ventajosa, cortas líneas de transmisión, etc.) y por otra, a un intenso mercado de consumo y a una reducida utilidad. Sin embargo, el precio del kWh entregado al consumidor ha aumentado más que el costo de la vida en los últimos diez años, como evidencia el cuadro siguiente (1950 = 100):

	Costo de la vida	Costo del kWh
1950	100	100
1955	111	120
1959	119	137

### 2. El Instituto Costarricense de Electricidad

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) fue creado por decreto del 8 de abril de 1949 como institución estatal autónoma de servicio público. A este organismo se han encomendado las funciones de estudiar las necesidades eléctricas del país, aprove-

char racionalmente sus recursos hidroeléctricos y suministrar energía sin finalidades de lucro, sino solamente con el fin de fomentar las actividades productivas.

La zona que abastece el ICE en la actualidad es principalmente la región central del país, pero vendiendo en bloque casi toda la energía a otras empresas que se encargan de su distribución, tales como la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) en San José y poblaciones vecinas o los Servicios Municipales de Heredia y Alajuela. También abastece algunos centros aislados en el resto del país (Puerto Limón, Liberia, Santa Cruz, etc.).

Desde su creación, el Instituto ha instalado la planta diesel de Colima (11 880 kW) —no prevista en el programa inicial y construida sólo para solucionar la crisis que en 1954 afectó al abastecimiento de la zona central—, que entró en funcionamiento el año 1955, y la planta hidroeléctrica La Garita (30 000 kW), cuyas dos unidades de 15 000 kW cada una entraron en servicio a mediados de 1958.

Además de estas dos plantas de importancia, el ICE contaba en 1959 con las siguientes plantas de pequeña capacidad:

Nombre	Tipo	Capacidad instalada (kW)
Nagatac . . . . .	Hidro	1 500
Barro Norado . . . . .	"	870
Guacimal . . . . .	"	720
Asunción . . . . .	"	718
La Isabel . . . . .	"	360
Hopkins . . . . .	"	300
Colorado . . . . .	"	140
Puntarenas . . . . .	Diesel	976
Limón . . . . .	"	976
Colorado . . . . .	"	510
La Parina . . . . .	"	440
Santa Cruz . . . . .	"	142

Estas plantas alcanzan en conjunto a un total de 49 530 kW (34 610 kW en plantas hidroeléctricas y 14 920 kW en plantas térmicas). Desde el punto de vista de su potencia instalada, ha pasado a ser la principal empresa del país, representando sus

instalaciones el 49.5 por ciento de toda la potencia instalada de servicio público.

Desde la puesta en servicio de la central La Garita, la producción del ICE es de naturaleza principalmente hidroeléctrica. En 1959 la generación hidroeléctrica alcanzó a 168 millones de kWh, contra 20 millones térmicos (89 y 11 por ciento, respectivamente). Además de su propia generación, el ICE compró ese año a la Cía. Agrícola de Santiago un total de 16 millones de kWh, con lo que el total de energía de que dispuso el ICE fue de 204 millones de kWh. Esta cantidad se vende principalmente en bloque, alcanzando su monto a 154 millones, o sea, el 76 por ciento del total. La mayor parte de esta entrega al por mayor se realiza a la CNFL para abastecer la zona de San José.

De acuerdo con el Plan de Electrificación Nacional, se está construyendo actualmente la planta hidroeléctrica de Río Macho N° 1, la cual será construida por etapas de 30 000 kW hasta completar los 150 000 kW del proyecto.

Dentro de la generación total de energía eléctrica del país, que en el año considerado fue de 361 millones de kWh, la producción del ICE representó el 52 por ciento.

Para la transmisión de la energía, el ICE dispone de una línea de 138 kW y 31 km de longitud, que conecta la central de la Garita con la central Colima y, a través de ésta, con la CNFL. Además, un total aproximado de 160 km en líneas de 34.5 kV y otras líneas menores transportan la energía generada en Colima y La Garita a toda la zona comprendida entre Turrialba y Puntarenas.

Las pérdidas de transmisión y consumos no registrados en las poblaciones abastecidas por el ICE a través del Sistema Eléctrico Nacional representan el 13 por ciento aproximadamente de la energía entregada al Sistema.

La población abastecida directamente por el ICE se estimaba en cerca de 150 000 habitantes en 1959. Esta población consumió en dicho año 44 millones de kWh, lo que da un promedio de 290 kWh/hab.

La distribución porcentual del consumo por regiones ha sido la siguiente: Región del Pacífico 43.1, Región Central 2.3, Puerto Limón 36.4, Liberia 15.9 y Santa Cruz 2.3. La distribución por tipos de consumidor, también porcentual, en los centros abastecidos directamente era la siguiente: residencial 62.0, comercial 15.5, industrial 11.0, otros 11.5.

## F. CHILE

### 1. Sistema Interconectado

El sistema eléctrico más importante de Chile es el interconectado, que abarca las regiones geográficas tercera y cuarta del país. En un principio sólo comprendía el sistema de la Compañía Chilena de Electricidad, capitalizada por la Electric Bond and Share Co. (EBASCO), de los Estados Unidos, aproximadamente entre los ríos Aconcagua y Maipo. A medida que la Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA)<sup>w</sup> fue construyendo centrales y líneas de transmisión, se incorporaron nuevos sectores, hasta abarcar en 1958 desde La Ligua a Temuco, es decir, de norte a sur cerca de 6.5 grados geográficos.\* En 1959, el sistema servía en la tercera región las provincias de Aconcagua, Valparaíso, Santiago, O'Higgins, Colchagua, Curicó y Talca, además del departamento de Constitución (provincia de Maule) y los departamentos de Loncomilla y Linares (provincia de Linares),

<sup>w</sup> Organismo autónomo de capitalización fiscal encargado de realizar el Plan de Electrificación Nacional. Se creó en 1943 para proseguir y ampliar la labor iniciada en este sentido por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

\* En junio de 1960 se terminó de construir la línea San Pedro Illapel (110 kV y 170 km de largo), que permite unir el Sistema Molles (segunda región geográfica) al Sistema Interconectado. De este modo, desde Juan Soldado hasta Temuco (cerca de 1 000 km) se encuentran unidos eléctricamente. El Sistema Interconectado se extiende (mayo de 1961) de Copiapó a Puerto Montt (unos 1 500 km).

y en la cuarta región los departamentos de Chanco y Cauquenes (provincia de Maule), el departamento de Parral (provincia de Linares) y las provincias de Ñuble, Concepción, Bío-Bío, Arauco y Malleco.

Las dos regiones tienen una superficie total de casi 132 000 kilómetros cuadrados, de los cuales el 29 por ciento es terreno agrícola. La población conjunta ascendió en 1959 a 5.30 millones de habitantes (71.5 por ciento del total del país), en tanto que la población urbana correspondiente se apreció en 3.3 millones de habitantes. Abarcan el 85 por ciento de la producción industrial del país y cerca del 40 por ciento de la producción de cobre. La demanda máxima atendida en las plantas generadoras alcanzó a 409 MW (1959) y la generación fue de 2 175 millones de kWh. (Como en otros años, se establecieron algunas restricciones en los consumos servidos por la Cía. Chilena de Electricidad entre el 1º de mayo y el 30 de septiembre). Estos valores representaban en ese año aproximadamente el 73 por ciento de la potencia instalada y el 96 por ciento de la producción total de las empresas de servicio público del país. El consumo neto por habitante (descontadas las pérdidas de transmisión y distribución) fue en 1959 de 360 kWh/habitante, si se considera la población urbana y rural, y de 570 kWh/habitante si sólo

y La mina del Teniente, al sur de Santiago (Sewell), dis centrales eléctricas propias (Coya y Pangal), con 55 MW, ran independientemente en 60 ciclos/seg.

toma en cuenta la urbana, contra 307 kWh/habitante que es el promedio de los servicios públicos en todo el país.

En el período 1950-59 la generación aumentó a una tasa media acumulativa anual de aproximadamente 7 por ciento,<sup>z</sup> en tanto que el crecimiento demográfico urbano lo hacía a 3.4 por ciento más o menos. La capacidad instalada, alimentadora del Sistema en 1959, era de 559 MW, de los cuales el 79 por ciento correspondía a centrales hidráulicas y el saldo a térmicas.

El factor de carga anual en usinas (1959) fue aproximadamente 0.60. En 1949 el mismo factor, de haber existido ya el Sistema, habría sido poco inferior a 0.53.<sup>aa</sup> En días de trabajo en invierno llegó el factor de carga diario a 0.70. La variación estacional de la demanda media fue de 13 por ciento entre verano e invierno, con relación a la demanda promedio del año.

La razón entre la potencia máxima servida y la capacidad instalada de las plantas generadoras fue de 0.73. Considerando que había unos 30 MW térmicos en condiciones precarias por los años de servicio y que en invierno la potencia firme de las centrales hidráulicas de pasada es un poco inferior a la capacidad instalada, ese factor debió ser superior efectivamente a 0.80, con relación a la potencia firme.

En 1959 la generación se distribuyó en la siguiente forma: hidroeléctrica 96 por ciento (ENDESA 66.4, Cía. Chilena de Electricidad 23.9, otras empresas de servicio público y autoproducidos 5.7 por ciento) y térmica 4 por ciento (Cía. Chilena de Electricidad 1.9, otras empresas de servicio público y autoproducidos 2.1 por ciento).

De esa elevada participación hidroeléctrica, la energía almacenable en los embalses (centrales Cipreses y Abanico) llegó ese año a unos 410 millones de kWh, lo que representó como el 20.5 por ciento de la producción hidráulica y poco menos del 19 por ciento de la total correspondiente al sistema.

La capacidad instalada en el Sistema se dividía así en porcentajes (1959): 58.0 ENDESA, 31.0 Cía. Chilena de Electricidad, 2.8 Cía. General de Electricidad Industrial,<sup>bb</sup> 0.2 Cía. Nacional de Fuerza Eléctrica<sup>cc</sup> y 8.0 aporte de los autoproducidos.<sup>dd</sup>

Las principales centrales son:

a) *Cía. Chilena de Electricidad:*

- i) *Hidroeléctricas:* Florida (13.5 MW), construida en 1909; Maitenes (26 MW), construida en 1923; Queltehues (36.5 MW), construida en 1927, que cuenta con un estanque capaz de acumular 70 MWh, y Volcán (13 MW), construida en 1942.
- ii) *Térmicas:* Laguna Verde (55.7 MW), con una unidad instalada en 1939 y la otra en 1949, y Mapocho (22 MW), obsoleta.

b) *ENDESA:* Todas sus centrales en este Sistema son hidráulicas: Sauzal (75 MW), con un estanque de sobrecarga capaz para 120 MWh, construida en 1948; Sauzalito (9.5 MW), que fue puesta en servicio en 1959; Cipreses (102 MW), cuyo embalse útil será de 115 millones de kWh; Abanico (135 MW), con el embalse en Lago Laja, que en 1959 tenía una capacidad aprovechable de más o menos de 300 millones de kWh.

<sup>z</sup> En los años en que las centrales no estaban interconectadas se sumaron los datos correspondientes —generación, potencia instalada, etc.— de los centros que luego constituyeron el Sistema que se examina.

<sup>aa</sup> Las empresas de distribución que operan bajo el Sistema (a excepción de la Cía. Chilena de Electricidad) no han restringido los consumos en los últimos años; en consecuencia la industrialización en ellas refleja un aumento del factor de carga.

<sup>bb</sup> Atiende el servicio eléctrico entre Buin y Chimbarongo y entre Dichato y Hualqui, incluyendo Concepción, Talcahuano, Tomé, Chiguayante, etc., además de Talca, Chillán, Los Angeles y Temuco.

<sup>cc</sup> Atiende el servicio eléctrico en las ciudades de Curicó, Linares, San Javier y algunos pueblos vecinos.

<sup>dd</sup> Incluye las empresas carboníferas, la Cía. Refinería de Azúcar de Viña del Mar, la Compañía de Acero del Pacífico y el suministro del Cemento Melón, Papeles y Cartones, y Carburo, estimado en 15 MW.

c) *Cía. General de Electricidad:* Concepción (10.3 MW), térmica. La mitad puede considerarse obsoleta.

d) *Autoproducidos y otros:* Hay centrales de autoproducidos con 15 MW hidroeléctricos y 30 MW térmicos, que están interconectadas al sistema y suministran al servicio público parte de la energía eléctrica que producen, además de otras plantas de pequeña capacidad.

Las principales líneas de transmisión propiedad de la ENDESA que forman parte del Sistema pueden agruparse del siguiente modo:

En 154 kV: 725 km, la mayor parte en doble circuito, con capacidades nominales entre 600 y 100 amperios.

En 110 kV: 67 m (doble circuito), 300 amperios.

En 66 kV: 1000 km, la mayor parte en doble circuito, con capacidades nominales comprendidas entre 400 y 50 amperios.

La Cía. Chilena de Electricidad tiene cerca de 395 km a 110 kV, 59 km a 66 kV, 189 km a 44 kV y 1 500 km a 12 kV, además de 355 km de cables subterráneos a 12 kV. En media y baja tensión los voltajes empleados son 13.2 kV y 220/380 (4 conductores) en todas las redes de distribución. La frecuencia es de 50 ciclos/seg.

Los regímenes hidrológicos de las centrales Cipreses y Abanico y su disponibilidad de grandes embalses (la primera ubicada en la tercera región y la segunda en la cuarta) permiten muy convenientes operaciones complementarias entre sí y en relación a las centrales de pasada de la tercera región. Los caudales de los ríos son mayores en las épocas de deshielo en la región comprendida entre Copiapó y Chillán y durante otoño e invierno en el Sur. Por otra parte, del río Maule al Sur los lagos ofrecen posibilidades de grandes embalses y las minas de carbón se encuentran precisamente en el centro del sector Copiapó-Puerto Montt.

El desarrollo hidroeléctrico concebido por la CORFO y la ENDESA aprovecha las condiciones óptimas señaladas para el movimiento de vaivén estacional y diurno de la energía, con el desarrollo unitario e interconectado de las diversas regiones geográficas. Esta es, sin duda, la forma más económica de aprovechar los recursos hidráulicos, ya que en cada río y cuenca se programan las obras a realizar y la administración de ellas teniendo en cuenta simultáneamente las necesidades presentes y futuras de la energía eléctrica en una amplia región del país, junto a las necesidades del riego, del agua potable y de la industria, propias de esa cuenca. Así, en 1958 se transfirieron de norte a sur 10 millones de kWh y de sur a norte cerca de 95 millones. El apoyo de las centrales Abanico y Cipreses a la zona de Santiago fue singularmente efectivo cuando las centrales Maitenes, Queltehues y Volcán quedaron fuera de servicio con los sismos del 28 de agosto y 4 de septiembre de 1958. Asimismo, con el terremoto de mayo de 1960, la central Abanico quedó temporalmente fuera de servicio y esta vez fueron las centrales de la tercera región las que enviaron energía a la zona devastada. Económicamente estas transferencias implican un aprovechamiento eficiente no sólo de los recursos naturales sino también de los equipos instalados.

Cuando el Sistema Interconectado se extienda hasta la quinta región, con inclusión de las líneas de la central Pullinque (proyectada para operar en 1961), el Sistema funcionará en la siguiente forma: en verano se transmitirán los excedentes de las regiones segunda y tercera hacia la quinta y en invierno la transmisión tendrá dirección contraria. También se producirán pulsaciones diurnas en la transmisión de energía debido al predominio de las centrales de embalse en la zona sur (mayor aporte a las horas de punta) y las centrales de pasada en el norte del Sistema (carga base).

La previsión de las demandas máximas futuras está calculada en el Sistema con un ritmo de crecimiento anual del 7 por ciento en 1959-66 y de 7.5 por ciento en 1966-72. Estas tasas se consideran como las mínimas necesarias para el normal desarrollo del país, y representan la duplicación en diez años aproximadamente.



### a) Concesión de la Cía. Chilena de Electricidad

Antes de considerar los planes de ensanche y ampliación, conviene examinar brevemente, dentro del sistema que se analiza, la zona de concesión de la Cía Chilena de Electricidad.

La concesión de esta empresa abarca las provincias de Santiago, Valparaíso y Aconcagua, con excepción de Viña del Mar y Melipilla<sup>ee</sup> pero incluyendo las dos ciudades más importantes: Santiago y Valparaíso. En 1959 la demanda máxima fue de 281 MW y la energía suministrada 1 363 millones de kWh. Existen racionamientos desde 1946 y restricciones para la admisión de nuevos suscritores o ampliación de demandas existentes. Estos valores representaron más o menos el 47 por ciento de la potencia instalada y el 60 por ciento de la producción de las principales empresas de servicio público del país.

La población del área servida por esta empresa fue de 2.79 millones de habitantes, estimándose que aproximadamente el 80 por ciento goza del servicio eléctrico. El consumo neto alcanzó a 435 kWh por habitante aquel año.

En el periodo 1950-59, la energía suministrada en toda la concesión creció a un ritmo promedio anual de 4 por ciento (corresponde a una duplicación en 17.5 años aproximadamente), similar al del crecimiento demográfico, es decir, que en el transcurso del tiempo se mantuvo el consumo por habitante.

En 1959, el número de suscritores fue superior a 285 000, con un promedio estimado de 7.8 habitantes por unidad.

La distribución porcentual de la energía por tipos de consumidor en el citado año fue la siguiente: doméstico 28.3, comercial 10.3, industrial 33.2, transporte 13.6, servicios del estado 8.5, alumbrado público 4.7 y consumo rural 1.4. En 1938, cuando eran menores las restricciones o no existían, la distribución era: doméstico 13.1, comercial 8.7, industrial 35.8, transporte 31.2, servicios del estado 4.8, alumbrado público 5.8, y consumo rural 0.6. Se observa un apreciable crecimiento en la participación del consumo doméstico que refleja el aumento de implementos eléctricos en los hogares, con el correspondiente mejoramiento en los niveles de vida, y el descenso en la participación de transportes (sustitución de tranvías eléctricos en la movilización colectiva urbana, en parte por vehículos con motor de combustión interna). Aunque en menor grado, se nota asimismo un descenso en la participación industrial<sup>ff</sup> y un aumento de la comercial. El factor de carga anual bajó de 0.55 en 1938 a 0.48 en 1945, para subir nuevamente a 0.55 y 0.54 en los últimos años.

### b) Ampliaciones previstas

Las obras en ejecución y programadas hasta 1972 para hacer frente al aumento del consumo en el sistema interconectado pueden dividirse entre las que pertenecen a la ENDESA y las que corresponden a la Cía. Chilena de Electricidad, la primera entidad velando por el desarrollo armónico del suministro eléctrico en todo el Sistema (Copiapó-Puerto Montt) y la segunda dentro de la zona de su concesión.

i) ENDESA: En 1959 entró en servicio la ampliación de la central Abanico a 135 MW (49 MW), hidráulica.

<sup>ee</sup> Servidas por la Cía Nacional de Fuerza Eléctrica y la Cía Eléctrica Melipilla, respectivamente.

<sup>ff</sup> El aumento efectivo de la actividad manufacturera en la zona se cubrió en parte con la mayor generación de los autoprodutores.

Central Pullinque, 49 MW (1961),<sup>ss</sup> Central Isla, 68 MW (1961), ambas hidráulicas. Central Huasco, 15 MW (1963), térmica. Central Rapel, hidráulica, 130 MW, 1ª y 2ª unidades (1964). Central Rapel, 130 MW, 3ª y 4ª unidades (1965). Central Lago Laja, 120 MW, 1ª y 2ª unidades, y Central Cuncumén, 15 MW, ambas hidráulicas (1966). Central Lago Laja, 120 MW, 3ª y 4ª unidades, y Central Cuncumén, 15 MW, 2ª unidad (1967). Central Garzas, hidráulica, 96 MW, 1ª y 2ª unidades, y desvío del Alto Polcura al Lago Laja (1968). Central Garzas, 48 MW, 3ª unidad, y ampliación de la Central Huasco, 15 MW (1969). Luego, en el periodo 1970-72, se prevé la instalación de otras dos centrales hidráulicas con 270 MW y la segunda ampliación de la Central Huasco, 15 MW. Este plan totaliza la instalación de 1 140 MW y el desarrollo paralelo de subestaciones, líneas de transmisión y sistema primario de distribución. Las inversiones previstas alcanzan a 440 millones de dólares (36 por ciento en moneda extranjera y el saldo en moneda nacional). Para la construcción de las centrales Rapel y Huasco, el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento concedió en enero de 1960 un préstamo de 32.5 millones de dólares a 25 años plazo y al 6 por ciento de interés.

ii) Cía. Chilena de Electricidad: El plan de expansión 1959-66, coordinando con el de la ENDESA, comprende la instalación de dos centrales térmicas: Renca, con 2 turbogeneradores de 50 MW cada uno (1962), y San Antonio, igual a la anterior (1964). Incluye además la instalación de 2 subestaciones de 20 MVa cada una, 110/12 kV, en Concón y San Pedro, y numerosas líneas de transmisión (110 kV) y distribución en media tensión (12 kV), cables y transformadores de distribución en baja tensión. El total de las inversiones previstas es de unos 100 millones de dólares (41 por ciento en moneda extranjera y el saldo en moneda nacional).

### c) Evolución del precio de la energía

La evolución del precio medio del kWh dentro de la concesión de la Cía. Chilena de Electricidad, con relación al costo de vida en el país, puede apreciarse a través de los siguientes índices, (base 100 = 1938), en los que la primera cifra de cada año corresponde al costo de vida y la segunda al precio del kWh: (1938) 100 y 100, (1949) 517 y 262, y (1955) 3 350 y 1 310, (1958) 8 280 y 4 960. Se ve que las tarifas eléctricas han quedado muy postergadas con respecto a la variación general de precios, aunque los márgenes han ido disminuyendo. Así, su nivel era en 1955 2.5 veces y en 1958 inferior al correspondiente costo de vida.

Como indicador de precios en relación a sustituciones de otras fuentes de energía en el campo industrial, puede indicarse que el precio medio de 1 000 kWh en ese sector era igual al precio de venta en Valparaíso de 0.350 toneladas de *fuel-oil* N° 5 (1958) o 0.215 de *diesel-oil*.<sup>hh</sup>

<sup>ss</sup> Las cifras entre paréntesis indican los años en que las obras seran puestas en servicio, según el programa.

<sup>hh</sup> Han servido de fuentes para esta sección, además de las informaciones directas de la ENDESA, la Cía. Chilena de Electricidad, la Cía. General de Electricidad Industrial y la Sociedad Austral de Electricidad, las siguientes obras: ENDESA, *Producción y consumo de energía en Chile* (1957, 1958 y 1959); ENDESA, *Plan de electrificación del país y U. N. Monthly Bulletin of Statistics* (mayo de 1960).

## G. México

### 1. Sistema Interconectado Central

Es el principal de México y lo forman las instalaciones de la antigua Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz S. A. (CMLFM), adquiridas por el gobierno en septiembre de 1960,

y el sistema hidroeléctrico Miguel Alemán, de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Remonta su origen a 1902. El sistema original creció por concesiones otorgadas directamente y por la integración de empresas menores, llegando a abarcar en la actualidad el Distrito Federal y las zonas circunvecinas de

los estados de México, Hidalgo, Puebla, Morelos, Guerrero y Michoacán.

Es la región más importante del país tanto desde el punto de vista demográfico como de producción industrial. La densidad media de población es de 60 hab/km<sup>2</sup>, en comparación con la del resto del país que es alrededor de 11.4. El valor de la producción industrial llega aproximadamente al 65 por ciento de la correspondiente a todo el país. Sólo la producción del Distrito Federal representa como el 55 por ciento de ese total. Las principales ciudades servidas fuera de la capital federal son Pachuca, Toluca, Cuernavaca, Taxco, etc.

Mientras la población atendida desde el Sistema alcanzó en 1954 a 4.4 millones de habitantes distribuidos en 298 ciudades y poblados, en 1959 se elevaron a 5.6 millones y 434 respectivamente, con lo que la tasa acumulativa anual fue de 4.9 por ciento.

El consumo neto promedio por habitante, de 490 kWh en 1954, pasó a cerca de 650 kWh en 1959. El número de abonados llegó ese mismo año a 748 000, dando un promedio de casi 7.5 habitantes por abonado.

#### a) Capacidad instalada y generación

En el mismo periodo la potencia instalada se elevó a un ritmo de 9 por ciento anual y la generación, al ritmo mayor de 10 por ciento. En parte, los aumentos mencionados han reducido de manera notable los déficit de consumo y demanda máxima que existían.

En 1959 la demanda máxima horaria alcanzó a 775 MW y la generación fue de 4 070 millones kWh, arrojando un factor de carga anual casi de 0.6. Este ha ido aumentando ligeramente en los últimos años.

La capacidad instalada en el Sistema es de 937 MW, representando el 44.2 por ciento de la correspondiente al total de los servicios públicos del país (1959). En cuanto a producción, este sistema participó con el 51.5 por ciento de la de aquéllos, contra 49.5 por ciento en 1955. Esto demostraría que en los últimos años ha continuado concentrándose la producción eléctrica en la zona central del país. La frecuencia empleada es 50 ciclos. La distribución porcentual de energía por tipos de consumidor en 1959 fue la siguiente: residencial 15.8, comercial e industrial en baja tensión 17.4, industrial y minería en alta tensión 52.1, tranvías 2.8 y servicios del gobierno 11.9. En 1950, año en que hubo algunas restricciones, la distribución fue: residencial 14.2, comercial e industrial en baja tensión 18.0, industrial y minería en alta tensión 51.0, tranvías 5.6 y servicios del gobierno 11.2. El descenso de la participación de los tranvías corresponde al aumento de vehículos de combustión interna en la movilización urbana.

La energía perdida en transmisión, distribución y servicios no controlados (además de los consumos propios de las centrales generadoras) se elevó a 21.8 por ciento en 1959. Es una pérdida de las más altas de América Latina.

La razón entre la potencia máxima horaria servida y la capacidad instalada de las plantas generadoras fue superior a 0.82. Sin embargo, debe considerarse que la Central Ixtapantongo tiene (por limitaciones en las tuberías) una potencia efectiva de sólo 83.7 MW en lugar de 105.8 que corresponde a la capacidad de placas, y que la unidad mayor del sistema (Central Lechería) es de 82.4 MW. Por consiguiente, al quedar esta central fuera de servicio, la demanda máxima en 1959 superaba a la capacidad disponible.

La generación se distribuyó en la siguiente forma: hidroeléctrica 91 por ciento (CMLFM, 40.8 por ciento y CFE, 50.2 por ciento) y térmica 9 por ciento.

De esta alta participación hidroeléctrica, la energía almacenable en los embalses (Necaxa, Lerma y Sistema Miguel Alemán) llegó ese año a aproximadamente 2 600 millones de kWh, cifra que representa como el 72 por ciento de la producción hidráulica y más del 65 por ciento de la total correspondiente al Sistema.

La capacidad instalada en el Sistema se dividía así en 1959: 62.5 por ciento CMLFM y 37.5 por ciento CFE.

#### b) Centrales y líneas

Las principales centrales son las siguientes:

##### 1) CMLFM:

i) Hidroeléctricas: Necaxa (115 MW), Patla (45.6 MW), Tepexic (45 MW) y Tezcapa (5.4 MW) en el Estado de Puebla, ligados a un sistema de embalses; Lerma (79.9 MW) en Michoacán (embalse), y Alameda (8.9 MW) en México.

ii) Termoeléctricas: Lechería (148.4 MW) y Nonoalco en el Estado de México y Tacubaya (30.9 MW) en el Distrito Federal.

##### 2) CFE:

Todas son hidroeléctricas en el Estado de México: Tinguambato (135 MW), Ixtapantongo (105.8 MW), Santa Bárbara (67.6 MW), D'Meza (25.2 MW) y El Durazno (18 MW), todas ligadas a un sistema de embalses en serie hidráulica (Miguel Alemán).

El Sistema cuenta con líneas de transmisión a 220, 150 y 85 kV, pero toda la corriente se entrega al Distrito Federal a 85 kV, que puede considerarse como voltaje de subtransmisión. Hay además líneas a 60, 44, 20 y 6 kV. En 220 kV está la línea del grupo Nexaca al Distrito Federal (150 m). En 150 kV están las del Sistema Miguel Alemán a la ciudad de México, que suman 260 km. En 85 kV hay más de 350 km; en 60 kV, 160 km, y en 44 kV, más de 80 km. La distribución en 20 kV es muy extensa.

#### c) Ampliaciones previstas

Se proyecta el consumo en el sistema hasta 1964 a base de una tasa anual acumulativa de 10 por ciento. Esa proyección requiere la instalación de unos 600 MW (incluyendo capacidad de reserva) en el periodo 1960-64.

El programa aproximado de las plantas que entrarán en servicio a partir de 1961 es el siguiente: Central Mazatepec, hidráulica, sobre el río Apulco (208 MW), en 1962; nueva planta térmica (250 MW), en dos unidades iguales los años 1962 y 1963; Central Atexaco, hidráulica (139.5 MW), en 1964. Además, entre los años 1962 y 1964 se instalarían las centrales San Bartolo y Palmatlán, hidráulicas, con 28 MW en total. Para 1964 está programado el ingreso de las primeras unidades de la Central Infiernillo, también hidráulicas, que tendrá una capacidad final de 600 MW. El presupuesto de este programa (1959-64) asciende a casi 280 millones de dólares, lo que significa en promedio 370 dólares/kW, incluyendo en esta cifra las ampliaciones correspondientes a las redes de distribución.

Se estudia la interconexión de este sistema con los que lo rodean: Puebla-Veracruz (162 MW), Chapala (87 MW), Guanajuato (93 MW), Michoacán-Zumpimito (51 MW) y Colotlipa (16 MW). La suma de las demandas máximas correspondientes llegó a 1 284 MW en 1959. La mayor dificultad para realizar este plan es la existencia de dos frecuencias: mientras el Sistema Interconectado Central trabaja a 50 ciclos/seg, los otros operan a 60 ciclos/seg. Se estima que la conversión del primer sistema a la frecuencia de 60 ciclos/seg (tomando en cuenta la tendencia del desarrollo de la industria eléctrica en el resto del país y en las naciones vecinas) tendría un costo cercano a 70 millones de dólares.

La distribución de las centrales dentro del sistema actual es un tanto asimétrica, pues hay una fuerte concentración de potencia hidroeléctrica al sur y térmica al norte, lo que obliga a considerar el transporte de grandes bloques a través del sistema, de acuerdo con las condiciones hidrológicas del momento. De ahí que se haya pensado construir dentro de los próximos diez años un anillo exterior con doble circuito a 220 kV.

#### d) Evolución del precio de la energía

La evolución del precio medio del kWh, con respecto al costo de vida en la ciudad de México puede apreciarse a través de los siguientes índices (base 1934=100), en los que la primera cifra de cada año corresponde al costo de vida y la segunda al precio del kWh: (1934), 100 y 100; (1940), 157 y 103; (1950), 556 y 257; (1955), 855 y 212; (1958), 1 058 y 242.

Como indicador de precios en relación con las sustituciones posibles de otras fuentes de energía en el campo industrial, se tiene que el precio medio de 1 000 kWh en el sistema (1959)

era igual al precio de venta de 0.5 toneladas de *fuel-oil*, 1.3 de *diesel-oil* o 0.7 de carbón mineral.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Además de las informaciones directas, se consultaron para esta sección las siguientes fuentes: *Revista Técnica IEM* (septiembre de 1959); *Generación y distribución de energía eléctrica en México 1939-49*; Cristóbal Lara Beutell, *La industria de energía eléctrica* (México, 1953); los informes anuales de la CMLFM correspondientes a 1958 y 1959; los compendios estadísticos de 1947, 1955 y 1958; la *Memoria del Sist. Hidr. Miguel Alemán*, 1958; una publicación de la CFE sin título; el censo industrial de 1956; "Empresas y plantas eléctricas en la Rep. Mexicana", *Boletín*, 1-6, y "Problemas de la interconexión del sistema eléctrico en la Rep. Mexicana", *Ingeniería Mecánica y Eléctrica*, diciembre de 1960.

## H. PERÚ

### 1. Sistema de la región de Lima

El sistema eléctrico más importante del Perú es el que alimenta la región de Lima, constituida por el valle del Rimac, aguas abajo de Tamboraque, por las ciudades de Lima y Callao y por 50 kilómetros, más o menos, de zona costera al norte y al sur de Lima. Perteneció a la Lima Light and Power Co., Empresas Eléctricas Asociadas, de capitales italianos y suizos principalmente.

La demanda máxima atendida en las centrales generadoras (1959) fue de 155 MW y la generación alcanzó a 719 millones de kWh. Estos valores representaron 48.5 por ciento de la potencia instaladora y 74 por ciento de la producción total de las principales empresas de servicio público del país.

La zona atendida por el sistema tuvo aproximadamente 1.75 millones de habitantes en 1959 (17 por ciento de la población total del país), en tanto que la población urbana de Lima-Callao se estimó en 1.30 millones de habitantes.

En el período 1950-59 la generación aumentó a una tasa media acumulativa anual de 9.4 por ciento, en tanto que la población lo hacía a 3.7 por ciento.

#### a) Consumo

El consumo neto por habitante (descontadas las pérdidas de distribución) fue en 1959 de 360 kWh para toda la región examinada y de 490 kWh para el grupo urbano Lima-Callao.<sup>12</sup>

El número de suscriptores se aproximó a 193 000, descompuestos en la siguiente forma en porcentajes: doméstico 82, comercial 14.3 e industrial 3.7, que incluye los suministros de alumbrado público y tracción

Si se considera que el 95 por ciento de la población urbana goza del servicio eléctrico, el número promedio de habitantes por suscriptor fue de 6.5. El consumo se distribuyó así en porcentajes: industrial 41.8, doméstico 40.4, comercial 8.9, alumbrado público 5.4 y tracción 3.5. En 1948 esa distribución era: industrial 40.0, doméstico 33.4, tracción 12.2, alumbrado público 7.4 y comercial 7.0. Es importante el avance de la participación de los consumos doméstico y comercial, a costa de los correspondientes a tracción y alumbrado público.

Las pérdidas de distribución se estimaron en algo más del 14 por ciento en 1959.

#### b) Centrales y líneas

En ese mismo año la capacidad de generación fue 88.4 por ciento hidráulica y el saldo térmica, con las siguientes centrales:

- i) *Hidráulicas*: Callahuanca, 67 MW (tres unidades de 12 MW cada una, y una de 31 MW, esta última puesta en servicio en 1958); Moyopampa, 63 MW (tres unida-

<sup>12</sup> Los promedios de todo el país en ese mismo año fueron para la generación de servicio público únicamente 92 kW/hab y considerando la autogeneración 210 kW/hab.

dades de 21 MW cada una); Yanacoto, 10 MW (esta central será desmantelada al entrar en operación la central Huampaní), y Chosica, 3 MW.

- ii) *Térmicas*: Central Santa Rosa, 19.5 MW (incluye una turbina a gas de 10 MW y el saldo son turbinas a vapor).

El factor de carga anual en usinas fue de 0.55 en 1959. El mismo factor era 0.57 en 1949. En un día de trabajo en invierno el factor de carga llegó a algo más de 0.62.

La razón entre la potencia máxima servida y la capacidad de las plantas generadoras fue en 1959 poco superior a 0.94, lo que equivale a decir que la reserva era inferior al aumento anual de la demanda.

La frecuencia empleada es de 60 ciclos.

Las líneas de transmisión medidas en "terna simple"<sup>kk</sup> llegaron en 1959, a 368 km en 64 kV y a 120 km en 30 kV. La distribución a media tensión se realiza a 10 y 2.3 kV y a baja tensión en 220 V, con tres conductores.

En 1959 la capacidad instalada en transformadores y la carga instalada de los consumidores con respecto a la capacidad generadora fueron 1.50 y 3.9, respectivamente.

La distribución porcentual del activo de la empresa en 1959 era la siguiente: centrales generadoras 32.7, líneas de transmisión 12.2, sistema de distribución 41.5, obras en ejecución 8.8 y varios 4.8.

#### c) Planes previstos

Según el Plan de Electrificación Nacional,<sup>11</sup> las previsiones de las demandas máximas se han realizado con una tasa de crecimiento de 7.5 por ciento sobre las que se observaron en 1955 y un factor de carga de 0.515.

En agosto de 1960 entró en servicio la central Huampaní de 30 MW (1ª etapa), hidráulica, 6 km aguas abajo de la Central Yanacoto, y está en trabajo la desviación de Marcapomacocha. Esta última permitirá derivar aguas de la vertiente del Atlántico al Pacífico por el río Santa Eulalia. Su objetivo es aumentar la potencia garantizada y la producción de las centrales existentes, ampliar la capacidad de otras centrales a construir y extender el riego en las pampas de Lima. Debió entrar en servicio en 1961. También en 1961 se esperaba poder instalar dos grupos de 10 MW (turbinas a gas) y entre los años 1963 y 1970 se proyecta la entrada paulatina en servicio de la central Huinco (240 MW).

#### d) Precio comparativo del kWh

La evolución del precio medio del kWh dentro del sistema y con relación al costo de vida en el país puede apreciarse a través de los siguientes índices (base 1950 = 100), en los que la

<sup>kk</sup> La Lima Light and Power Co. computa un km de doble circuito como 2 km, y uno de triple circuito como 3 km.

<sup>11</sup> Realizado por el Ministerio de Fomento y Obras Públicas con la cooperación de Electricité de France (1957).

primera cifra de cada año corresponde al costo de la vida y la segunda al precio promedio del kWh, según información de Lima Light and Power Co.: (1950) 100 y 100, (1955) 142 y 124, (1958) 174 y 158 y (1959) 196 y 162. Puede observarse en todos los datos anotados la postergación del precio medio de la electricidad en relación con el aumento del costo de vida.

Como indicador de precios en lo que se refiere a sustituciones de otras fuentes de energía en el campo industrial, el precio medio de 1 000 kWh en ese sector (diciembre de 1959, luego del alza de precios) resultaba equivalente a 0.66 tone-

ladas de carbón mineral, 0.49 de *diesel-oil* o 0.57 de petróleo industrial.<sup>mm nn</sup>

<sup>mm</sup> El 26 de julio de 1959 los precios del petróleo y sus derivados, que estaban por debajo de los que regían en el mercado mundial, se elevaron en tal proporción que el precio medio de 1 000 kWh del sector industrial resultó igual aproximadamente al precio de venta de 0.60 toneladas de *fuel-oil*.

<sup>nn</sup> Para esta sección, además de la información directa recibida, se consultaron las siguientes fuentes: *Plan de Electrificación Nacional*, Ministerio de Fomento y Obras Públicas; *Estadística de los Servicios Eléctricos del Perú*, Ministerio de Fomento y Obras Públicas, y datos estadísticos de 1959 de la Lima Light and Power Co.

## I. URUGUAY

### 1. Sistema Montevideo-Río Negro

Este sistema es el más importante del Uruguay. Abastece la ciudad de Montevideo y la zona central-oeste del país, donde se calcula que vive una población cercana a los 2.1 millones de habitantes. De esa población se estima que más o menos 1.6 millones de personas reciben abastecimiento eléctrico del sistema.

Pertenece a la empresa Usinas y Teléfonos del Estado (UTE), organismo fiscal.

#### a) Características del consumo

El consumo neto por habitante en 1958<sup>oo</sup> era de unos 620 kWh, mientras que el mismo promedio para todo el país fue de 380 kWh/hab, también aproximadamente. En el período 1950-1958 el consumo aumentó dentro del sistema a una tasa acumulativa anual de 8.3 por ciento, inferior al promedio nacional, que fue poco más de 9 por ciento.

La demanda máxima conjunta, medida en las centrales generadoras, alcanzó aproximadamente a 256 MW (1958), habiendo crecido en los últimos 5 años a un ritmo anual de 11 por ciento.

El consumo por tipos de consumidor se distribuyó porcentualmente en la siguiente forma: industrial 45.4, residencial 39.0, comercial 9.3, tracción 3.3 y otros 3.0.

El crecimiento acumulativo anual, expresado en porcentos, ha sido más o menos como sigue para los tipos de consumo que se indican en el período 1948-58: industrial 7.8, residencial 10.8, comercial 7.0, tracción . . ., y otros 9.5.

En relación al total de los principales consumos de servicio público de todo el país, este sistema cubre los siguientes porcentajes por tipos de consumidor: industrial 72, residencial 75, comercial 86, tracción 100 y otros 73.

El factor de carga anual fue de 0.52 en 1958 contra 0.55 en 1954.

#### b) Capacidad instalada y generación

La generación fue aproximadamente de 1 236 millones de kWh en 1958, es decir, algo más del 94 por ciento del total del país. En 1950 representaba menos del 89 por ciento de ese total. La capacidad nominal de generación en el sistema fue de 298 MW, o sea aproximadamente el 90 por ciento del total del país.

La capacidad instalada nominal superó en 16 por ciento a la demanda máxima de aquel año. El factor de planta en 1958 fue de 0.45, contra 0.33 en 1950. La energía hidroeléctrica representaba en 1946 el 33.8 por ciento del total del sistema; en 1950 llegó a 96.3 por ciento, para bajar hasta el 65.3 por ciento en 1958. El factor de planta de la central hidráulica Rincón del

Bonete fue de 0.68 en 1958, el mayor valor alcanzado hasta ese año.

#### c) Centrales y líneas

Las centrales alimentadoras del sistema se resumen en el siguiente cuadro:

Nombre	Generación		Año de instalación
	Capacidad instalada (MW)	en 1958 (Millones de kWh)	
Rincón del Bonete (hidráulica) . .	128	760	1945 y 1948
Batlle y Ordóñez (térmica) . . .	150	395	1932, 1955 y 1957
Santiago Calcagno (térmica) . . .	20	9	1931
Rincón de Baygorria	128	(Comenzó a generar en junio de 1960)	1960

Las principales líneas de transmisión trifásicas suman las siguientes longitudes: 521 km en 150 kV, 663 km en 110 kV, 48 km en 60 kV y 86 km en 30 kV.

La generación es a 50 ciclos/segundo. La distribución en baja tensión es trifásica a 220/127 voltios.

#### d) Principales proyectos para el sistema

Entrada ya en operaciones la central Rincón de Baygorria, están en estudio las siguientes centrales hidráulicas:

- i) Paso del Puerto (160-180 MW), con una capacidad anual promedio de generación de 750 millones de kWh;
- ii) *Yapeyú* (110 MW), con una capacidad anual promedio de generación de 460 millones de kWh;
- iii) Salto Grande (750 MW), proyecto internacional con la Argentina, que dispondría de otros 750 MW.

Además existen los siguientes proyectos térmicos:

- i) Supercentral Térmica (500 MW), en Rincón del Cerro (Punta del Tigre), en Montevideo, y
- ii) Ampliación de la central Valle e instalación de una central de punta (turbina de gas) del orden de 50 WM.<sup>pp</sup>

<sup>oo</sup> La producción de 1959 se vio muy alterada por las inundaciones que afectaron al país.

<sup>pp</sup> Los datos de este apartado provienen de diversas memorias y publicaciones de UTE.

## 1. Sistema de Caracas

El sistema eléctrico más importante de Venezuela es el que alimenta Caracas, La Guaira, Guarenas y parte del estado de Miranda. Pertenece a la compañía anónima "La Electricidad", de Caracas.

La región atendida por este sistema comprendió una población estimada en 1.2 millones de habitantes (19 por ciento de la población del país), con una densidad media del orden de 645 habitantes por km.<sup>2</sup>

Existe en la región, sobre todo en el estado de Miranda, una concentración apreciable de importantes industrias (textiles, alimenticias, de bebidas, químicas, de caucho, metalúrgicas, mecánicas, etc.), realizándose también una gran actividad financiera y comercial.

## a) Características del consumo

La demanda máxima que las plantas generadoras atendieron en 1959 fue de 253 MW, sin ninguna restricción, llegando la generación a 1 187 millones de kWh. Estos valores representaron aproximadamente el 29.6 por ciento de la potencia instalada y el 42.4 por ciento de la producción total de las principales empresas de servicio público del país. (La diferencia apreciable entre ambos valores se debe a que en el año 1959 había 150 000 kW instalados en la central Macagua-Caroni que aun no producían energía.)

El consumo neto por habitante, descontadas las pérdidas de distribución y el consumo propio de las plantas, fue de 480 kWh en 1959, contra 580 kWh que era el promedio nacional (incluida la autogeneración).

En la década 1950-59 la generación creció a una tasa acumulativa anual de 16.9 por ciento, mientras el crecimiento demográfico lo hacía a 7.1 por ciento.

El número de suscriptores fue de casi 128 000, lo que permite estimar que el 95 por ciento de la población dispone de electricidad en el hogar, con un promedio de 8.8 habitantes por suscriptor.

No se conoce la distribución del consumo por tipos de consumidor, pero el 95.9 por ciento de los suscriptores de 1959 fueron catalogados por la compañía en "luz" y el 4.1 por ciento restante en "fuerza".<sup>99</sup> Para todo el país la distribución estimada de los servicios públicos es de 40 por ciento industrial y 60 por ciento doméstico. En Caracas las previsiones para 1968 arrojan: industrial 20 por ciento y doméstico más comercial 80 por ciento, mostrando un franco predominio del consumo de electricidad como bien final, en oposición a otros importantes sistemas que acusan un porcentaje mayor del consumo de electricidad como factor productivo.

La evolución del factor de carga anual se puede apreciar por los siguientes valores: 0.46, 0.48 y 0.52 en los años 1938, 1949 y 1959, respectivamente. En un día laborable de invierno (diciembre de 1959), el factor de carga llegó a 0.62. La variación estacional de la demanda alcanza sólo a un 8 por ciento entre verano e invierno.

## b) Centrales y líneas

La capacidad instalada en 1959 fue de 341 MW al fin del año. La razón entre la potencia máxima servida y la capacidad de las plantas generadoras era de 0.74. Si se considera el margen de reserva disponible, este sistema se compara en condiciones ventajosas con otros en relación a la seguridad de servicio. Sin embargo, es preciso considerar el elevado aumento a que debe

hacer frente de un año a otro. En el período 1955-59 creció a una tasa acumulativa anual de 14.5 por ciento.

La generación fue aproximadamente 97 por ciento térmica y 3 por ciento hidráulica.

Las centrales son:

- i) Arrecifes: constituida por turbinas a vapor con 164 MW (una de 50 MW puesta en servicio en 1951 y tres de 38 MW, que entraron en servicio en 1953, 1955 y 1959), está unida a Caracas por una línea de 24 km a 69 kV;
- ii) Tocoa: con dos unidades de 40 MW movidas por turbinas a vapor que se terminaron de instalar en 1956 y 1957;
- iii) La Guaira: con 34 MW (turbinas a vapor);
- iv) El Convento: constituida por dos turbinas a gas con 45 MW en total, que entraron en servicio en 1958 y 1959 y que trabajaron para servir principalmente la mayor demanda a las horas de punta, y
- v) El Cortijo: planta diesel de 5 MW que se vendió a CADAFE y varias plantas hidráulicas con 13 MW aproximadamente, algunas de las cuales están en vías de ser cerradas.

Las líneas de transmisión y distribución en 1959 eran 180 km a 230 kV y 69 kV, 335 km a 30 kV, 1 080 km a 4.8/8.3 kV (4 conductores), y en baja tensión 2 700 km a 120/208 voltios (4 conductores) y 240 voltios (3 conductores).

La frecuencia empleada es de 50 ciclos, mientras que en el resto del país, principalmente los sistemas de Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) operan a 60 ciclos. Se supone que hacia 1969, después de la entrada en servicio de la planta hidroeléctrica de Guri en el Caroní, convendría la interconexión con ese sistema. Para ello habría que realizar la correspondiente conversión de frecuencia.

La distribución del activo fijo al término de 1959 era la siguiente: centrales 46 por ciento, sistema de alta tensión 23 por ciento, sistema de distribución 20 por ciento y otros 11 por ciento.

## c) Obras en construcción y previstas

El programa de realizaciones inmediatas contempla las siguientes demandas máximas: 315 y 462 MW para los años 1961 y 1965, con 1 300 y 2 640 millones de kWh, de energía vendida, respectivamente.

Las obras a realizar consideran la ampliación de la central Tocoa con cuatro unidades adicionales de 60 MW cada una, cuya entrada en servicio se proyectaba una para 1960, dos para 1961 y una para 1962. Entre 1962 y 1965 se instalarían otras dos unidades similares a las anteriores, y después de 1965 se estudia el montaje de una nueva central en Puerto La Cruz con una capacidad final de 1 000 MW, que también sería construida por etapas.

En cuanto a nuevas líneas en construcción, se proyectaba entregar al servicio en 1960, 14 km a 220 kV y 10 km a 69 kV; en 1961, 30 km a 220 kV, y en 1963, 42 km a 220 kV, más dos cables subterráneos de 100 MVA cada uno y 69 kV, entre Cota Mil y Santa Rosa, y otros para 50 MVA entre Convento y Chacao. Este plan de obras hasta 1963 se estimó a un costo aproximado de 100 millones de dólares, de los cuales el 31 por ciento corresponde a inversiones en moneda nacional y el saldo en moneda extranjera.

## d) Evolución del precio de la energía

La evolución del precio medio del kWh dentro del sistema, en relación al costo de vida en el país, puede examinarse a través de los siguientes índices (base 1949 = 100), en los que la pri-

<sup>99</sup> Un consumidor importante es el Instituto Nacional de Obras Sanitarias (INOS) para bombeo de agua al dique "La Mariposa", que en 1958 compró más de 10 millones de kWh.

mera cifra de cada año corresponde al costo de vida y la segunda al precio del kWh: (1949), 100 y 100; (1955), 102 y 87, y (1959), 111 y 82.

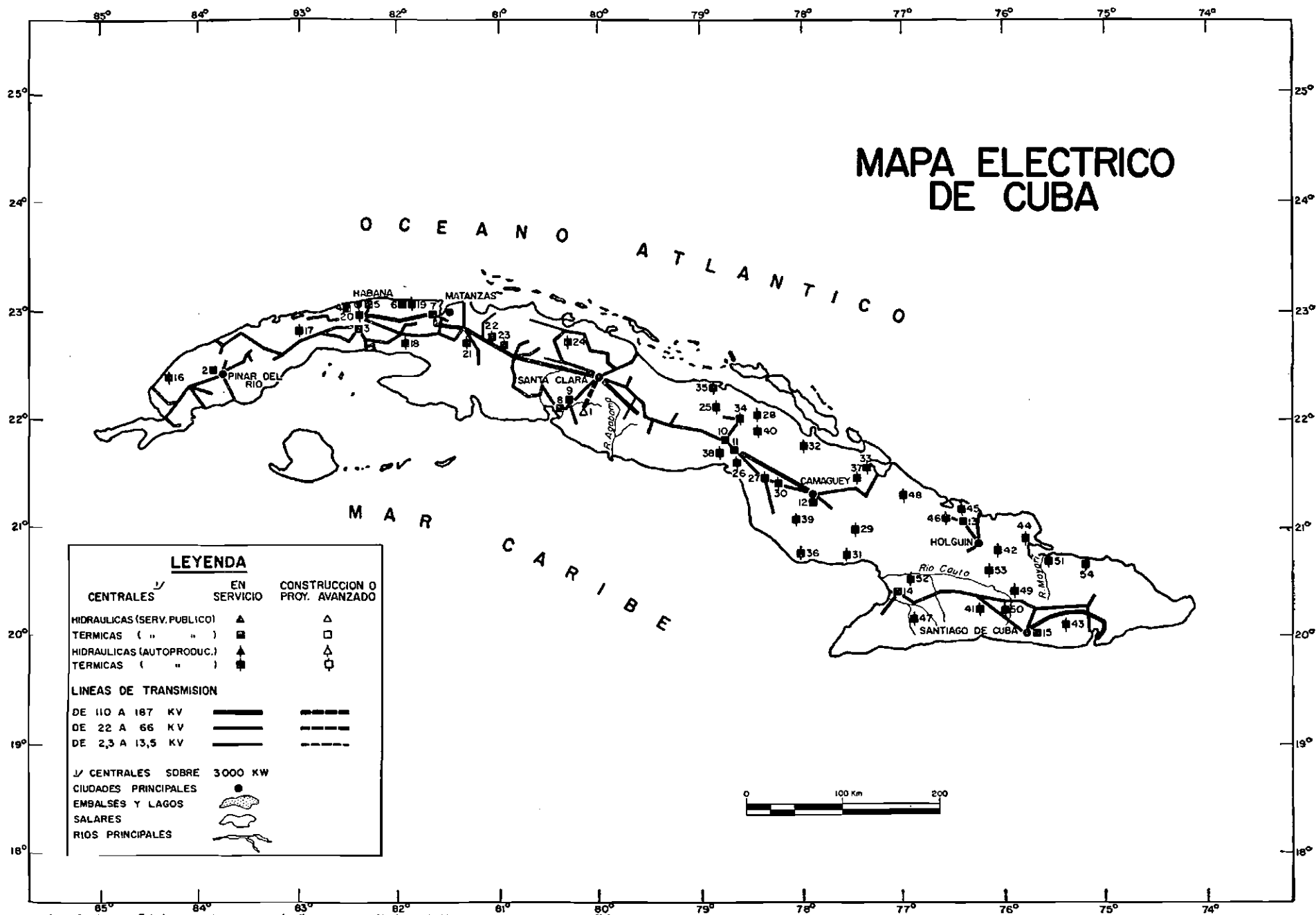
La postergación del precio medio de la electricidad con respecto al costo de vida aparece menos acentuada en este sistema que en los de otros países de América Latina. Como indicador de precios en relación a las posibles sustituciones de otras fuentes de energía en el campo industrial, se observa que el precio

de 1 000 kWh en ese sector (1959) era igual al precio de venta de 0.29 toneladas de *fuel-oil* o 0.46 de *diesel-oil*.<sup>rr</sup>

rr Además de la información directa recibida de la empresa C. A. "La Electricidad" de Caracas, se consultaron para este apartado las Memorias de 1958 y 1959 de la misma institución, el Plan Nacional de *Electrificación* formulado para la CADAPE por la Corporación Venezolana de Fomento y el U. N. *Monthly Bulletin of Statistics*.

CUBA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 3 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)	
			Instalada actual	Futura				Instalada actual	Futura
1. Habanilla ....	Las Villas	Hidráulica		29	27. Céspedes ....	Camagüey	Térmica	4.1	
2. Pinar del Río.	Pinar del Río	"	9.2		28. Cunagua ....	"	"	9.7	
3. Rincón de Me- Jones .....	La Habana	Térmica	36		29. Elia .....	"	"	4.2	
4. Tallapiedra ..	"	"	167		30. Florida .....	"	"	4.2	
5. Regla .....	"	"	148		31. Francisco ....	"	"	6.6	
6. F.C.C.H. ....	"	"	5.5		32. Jaruco .....	"	"	13.1	
7. Matanzas ....	Matanzas	"	33		33. Lugareño ....	"	"	3.3	
8. O'Bourke ....	Las Villas	"	11		34. Morón .....	"	"	6	
9. Cienfuegos ...	"	"	6		35. Punta Alegre .	"	"	4.7	
10. Ciego de Avila	Camagüey	"	3.7		36. Santa Marta .	"	"	4.0	
11. Vicente .....	"	"	30		37. Senado .....	"	"	3.3	
12. Camagüey ....	"	"	15.5		38. Stewart .....	"	"	4	
13. Pto. Padre ...	Oriente	Hidráulica	7.5		39. Vertientes ...	"	"	4.3	
14. Manzanillo ..	"	Térmica	3		40. Violeta .....	"	"	4.5	
15. Stgo. de Cuba	"	"	48.3		41. América .....	Oriente	"	3.8	
16. Mina de Mata- hambre .....	Pinar del Río	"	6.5		42. Baguanos ....	"	"	3.1	
17. San Cristóbal.	"	"	4.2		43. Baltony .....	"	"	3.7	
18. Gómez Mena .	La Habana	"	5.6		44. Boston .....	"	"	4.8	
19. Hershey .....	"	"	6.5		45. Chaparra .....	"	"	3	
20. Toledo .....	"	"	4.7		46. Delicias .....	"	"	8	
21. Cuba .....	Matanzas	"	3.4		47. Estrada Palma	"	"	3.2	
22. España .....	"	"	5.3		48. Manatí .....	"	"	5.7	
23. Tinguaro ....	"	"	3.5		49. Miranda .....	"	"	5.3	
24. San Isidro ...	Las Villas	"	3.3		50. Palma .....	"	"	6.1	
25. Adelaida ....	Camagüey	"	3.7		51. Preston .....	"	"	6.8	
26. Baraguá .....	"	"	4.3		52. Río Cauto ...	"	"	3.4	
					53. San Germán ..	"	"	4.2	
					54. Tánamo .....	"	"	3.4	



# MAPA ELECTRICO DE CUBA

**LEYENDA**

CENTRALES	EN SERVICIO	CONSTRUCCION O PROY. AVANZADO
HIDRAULICAS (SERV. PUBLICO)	▲	△
TERMICAS ( " " )	■	□
HIDRAULICAS (AUTOPRODUC.)	▲	△
TERMICAS ( " " )	■	□

**LINEAS DE TRANSMISION**

DE 110 A 187 KV	—————	—————
DE 22 A 66 KV	=====	=====
DE 2,3 A 13,5 KV	=====	-----

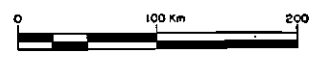
✓ CENTRALES SOBRE 3000 KW

● CIUDADES PRINCIPALES

EMBALSES Y LAGOS

SALARES

RIOS PRINCIPALES



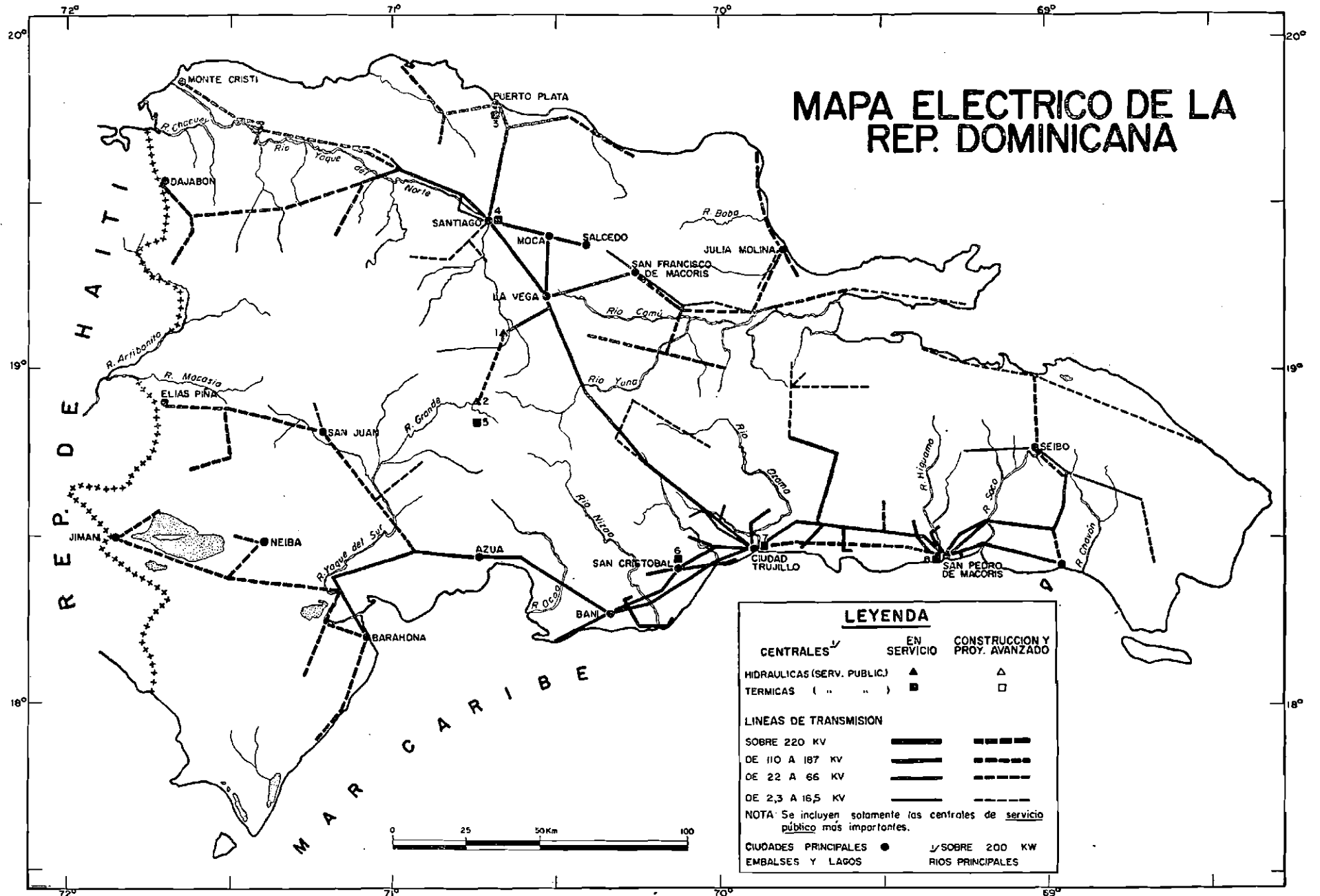
Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
 Fuente: CEPAL a base de informaciones de Junta Nacional de Planificación Revolucionaria; Energía Eléctrica, Consumo, Producción y Potencia Instalada.

REPÚBLICA DOMINICANA: CENTRALES ELÉCTRICAS  
DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.2 MW

<i>Nombre de la central</i>	<i>Tipo</i>	<i>Capacidad instalada actual (MW)</i>
1. Jimenón .....	Hidráulica	7.5
2. Río Grande ..	"	0.25
3. Puerto Plata ..	Térmica	2.358
4. Santiago .....	"	3.051
5. Constanza .....	"	0.21
6. San Christobal.	"	1.22
7. Ciudad Trujillo	"	52.45
8. San Pedro de Macoris .....	"	3.275



# MAPA ELECTRICO DE LA REP. DOMINICANA



**LEYENDA**

CENTRALES	EN SERVICIO	CONSTRUCCION Y PROY. AVANZADO
HIDRAULICAS (SERV. PUBLIC.)	▲	△
TERMICAS ( " " )	■	□

**LINEAS DE TRANSMISION**

SOBRE 220 KV	—————	—————
DE 110 A 187 KV	—————	—————
DE 22 A 66 KV	—————	—————
DE 2,3 A 16,5 KV	—————	—————

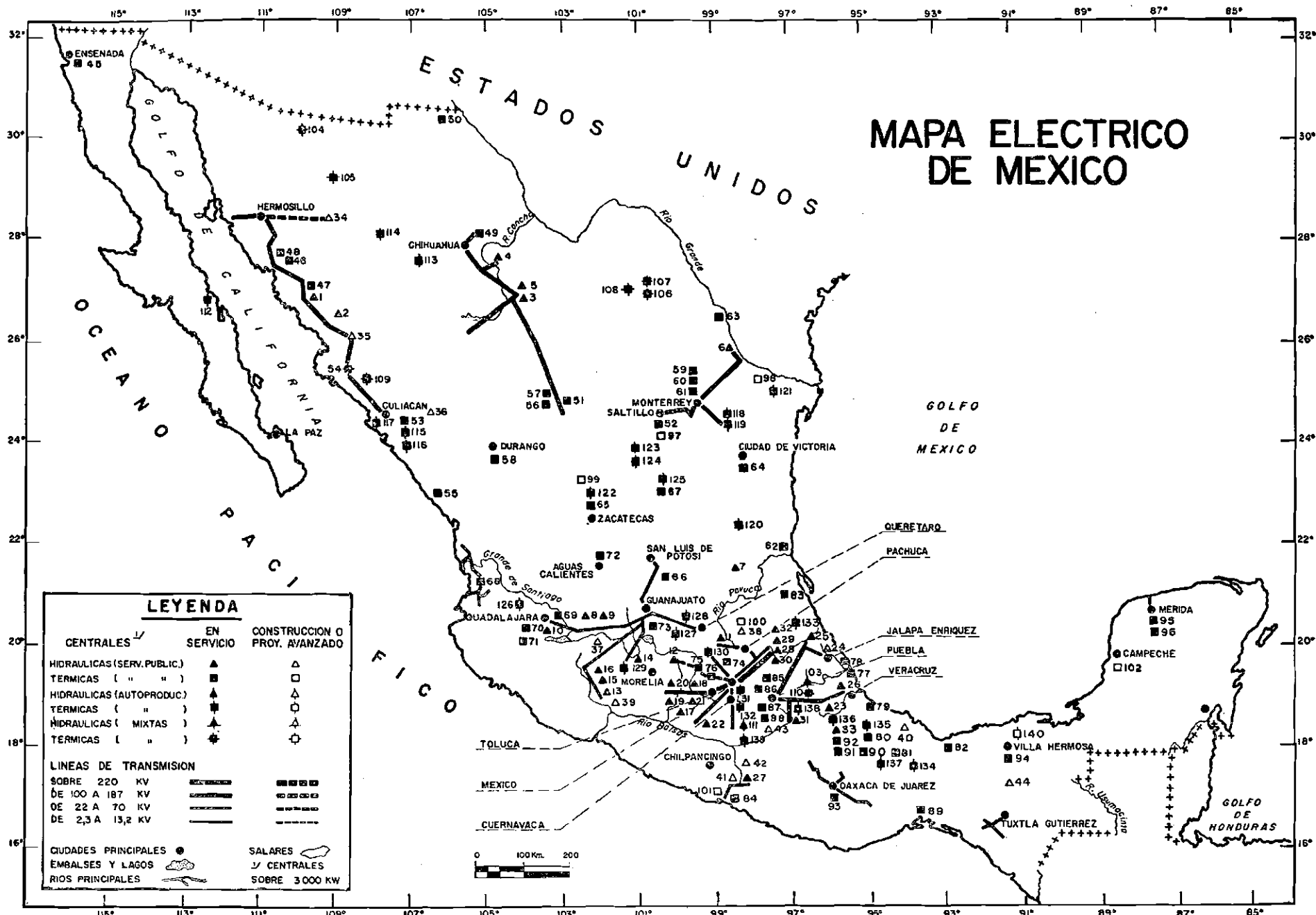
NOTA: Se incluyen solamente las centrales de servicio público más importantes.

CIUDADES PRINCIPALES	●	∟ SOBRE 200 KW
EMBALSES Y LAGOS	○	RIOS PRINCIPALES

Fuente: CEPAL a base de informaciones de Plan Trujillo de Electrificación Total.  
 Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

MÉXICO: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 3 MW

Nombre de la Central	Estado	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la Central	Estado	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Oviachic	Sonora	Hidráulica	19.2		Com. Fed. de Elect.	76. Dos Bocas	Veracruz	Térmica	24.5		Com. Fed. de Elec
2. Mocuzari	"	"	9.6		"	77. Playa Norte	"	"	10.5		"
3. La Boquilla	Chihuahua	"	25		Cia. El. Mex. del Nte.	78. Tren Gener.	"	"	6.2		"
4. Rosetilla	"	"	10.25		"	79. La Granja	"	"	5.4		"
5. Colina	"	"	3		"	80. Móvil	"	"	5		Cia. Mexicana del
6. Falcón	Tamaulipas	"	31.5		Com. Fed. de Elect.	81. Coatzacoalcas	"	"	4		Com. Fed. de Elec
7. Valles	S. Luis Potosí	"	3		Electroquímica Potosi- na, S. A.	82. Tuxpan	"	"	4		"
8. Colimilla	Jalisco	"	51.2		Nueva Cia. Elect. de Chapala, S. A.	83. Acapulco	Guerrero	"	6.05		Cia. Mex. del Sure
9. Puente Grande	"	"	23.4		"	84. Sebastián Mier	"	"	40.5		"
10. Las Juntas	"	"	15		"	85. Tren Genera- dor No 2	"	"	6.2		Com. Fed. de Elec
11. Yuando	Hidalgo	"	3.6		Cia. de Luz y Fuerza de Pachuca, S. A.	86. Tren Genera- dor No 3	"	"	6.2		"
12. Lerma	Michoacán	"	79.95		Cia. de Fuerza del Sur- oeste de México	87. Tren Genera- dor No 4	"	"	6.2		"
13. El Cobano	"	"	52.02		Com. Fed. de Elect.	88. Juchitán	Oaxaca	"	6.75	12.5	"
14. Botello	"	"	8.1		Cia. Eléctrica Mexica- na del Centro	89. Tren Genera- dor Tuxtepec	"	"	6.2		"
15. Zumpimite	"	"	6.4		Com. Fed. de Elect.	90. Sebastopol	"	"	6.2		"
16. Platana	"	"	5.6		Cia. Eléctrica Mexica- na del Centro	91. Tuxtepec	"	"	5		"
17. Tingambato	México	"	135		Com. Fed. de Elect.	92. Oaxaca	"	"	3.54		Cia. Hidroeléctrica Oaxaca
18. Ixtapantongo	"	"	106		"	93. Villa Hermosa	Tabasco	"	5.21	10.75	Com. Fed. de Elec
19. Santa Bárbara	"	"	67.58		"	94. Mérida	Yucatán	"	13.5		Cia. Eléctrica de Mérida, S. A.
20. H. Martínez	"	"	25.2		"	95. Nachicoom	"	"	6.25		Com. Fed. de Elec
21. El Durazno	"	"	18		"	96. Saltillo	Coahuila	"		5	Cia. Nac. de Elec
22. Alameda	"	"	8.88		Cia. Mex. Meridional de Fuerza	97. Reynosa	Tamaulipas	"		30	Com. Fed. de Elec
23. Tuxpango	Veracruz	"	33.6		Cia. Mex. del Sureste	98. Calera	Zacatecas	"		7.5	"
24. Minas	"	"	14.4		Com. Fed. de Elect.	99. Pathe	Hidalgo	"		3.5	"
25. El Encanto	"	"	10		"	100. Acapulco	Guerrero	"		7.5	Nac. Financiera, S.
26. Veracruz	"	"	4		Cia. Eléct. del Sureste	101. Campeche	Campeche	"		12.5	Com. Fed. de Elec
27. Colotipla	Guerrero	"	8		Com. Fed. de Elect.	102. Rincón Gran- de	Veracruz	Hidráulica	3.64		Cia. Industrial de Veracruz, S. A.
28. Necaxa	Puebla	"	115		Cia. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz	103. Los Mochis	Sinaloa	Térmica	4.05		Com. Fed. de Elec
29. Patla	"	"	45.6		"	104. Cananea	Sonora	"		20.3	The Cananea Co Co., S. A.
30. Tepexic	"	"	45		"	105. Moctezuma	"	"		5.15	The Moctezuma Cc Altos Hornos de M co, S. A.
31. Tepazolco	"	"	10.88		Com. Fed. de Elect.	106. Altos Hornos	Coahuila	"		20.54	Cia. Carbonifera de binas
32. Texcapa	"	"	5.37		Cia. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz	107. Rosita	"	"		15.5	Cia. Carbonifera Unida Palao
33. Temaxcal	Oaxaca	"	38.5	77	Com. Fed. de Elect.	108. Palao	"	"		3.75	United Sugar Co., S Cerveceria Moctezu
34. El Novillo	Sonora	"		90	"	109. Los Mochis	Sinaloa	"		5.25	"
35. El Fuerte	Sinaloa	"		60	"	110. Metlac	Veracruz	"		10	"
36. Sinaloa	"	"		7.5	"	111. Barranca Hon- da	Morelos	Hidráulica	3.12		Cia. Hidroeléctrica Amacuzac
37. Santa Rosa	Jalisco	"		75	"	112. B. C. Mulegi	Baja California	Térmica	3.84		Cia. Minera de S Rosalia, S. A.
38. Pahuatlan	Hidalgo	"		10	"	113. Anahuac	Chihuahua	"		17	Celulosa de Chihua S. A.
39. Cupatitzio	Michoacán	"		73.6	"	114. Venturosa	"	"		4.45	Cia. Minera Ventur S. A.
40. Catemaco	Veracruz	"		24	"	115. Rosales	Sinaloa	"		9.77	Ingenio Rosales, S. Hacienda de Red
41. Papagayo	Guerrero	"		13	"	116. Redo	"	"		3.31	Cia. S. A.
42. La Venta	"	"		30	"	117. Navolato	"	"		3.2	Cia. Azucarera de volato, S. A.
43. Maztepec	Puebla	"		156	"	118. Grupo Indust. Monterrey	Nuevo León	"		44.5	Planta Eléctrica Gi Industrial
44. Bombaná	Chiapas	"		3.2	"	119. Fundidora	"	"		16.3	Cia. Fund. de Monte Acero de Monte
45. Enseñada	Baja California	Térmica	3.86		Cia. Eléctrica Fronteri- za, S. A.	120. El Monte	"	"		6.29	Coop. Obreros del del Monte
46. Guaymas	Sonora	"	25	33	Com. Fed. de Elect.	121. Reynosa	"	"		6	Petróleos Mexicanos The Fresnillo Com
47. C. Obregón	"	"	15		"	122. Fresnillo	Zacatecas	"		12.77	The Mazapil Co Co. Limited
48. Tren Genera- dor Guaymas	"	"	6.2		"	123. Aranzazú	"	"		3.38	Cia. Minera de P les, S. A.
49. Chihuahua	Chihuahua	"	45		"	124. Avalos	"	"		3.2	Cia. Minera Asarco Cia. Ind. de Alent
50. Ciudad Juárez	"	"	15		"	125. Charcas	S. Luis Potosí	"		3.67	Petróleos Mexicanos Negociación Textil Concordia, S. A.
51. Tren Gen. Ma- tamoros	Coahuila	"	6.2		"	126. Atentique	Jalisco	"		4.2	"
52. Saltillo	"	"	5.84		Cia. Eléct. Nac., S. A.	127. Salamanca	Guanajuato	"		13.5	"
53. Culiacán	Sinaloa	"	10.65		Cia. Eléct. de Sinaloa	128. La Concordia	Quercetano	"		3.34	"
54. Mazatlán	"	"	3.61		Cia. Eléct. Nac., S. A.	129. División Ra- yón	Michoacán	"		11	Celanese Mexicana Cuernos y Fertiliza de México
55. La Laguna	Durango	"	58		Com. Fed. de Elect.	130. Cuantillán	México	"		5	"
56. Francke	"	"	27		Cia. Eléctrica Mexica- na del Norte	131. Refinería	Distrito Federal	"		15	Petróleos Mexicanos Fcas. de Papel "I to y Peña Pobr
57. Durango	"	"	8.75		Cia. Eléct. Nac., S. A.	132. Loreto	"	"		3.81	Petróleos Mexicanos Ing. de San Crist Ing. El Potrero, S
58. Monterrey	Nuevo León	"	30	75	Com. Fed. de Elect.	133. Pozarrica	Veracruz	"		30	Petróleos Mexicanos
59. Bellavista	"	"	18.7		Tranv., Luz y Fuerza Mot. de Monterrey	134. Minatitlán	"	"		9.5	"
60. Allende	"	"	9.1		"	135. San Cristóbal	"	"		8.38	"
61. Andonegui	Tamaulipas	"	18		Comp. Eléct. de Tam- pico	136. Atoyac	"	"		5	"
62. Nuevo Laredo	"	"	8.65		Com. Fed. de Elect.	137. Cuatrotolapán	"	"		4.14	Cia. Industrial Az rera, S. A.
63. C. Victoria	"	"	5.5		"	138. Motzorongo	"	"		3.15	Central Motzorongo Ing. Emiliano Zapa Petróleos Mexicanos
64. Fresnillo	Zacatecas	"	3		"	139. San Vicente	Morelos	"		7.29	"
65. S. Luis Potosí	S. Luis Potosí	"	13.5		Cia. Eléctrica Mex. del Centro, S. A.	140. Ciudad Pemex	Tabasco	"		6	"
66. Matchuala	"	"	3		Com. Fed. de Elect.						
67. Tepic	Nayarit	"	4		"						
68. Guadalajara	Jalisco	"	18		Nueva Cia. Eléctrica de Chapala, S. A.						
69. Zapopan	"	"	10		"						
70. Tren Gener.	"	"	6		Com. Fed. de Elect.						
71. Aguascalientes	Aguascalientes	"	11.08		Cia. Nacional de Elec- tricidad, S. A.						
72. Franck L. Gil- more	Guanajuato	"	42.38		Cia. Mex. del Centro						
73. Lechería	México	"	148.8		Cia. Fuerza del Sures- te de México						
74. Nonoalco	Distrito Federal	"	80		Cia. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A.						
75. Tacubaya	"	"	30.9		Cia. Mexicana Meridio- nal de Fuerza						



Las fronteras señalada en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
 Fuente: CEPAL a base de informaciones de la Comisión Federal de Electricidad y Dirección General de Electricidad.

GUATEMALA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.3 MW

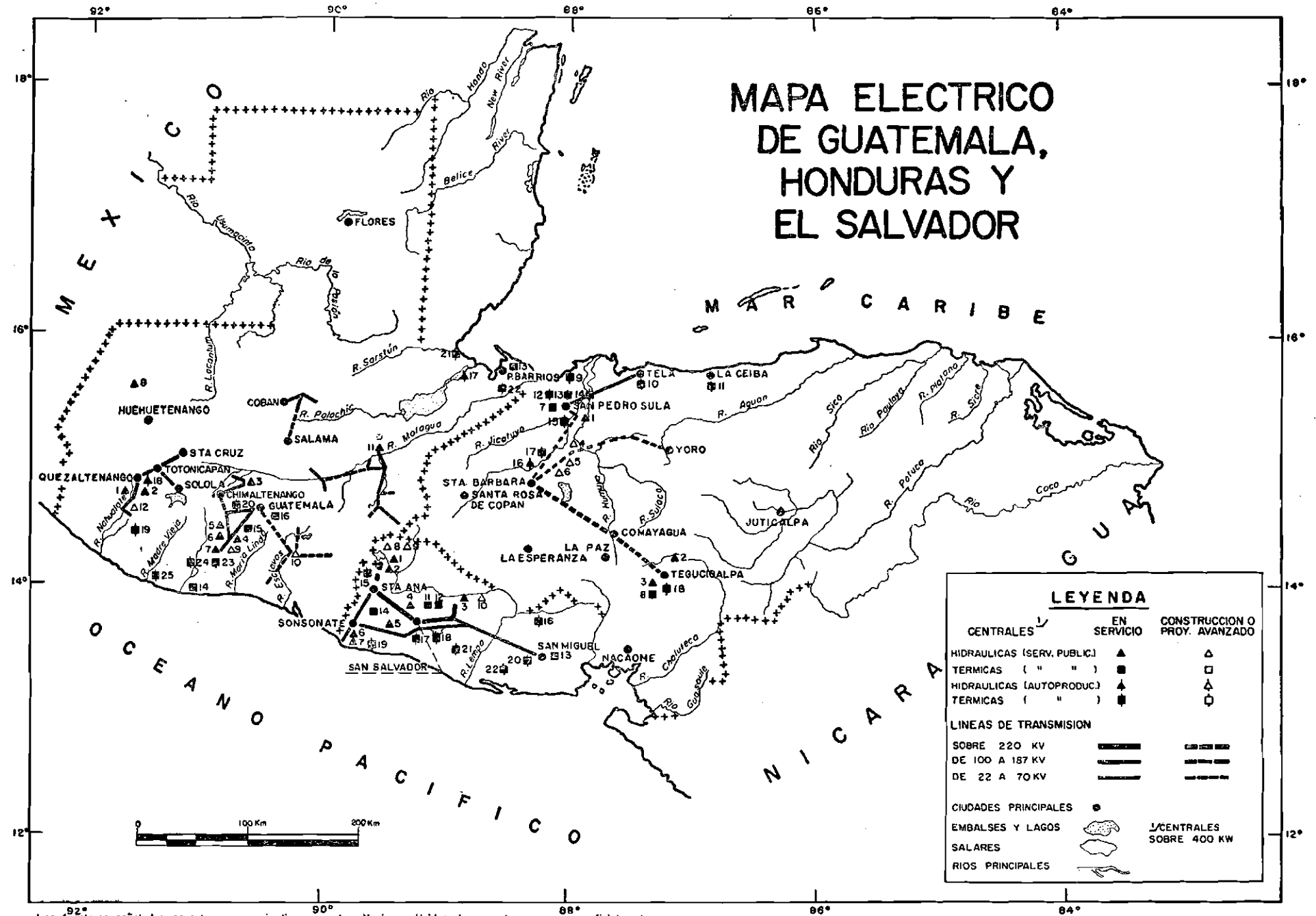
Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Santa María de Jesús .....	Quezaltenango	Hidráulica	5.9		Hidroeléctrica del Estado	13. Puerto Barrios	Izabal	Térmica	0.9		Ayso y Cia
2. Zunil I .....	"	"	1.2		E. E. Guatemala	14. Puerto San José	Escuintla	"	0.6		E. E. Emilio Sello
3. Pixcaya .....	Chimaltenango	"	1.5		E. E. Emilio Sello	15. La Castellana	Guatemala	"	5		E. E. Guatemala
4. Palín .....	Escuintla	"	5.5		E. E. Guatemala	16. La Laguna ...	"	"	19		"
5. San Luis .....	"	"	5		"	17. Quebradas ...	Izabal	Hidráulica	0.4		Madera Laminada
6. El Salto .....	"	"	5.5		"	18. Cantel .....	"	"	0.6		Fábrica Textil
7. El Modelo .....	"	"	0.7		"	19. Palo Gordo ..	Suchitepéquez	Térmica	1		Ingenio Azúcar
8. San Sebastián	Huechuetenango	"	0.5		Munic. Huechuetenango	20. Mishanco ....	Guatemala	"	0.5		Fábrica Textil
9. Marinalá .....	Escuintla	"		50	E. E. Guatemala	21. Bananera ....	Izabal	"	0.6		United Fruit Co.
10. Los Esclavos ..	"	"		9	"	22. Caquipec .....	"	"	0.6		"
11. Río Hondo ..	"	"	2.4		Gobierno	23. Los Cerritos .	Escuintla	"	1		Fábrica de Papel
12. El Palmar ...	Quezaltenango	"		12	"	24. Finca Concepción .....	"	"	0.4		Ing. Azúcar y Café
						25. Triquisate ....	"	"	0.8		United Fruit Co.

HONDURAS: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.3 MW

Nombre de la central	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
		Instalada actual	Futura				Instalada actual	Futura	
1. S. Pedro Sula	Hidráulica	0.4		Public Utilities Corp.	10. Tela .....	Térmica	1.5		Tela R. R.
2. Rosario .....	"	1.1		E.N.E.E.	11. La Ceiba ....	"	1.1		Standard Fruit Co.
3. La Leona ....	"	1.6		"	12. Bijao .....	"	1.95		Fábrica de Cemento
4. Cañaveral ....	"		24	"	13. Bijao .....	"	0.95		Cia. Azuc. Honduras
5. San Buenaventura .....	"		32	"	14. Bijao .....	"	0.56		Fábrica de Cerveza
6. Río Lindo .....	"		55	"	15. La Lima .....	"	3		Tela R. R.
7. S. Pedro Sula	Térmica	2.92		Public Utilities Corp.	16. El Mochito ..	Hidráulica	0.7		Rosario Mining
8. La Leona ....	"	4.1	6.6	E.N.E.E.	17. El Mochito ..	Térmica	1.2		"
9. Puerto Cortés	"	1		Tela R. R.	18. Tegucigalpa ..	"	0.4		Fábrica de Cerveza

EL SALVADOR: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.3 MW

Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. San Luis Nº 1	Sante Ana	Hidráulica	1		CLESA	13. San Miguel ..	San Miguel	Térmica	0.6		CEO
2. San Luis Nº 2	"	"	1.2		"	14. San Rafael ..	"	"	0.4		CLESA
3. 5 de Noviembre	Cabañas	"	45		C.E.L.	15. El Molino ...	Santa Ana	"	0.45		Beneficio de Café
4. Hilongo .....	San Salvador	"	1		C.A.E.S.S.	16. Montecristo ..	Morazán	"	0.5		Minas de oro y plat
5. Río Sucio ...	"	"	2.5		"	17. La Constanca.	San Salvador	"	1.25		Fábrica de Cerveza
6. Cucumacayán .	Sonsonate	"	2.25		C.E.C.S.A.	18. El Coro .....	"	"	0.6		Agua Potable San S
7. Bululu .....	"	"	0.7		CLES						vador
8. Güisa 1ª .....	"	"		25	C.E.L.	19. Cemento Acajutla .....	Sonsonate	"	1		Fábrica de Cemento
9. Güisa 2ª .....	"	"		15	"	20. Mejoramiento Social .....	San Miguel	"	1.5		Fábrica Textil
10. Poza del Silencio .....	"	"		45	"	21. Zacatecoluca .	La Paz	"	0.4		Planta Algodonera
11. Agua Caliente.	San Salvador	Térmica	5		C.A.E.S.S.	22. La Carrera ...	Usulutón	"	0.4		"
12. Agua Caliente.	"	"	2.3		"						



Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
Fuente: CEPAL el Desarrollo Eléctrico en Centroamérica.

NICARAGUA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.1 MW

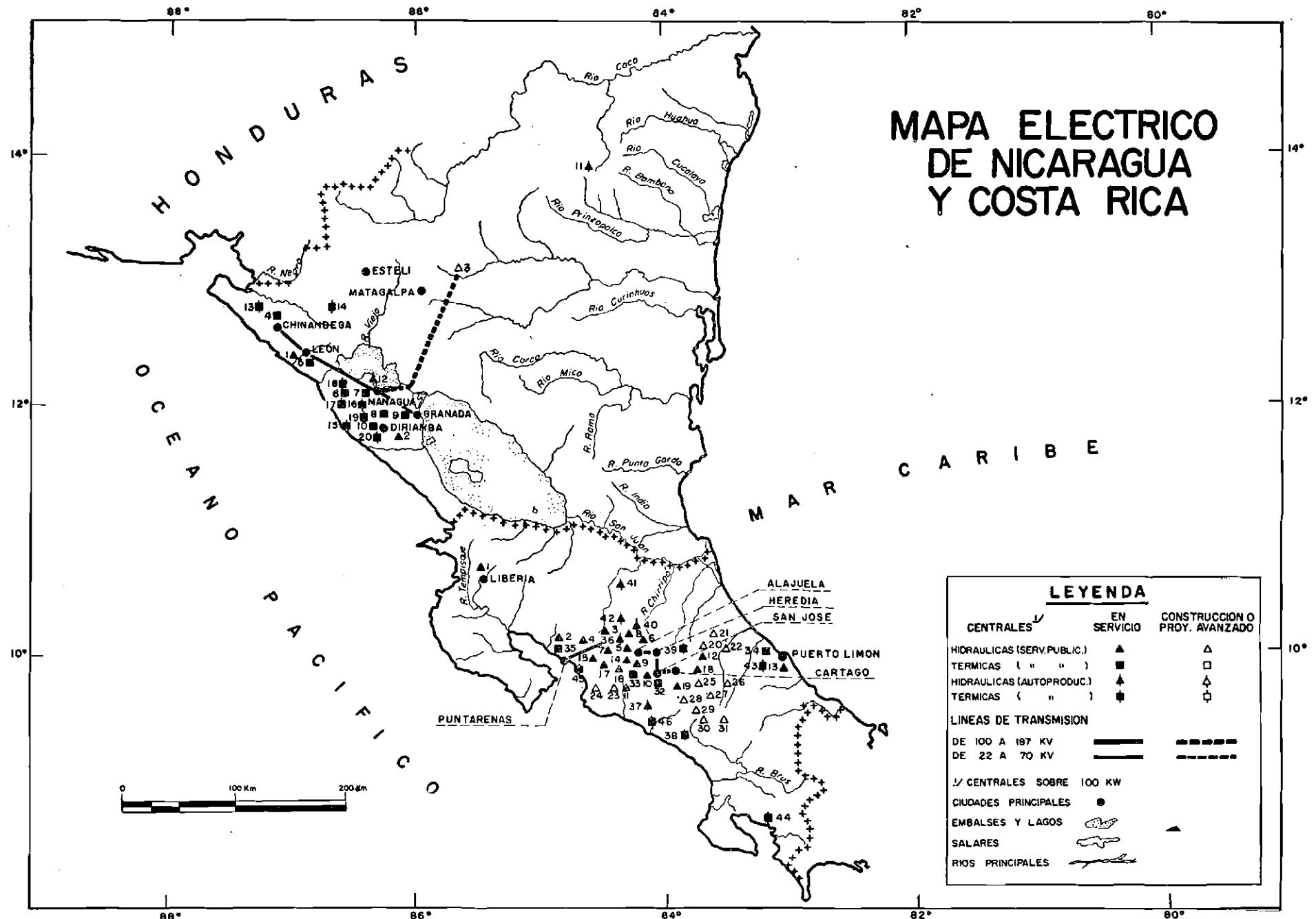
Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. León .....	León	Hidráulica	0.22		Cía. Eléct. de León	12. Montelimar ..	Managua	Hidráulica	0.6		Ingenio Azúcar
2. Diriamba .....	Carazo	"	0.15		Cía. Eléct. de Carazo	13. San Antonio ..	Chinandega	Térmica	1.5		"
3. Cacao .....	"	"		50		14. Limón y La	"	"			"
4. Chinandega ...	"	Térmica	0.33		Empresa Municipal de Chinandega	15. San Rafael del Sur .....	León	"	2.5		Mina de Oro
5. León .....	León	"	1.2		Cía. Eléct. de León	16. La Corona ...	Managua	"	2.21		Fábrica de Cervecería
6. Managua .....	Managua	"	30		E.N.L.F.	17. Agua Potable.	Managua	"	1		Planta Municipal
7. Managua .....	Managua	"	10.25		"			"			Agua Potable
8. Masaya .....	Masaya	"	0.5		Empresa Municipal de Luz y Fuerza	18. Montelimar ..	Managua	"	1		Ingenio Azúcar
9. Granada .....	Granada	"	1.08		Cía. Eléct. de Granada	19. Cervecería ...	Managua	"	0.45		Fábrica de Cervecería
10. Diriamba .....	Carazo	"	0.63		Cía. Eléct. de Carazo	20. Santa Rita ...	Carazo	"	0.5		Ingenio de Azúcar
11. Siuna .....	Zelaya	Hidráulica	7.9		Mina de Oro						

COSTA RICA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.2 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Liberia .....	Guanacaste	Hidráulica	0.6		Instituto Costarricense de Electricidad	27. Las Vueltas ..	Cartago	Hidráulica	30 a		Inst. C. R. de E
2. Guacimal ....	Alajuela	"	0.85		"	28. Palomo .....	"	"	15		"
3. Hopkins .....	"	"	0.35		"	29. Río Macho número 1 .....	"	"	120 b		"
4. Nagatoe .....	"	"	1.6		"	30. Río Macho número 2 .....	"	"	30		"
5. Cacao .....	"	"	0.8		Municip. Alajuela	31. Pejibaye .....	"	"	10		"
6. Porrosati .....	Heredia	"	0.25		Cía. Nac. de Fza. y Luz	32. Colima .....	San José	Térmica	11.88		"
7. La Joya .....	"	"	0.4		Municipalidad Heredia	33. San Antonio ..	Heredia	"	10		Cía. Nac. de Fza. y Luz
8. Carillos .....	"	"	2.4		"	34. Pto. Limón ..	Limón	"	0.98		Inst. C. R. de E
9. Río Segundo..	San José	"	0.25		Cía. Nac. de Fza. y Luz	35. Puntarenas ...	Puntarenas	"	0.976		"
10. Electriona ...	"	"	3		"	36. Puente de Piedra .....	"	"			"
11. Brasil .....	"	"	2.5		"	37. Santa Clara ..	"	"	0.26		Finca La Argentina
12. La Isabel ....	Heredia	"	0.2		Inst. C. R. de Elect.	38. Parrita y Damas .....	"	"	0.29		Com. Cafet. de S
13. Asunción ....	Limón	"	0.9		"	39. Hacienda Los Llanos .....	Puntarenas	Térmica	0.225		United Fruit
14. Belén .....	Heredia	"	5		Cía. Nac. de Fza. y Luz	40. Tacares .....	"	"	0.26		Gastón Peralta C.
15. La Catita ....	San José	"	30		Inst. C. R. de Elect.	41. Hacienda Los Llanos .....	"	"	4.05		Ferroc. E. Al Pac
16. Nuestro Amo ..	"	"	7.5		Cía. Nac. de Fza. y Luz	42. Grecia .....	Alajuela	"	0.2		Gastón Peralta C.
17. Ventanas .....	"	"	10		"	43. Pto. Limón ..	Limón	"	0.6		Rafael Bolaños A
18. Birris I y II ..	Cartago	"	3.9		Cía. Agríc. de Santiago	44. Golfito .....	Puntarenas	"	1.8		Northern Railway
19. Barro Morado ..	"	"	0.9		Inst. C. R. de Elect.	45. Palmar .....	"	"	0.7		United Fruit Co.
20. Angostura I ..	"	"		140	"	46. Quepos .....	"	"	0.7		"
21. Angostura I-A ..	"	"		90	"						"
22. Angostura I-B ..	"	"		40	"						"
23. Balsa Nº 1 ..	San José	"		60	"						"
24. Balsa Nº 2 ..	"	"		60	"						"
25. San Antonio ..	Cartago	"		75	"						"
26. El Gato .....	"	"		15	"						"

a Incluye ampliación con Proyecto de Taus.

b Incluye Proyecto de Tapaní.



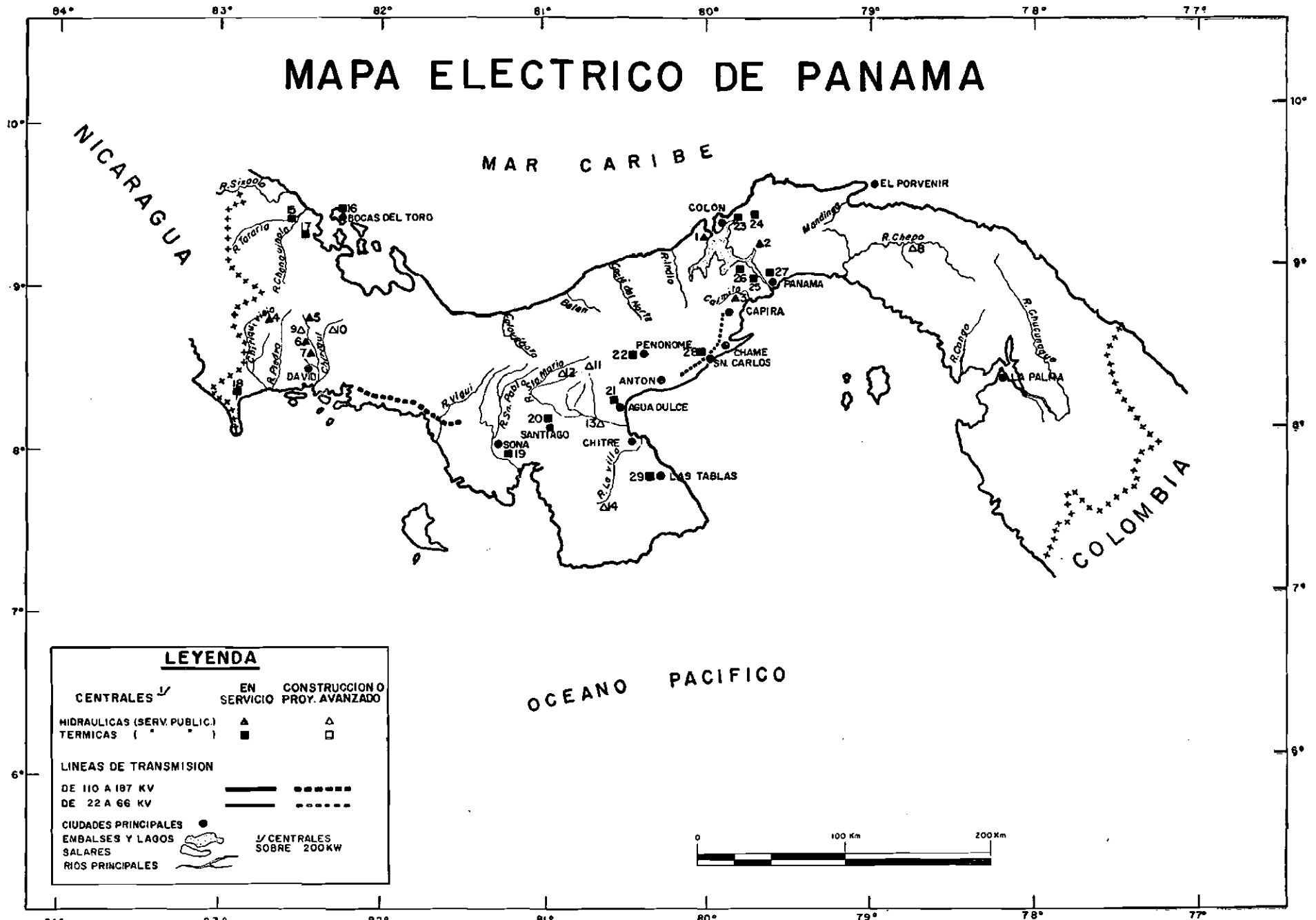
Los fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas los acepten o apoyen oficialmente.  
 Fuente: CEPAL el Desarrollo Eléctrico en Centroamérica.

PANAMÁ: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.2 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad instalada actual (MW)	Empresa propietaria	Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad instalada actual (MW)	Empresa propietaria
1. Catún .....	Zona del Canal	Hidráulica	22.5	Cía. de la Zona del Canal	17. Almirante ....	Bocas del Toro	Térmica	1.3	Chiriquí Land Co.
2. Madden .....	"	"	24	"	18. Armuelles ...	Chiriquí	"	1.5	Cía. "Eléctrica" del
3. La Chorrera .	Panamá	"	0.6	"	19. Soná .....	Veraguas	"	0.2	terior, S. A.
4. Machomonte .	Chiriquí	"	0.7	Eléctricas de Chiriquí	20. Santiago .....	"	"	0.5	Santiago Eléct., S.
5. Boquete .....	"	"	0.3	"	21. Agudulce ...	Coclé	"	1.2	Panamá Eléct., S.
6. Caldera .....	"	"	4.2	"	22. Penonomé ....	"	"	0.2	"
7. Dolega .....	"	"	0.7	"	23. Colón .....	Colón	"	8	Cía. Panameña de
8. Majé .....	Panamá-Colón	"	50	Cía. Panameña de Fsa. y Luz	24. Central térmica	Zona del Canal	"	10	y Luz
9. Cochea .....	Chiriquí	"	8	"	25. Miraflores ...	"	"	7.6	Cía. de la Zona
10. Caldera .....	"	"	...	"	26. Cocolé .....	"	"	10	Canal
11. El Higo .....	Veraguas	"	6	"	27. Panamá .....	Panamá	"	30.3	"
12. Santa Fé ....	"	"	22	"	28. Chorrera .....	"	"	0.8	Cía. Panameña de
13. Las Guías ....	"	"	7	"	29. Las Tablas ...	Los Santos	"	0.5	y Luz
14. Calabacito ...	Herrera	"	6	"					Eléctrica de Chiri
15. Changuineta ..	Bocas del Toro	Térmica	0.9	Chiriquí Land Co.					Panamá Eléct., S.
16. Bocas del Toro	"	"	0.2	Municipio de Bocas del Toro					



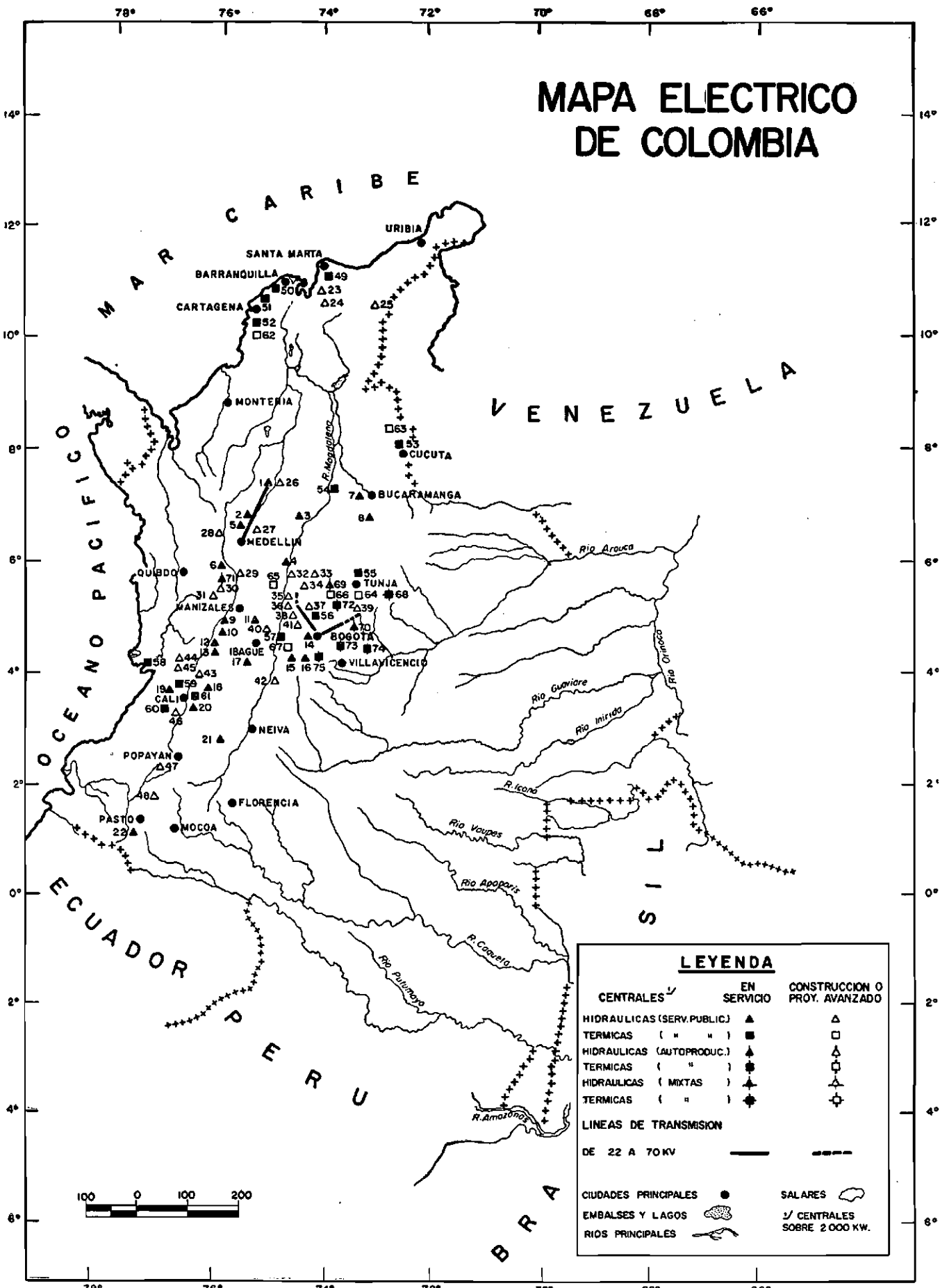
# MAPA ELECTRICO DE PANAMA



Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente  
Fuente: CEPAL o base de informaciones del Instituto de Fomento Económico, Proyecto de Recursos Hidráulicos y Electrificación del S.C.I.F.E.

COLOMBIA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 1 MW

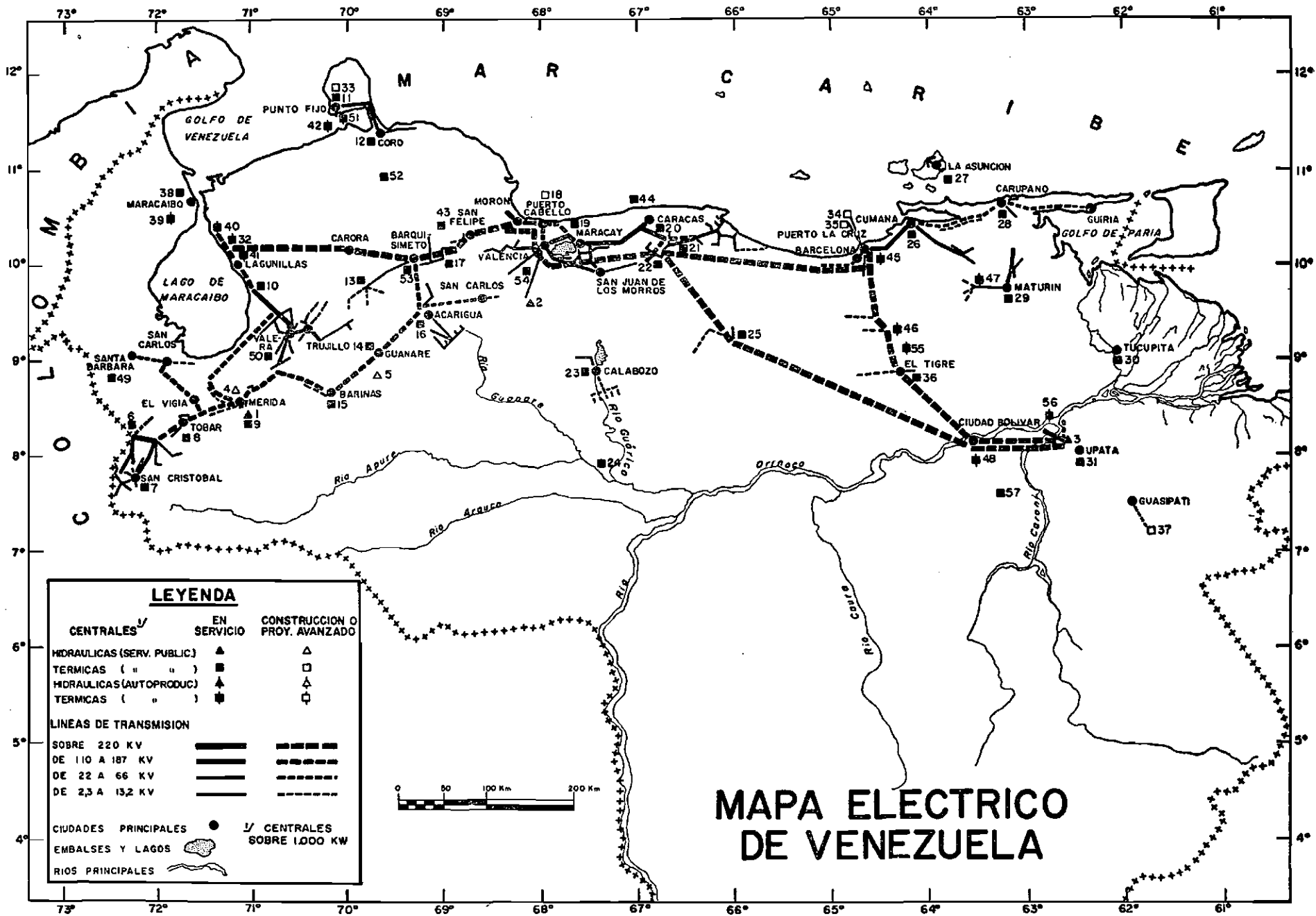
Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Guadalupe I y II	Antioquia	Hidráulica	50		Empresa P. P. de Medellín	36. Río Negro	Cundinamarca	Hidráulica	10		E. Eléct. de Bogotá
2. Río Grande y Mocerongo	"	"	75		"	37. Charquito II	"	"	16		"
3. Anorí	"	"	3.2		Emp. " Consolidada del Pato	38. Canvas	"	"	24		"
4. Caracolí	"	"	1.6		Emp. de Energía Pto. Berrios	39. Río Neusa	"	"	25		"
5. Piedras Blancas	"	"	11.5		Empresa P. P. de Medellín	40. Río Recio y Ventana	Tolima	"	10		Electraguas
6. Auxiliar de San Juan	"	"	3.2		Gold Dredging Ltd.	41. Salapuedes	Cundinamarca	"	6		Cía. Colomb. de I
7. Río Lebrija	Santander	"	8.96	17.96	Central Hidroel. del Río Lebrija	42. Río Prado	Tolima	"	45		Tolima
8. La Cascada	"	"	2.14		Central El. de la Cascada	43. Cuadalajara	Valle	"	3		Cía. Colomb. de I
9. Belmonte	Caldas	"	3.76		Emp. P. P. de Pereira	44. Calima I	"	"	120		Comisión del Valle Cauca
10. Dos Quebradas	"	"	4		"	45. Calima II	"	"	40		"
11. La Insula	"	"	17		Central Hid. de Caldas	46. Río Timba	Cauca	"	60		"
12. El Bosque	"	"	3.66		Emp. P. P. de Pereira	47. Sajandí	"	"	2.4		Cent. Eléct. del C
13. Quindío	"	"	2.51		Emp. E. de Quindío	48. Río Mayo	"	"	20		Electraguas
14. Laguneta	Cundinamarca	"	54		E. Eléct. de Bogotá	49. El Pueblito	Magdalena	Térmica	4.9		Cía. Col. de Elec
15. El Salto	"	"	54		"	50. La Loma	Atlántico	"	2.1		"
16. El Charquito	"	"	5.5		"	51. El Río	"	"	50.1	33	"
17. Mirolindo	Tolima	"	3.9		Emp. P. P. M. M. de Ibagué	52. Cartagena	Bolívar	"	12.1		"
18. Nima No 1 y No 2	Valle	"	9.7		Cía. Colombiana de Elect., S. A.	53. Planta Diesel	Norte de Santander	"	7		Cent. Eléct. del
19. Anchicayá	"	"	64		Corp. Regional del Valle del Cauca	54. Barranca Bermeja	Santander	"	2.6		"
20. Río Cali No 1 y No 2	"	"	2		Emp. M. M. de Cali	55. Tunja	"	"	2.4		Cent. Eléct. de T S. A.
21. Iquirá	Huila	"	2.88	6.08	Cent. Eléct. del Huila	56. El Charquito	Cundinamarca	"	14.5		E. E. de Bogotá
22. Pasto	"	"	2.88		Municipalidad de Pasto	57. Girardot	"	"	5.5		Cía. Col. de Ele
23. Río Tucurín	Magdalena	"	38		Cía. Colombiana de Electricidad	58. El Tabor	Valle	"	4.2		"
24. Río Tuamlica	"	"	10		Elect. del Magdalena	59. Yumbo	"	"	20	33	Com. del V. del C
25. Guatapuri	"	"	2.4		"	60. Diesel	"	"	9.7		Empresa de Cali
26. Guadalupe III	Antioquia	"	240		E. P. de Medellín	61. El Morro	"	"	6		Cía. Col. de Ele
27. Guntape	"	"	300		"	62. Cospique	Bolívar	"		30	E. de Bolívar
28. Troneras	"	"	36		"	63. Tibú	Norte de Santander	"		24	Cent. Eléct. Nort Santander
29. Sonsón	"	"	7		Elect. de Antioquia	64. Termo-Paipa	Boyacá	"	33		Empresa Termo-Pa
30. San Francisco	Caldas	"	80		Cent. Hidr. de Caldas	65. Cuall-Honda	Tolima	"	3.3		Cía. Col. de Ele
31. La Esmeralda	"	"	26.6		"	66. Zipaquirá	Cundinamarca	"	33		E. E. de Bogotá
32. Río Bogotá número 5	Cundinamarca	"	124		E. Elect. de Bogotá	67. Girardot	"	"	3.3		Cía. Col. de El ciudad
33. Río Bogotá número 6	"	"	105.5		"	68. Planta de Fuerza	Boyacá	"	27.5		Acerías Paz del C
34. Laguneta	"	"	18		"	69. Diamante	"	Hidráulica	4.4		Cemento Diamante
35. Salto II	"	"	66		"	70. Sueva	Cundinamarca	"	10.2		Cemento Samper
						71. La Vuelta	Chocó	"	4		Cía. Minera Chocó cífico, S. A.
						72. Colombiana de Soda	Cundinamarca	Térmica	7.5		Planta Col. de S
						73. Cervecería Andina	"	"	2.6		Cervecería Andina
						74. Cervecería Bavaria	"	"	4.5		Cervecería Bavaria
						75. Vidrios	"	"	2.4		Vidrios, S. A.



Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
Fuente: CEPAL a base de informaciones de La Energía Eléctrica en Colombia.

VENEZUELA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 1 MW

Nombre de la central	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
		Instalada actual	Futura				Instalada actual	Futura	
1. Mérida .....	Hidráulica	3.9			35. Puerto La Cruz	Turbina de gas		22.5	
2. El Pao .....	"	2.4		CADAFE	36. El Tigre ....	Diesel	1	5	Luz Eléctrica, S. A. Tigre
3. Caroni .....	"	124	370	Corporación Venezolana de Fomento	37. El Callao ...	"		1	
4. Mucujún ....	"		15	CADAFE	38. Maracaibo ...	Vapor	75		Cía. de Energía Eléctrica de Venezuela
5. Río Boconó ..	"		40		39. La Concepción	Turbina de gas	19		Campo Shell
6. La Fría .....	Vapor	25			40. Punta Gorda .	Vapor	72.5		Creole Petroleum
7. San Cristóbal.	Diesel	6.1			41. Pueblo Viejo .	"	40		Campo Shell
8. Tovar .....	"	1		Fuerza y Luz Eléctrica de Mérida	42. Punta Cardón	"	55		"
9. Mérida .....	"	1.7			43. V. La San Felipe .....	Diesel	2.8		C. A. Luz Eléctrica San Felipe
10. San Lorenzo .	Vapor	20	30	CADAFE	44. Cía. Anónima de Electricidad de Caracas .....	Vapor	316		C. A. La Eléctrica Caracas
11. Punto Fijo ..	Diesel	5.4		"	45. Fca. Venezolana de Cemento .....	"	14.1		Fábrica Venezolana Cemento
12. Coro .....	"	4.5		"	46. P. A. ....	Turbina de gas	15		
13. El Tocuya ...	"	1.3	2.4	"	47. Jusepin .....	Vapor	20		Creole Petroleum
14. Guanare .....	"	1.1	2.3	"	48. Iron Mines of Venezuela ...	Diesel	4.9		Iron Mines of Venezuela
15. Barinas .....	"	2.9	4	"	49. Santa Bárbara.	"	1.2		Pta. Eléctrica de Bárbara
16. Acarigua .....	"	2.3	3.8	CADAFE	50. Valera .....	"	3		CADAFE
17. Yaritagua .....	"	1.5	3.3	Cía. de Luz y Fuerza de Puerto Cabello	51. Amuay .....	Vapor	37.5		Creole Petroleum
18. Puerto Cabello	Vapor		90	CADAFE	52. Acarigua ....	Diesel	2.8		Empresa Eléctrica Inos Acarigua
19. La Cabrera ..	"	30	70	"	53. Barquisimeto .	Vapor	17		C. A. Energía Eléctrica de Barquisimeto
20. La Mariposa .	"	75	115	"	54. Valencia .....	"	16.6		C. A. Eléctrica de Valencia
21. Caucagua ....	Diesel	5	7.5	"	55. Guara .....	"	25		Mene Grande
22. Ocumare .....	"	1		"	56. Puerto Ordaz .	"	12		Puerto Ordaz
23. Calabozo ....	"	2.1	3.4	"	57. Ciudad Piar .	Diesel	5.4		Ciudad Piar
24. San Fernando.	"	1.8	2.4	"					
25. Valle de la Pascua .....	"	1.9	3.2	"					
26. Cumaná .....	"	8		"					
27. Pampatar ....	"	3.7		"					
28. Carúpano ....	"	3	4.2	"					
29. Maturín .....	"	3.6		"					
30. Tucupita .....	"	1	1	"					
31. Upata .....	"	1		"					
32. Las Morochas A. ....	Turbina de gas	45		Campo Shell					
32. Las Morochas B. ....	"		20						
33. Punto Fijo ....	"		12						
34. Puerto La Cruz (Guanta) ...	Vapor		150						



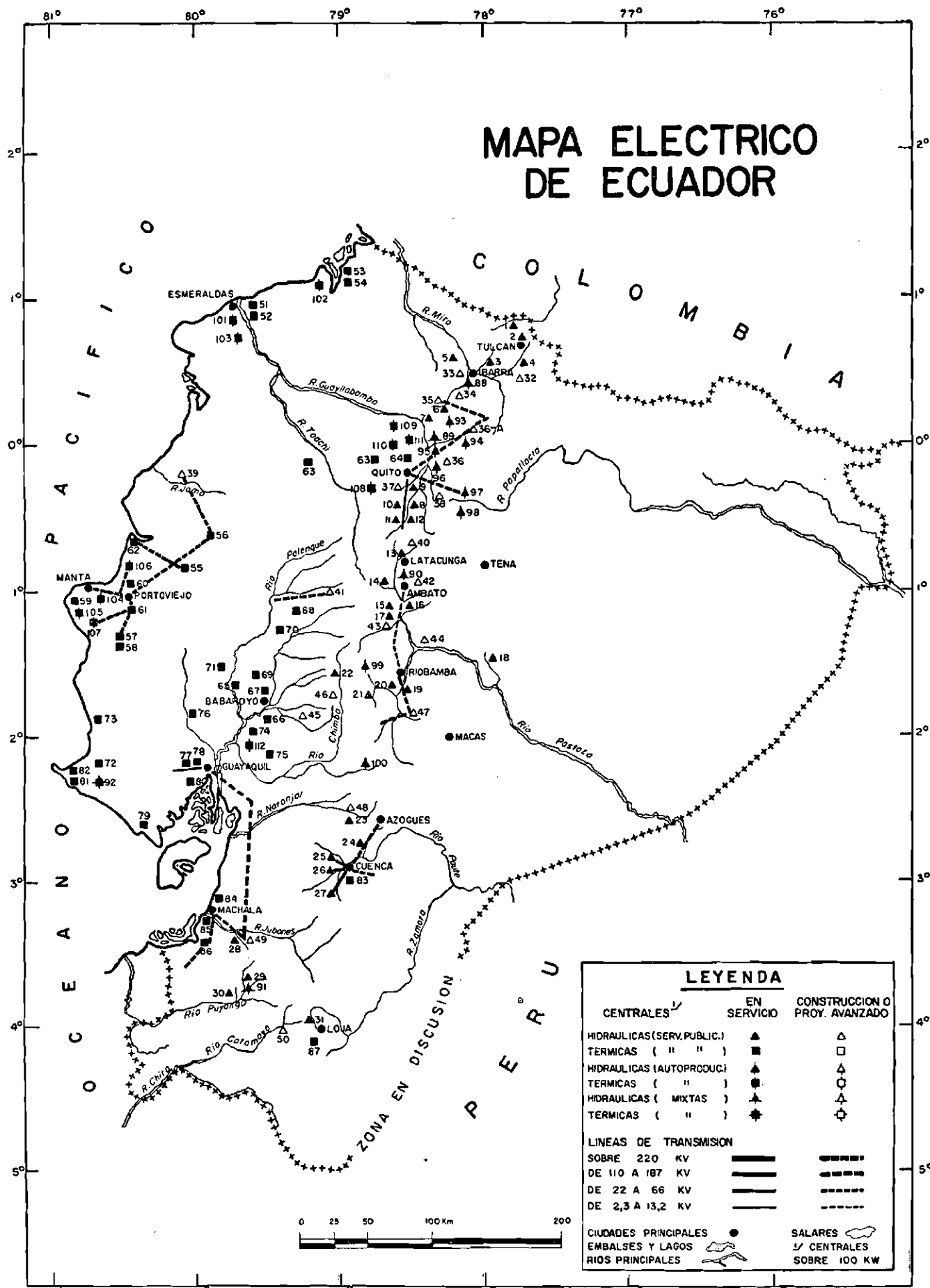
# MAPA ELECTRICO DE VENEZUELA

FUENTE: C. A. DE ADMINISTRACION Y FOMENTO ELECTRICO

Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

ECUADOR: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.1 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Tulcán I ...	Carchí	Hidráulica	0.176		Municipal	58. Jipijapa ....	Manabí	Térmica	0.224		Café P. Plúa
2. Tulcán II ...	"	"	0.44		"	59. Manta .....	"	"	0.608		CIMA
3. El Ángel II ..	"	"	0.2		"	60. Portoviejo ..	"	"	0.946		Municipio
4. San Gabriel II	"	"	0.3		"	61. Santa Ana ..	"	"	0.122		Municipio Santa A
5. Ibarra .....	Imbabura	"	0.6		"	62. Bahía de Ca-		"			
6. Cotacachi ...	"	"	0.2		"	ráquez .....		"	0.38		Municipio
7. Otavalo .....	"	"	0.4		"	63. Sto. Domingo	Pichincha	"	0.11		Municipio de Quito
8. Guangopolo ..	Pichincha	"	9.4		Emp. Eléctrica Quito	64. Quito .....		"	5.2		Empresa Quito
9. Guápulo .....	"	"	0.92		"	65. Baba .....	Los Ríos	"	0.152		Municipio Baba
10. Sangolquí ...	"	"	0.2		Municipal	66. Babahoyo ...	"	"	0.1		Municipio Babahoy
11. Los Chillos ..	"	"	1.76		Emp. Eléctrica Quito	67. Montalvo ...	"	"	0.12		"
12. Machachi ...	"	"	2		Municipio Machachi	68. Quevedo ...	"	"	0.52		Municipio "
13. Iluchi .....	Cotopaxi	"	2.8		Municipio Latacunga	69. Catamarca ...	"	"	0.152		"
14. Pujilí .....	"	"	0.1		Municipal	70. Ventanas ...	"	"	0.124		"
15. Salcedo .....	"	"	0.275		"	71. Vinces .....	"	"	0.168		"
16. Pillaro .....	Tungurahoa	"	0.222		"	72. Santa Elena..	Guayas	"	0.272		"
17. Miraflores ...	"	"	1.25		"	73. Manglazalto ..	"	"	0.264		"
18. Puyo .....	Napo	"	0.1		"	74. Yaguachi ...	"	"	0.1		"
19. Riobamba ...	Chimborazo	"	0.68		Emelec	75. Milagro .....	"	"	0.72		"
20. Guadalupe ...	"	"	0.42		"	76. Daule .....	"	"	0.12		"
21. Cajabamba ..	"	"	0.168		Municipal	77. Guayaquil ..	"	"	14.83		EMELEC
22. Guaranda ...	Bolívar	"	0.19		"	78. Guayaquil ..	"	"	20		"
23. Cañar .....	Cañar	"	0.108		"	79. Playas .....	"	"	0.2		Municipio Guayaqu
24. Azogues .....	"	"	0.44		"	80. Durán .....	"	"	0.196		"
25. Miraflores-	"	"			"	81. Salinas .....	"	"	0.2		Municipio Salinas
Cuenca .....	Azuay	"	2.5		Empresa Miraflores	82. La Libertad ..	"	"	0.12		"
26. Cuenca .....	"	"	0.92		Monay	83. Cuenca .....	Azuay	"	0.4		EMLAT
27. Cuenca-Tarqui	"	"	0.18		Enlat	84. Machala ...	El Oro	"	0.2		Municipio
28. Pasaje .....	El Oro	"	0.112		Municipal	85. Pto. Bolívar ..	"	"	0.4		"
29. Zaruma II ...	"	"	1.95		E. E. Zaruma	86. Santa Rosa ..	"	"	0.164		"
30. Piñas .....	"	"	0.3		Municipal	87. Loja .....	Loja	"	0.1		Empresa Zamora
31. Zamora .....	Loja	"	0.6		Municipal Loja	88. Atuntaqui ...	Imbabura	Hidráulica	0.632		Fca. Ind. Algodone
32. Apaquí .....	Carchí	"		3	"	89. Uyumbicho ..	Pichincha	"	0.26		Fca. Ecuador
33. Yaguarecocha	Imbabura	"		5	"	90. Ambato .....	Tungurahua	"	0.626		Ind. Algodonera
34. Atuntaqui ...	"	"		0.36	Municipal	91. Portovelo ...	El Oro	"	0.675		Emp. Minera
35. Otavalo II ..	"	"		0.4	"	92. Cautivo .....	Guayas	Térmica	0.2		Junta Peninsular
36. Cumbayá ...	Pichincha	"		20	E. E. de Quito	93. Fca. S. Pedro	Imbabura	Hidráulica	0.1		Fca. San Pedro
36A. Pisque ...	"	"		5	Municipal	94. Guachalá ...	Pichincha	"	0.104		Molino Unión
37. Sangolquí ...	"	"		0.2	"	95. Ind. Lechera ..	"	"	0.128		Ind. Lechera
38. Pintag .....	"	"		0.1	"	96. Fábrica Inca ..	"	"	0.294		Fca. Inca
39. Jama .....	"	"		3	"	97. Fca. Ecuador ..	"	"	0.26		Fca. Ecuador
40. Iluchi II ...	Cotopaxi	"		5	"	98. Tsalia .....	"	"	0.25		Tsalia Springs
41. Macuchi .....	"	"		1.5	"	99. Cemento .....	"	"			
42. Guapante ...	"	"		8	"	Chimborazo ..	Chimborazo	"	1.44		Banco de Fomento
43. La Península	Tungurahoa	"		4.5	Municipio Ambato	100. Ind. Ouito ..	"	"	0.2		Cía. Ind. Quito
44. Baños .....	"	"		0.2	Municipal	101. Esmeraldas ..	Esmeraldas	Térmica	0.2		Cía. Austral
45. Balzapamba	Bolívar	"		3.6	"	102. Limones .....	"	"	0.258		Maderera
46. S. J. de Chim-	"	"			"	103. Hospital .....	"	"	0.12		Hospital
bo .....	"	"			"	104. Manta (Ales)	Manabí	"	0.305		Ales
47. Alao .....	Chimborazo	"		0.2	Municipal	105. Manta (Fca.	"	"			
48. Río Cañar ..	Cañar	"		6	Emp. El. Chimborazo	Inalca) .....	"	"	0.3		Fca. Inalca
49. Jubones .....	Loja	"		40	"	106. Manta (Fca.	"	"			
50. Catamayo ...	"	"		2.4	"	Inalca) .....	"	"	0.2		"
51. Esmeraldas I.	Esmeraldas	Térmica	0.3		Municipio	107. Manta (Fca.	"	"			
52. Esmeraldas II	"	"	0.225		"	Franco) .....	"	"	0.37		Fca. Franco
53. Limones ...	"	"	0.112		"	108. Pifo .....	Pichincha	"	0.24		H.C.J.B.
54. San Lorenzo.	"	"	0.12		Clave	109. Fca. Internac.	"	"	0.437		Fca. Internacional
55. Calceta .....	Manabí	"	0.156		Municipio	110. Cedmic .....	"	"	0.315		CEDMIC
56. Chone .....	"	"	0.2		"	111. Bombas Aguas	"	"	0.1		Bombas Aguas
57. Jipijapa .....	"	"	0.157		Municipio Jipijapa	112. San Carlos ..	Guayas	"	0.221		Ingenio

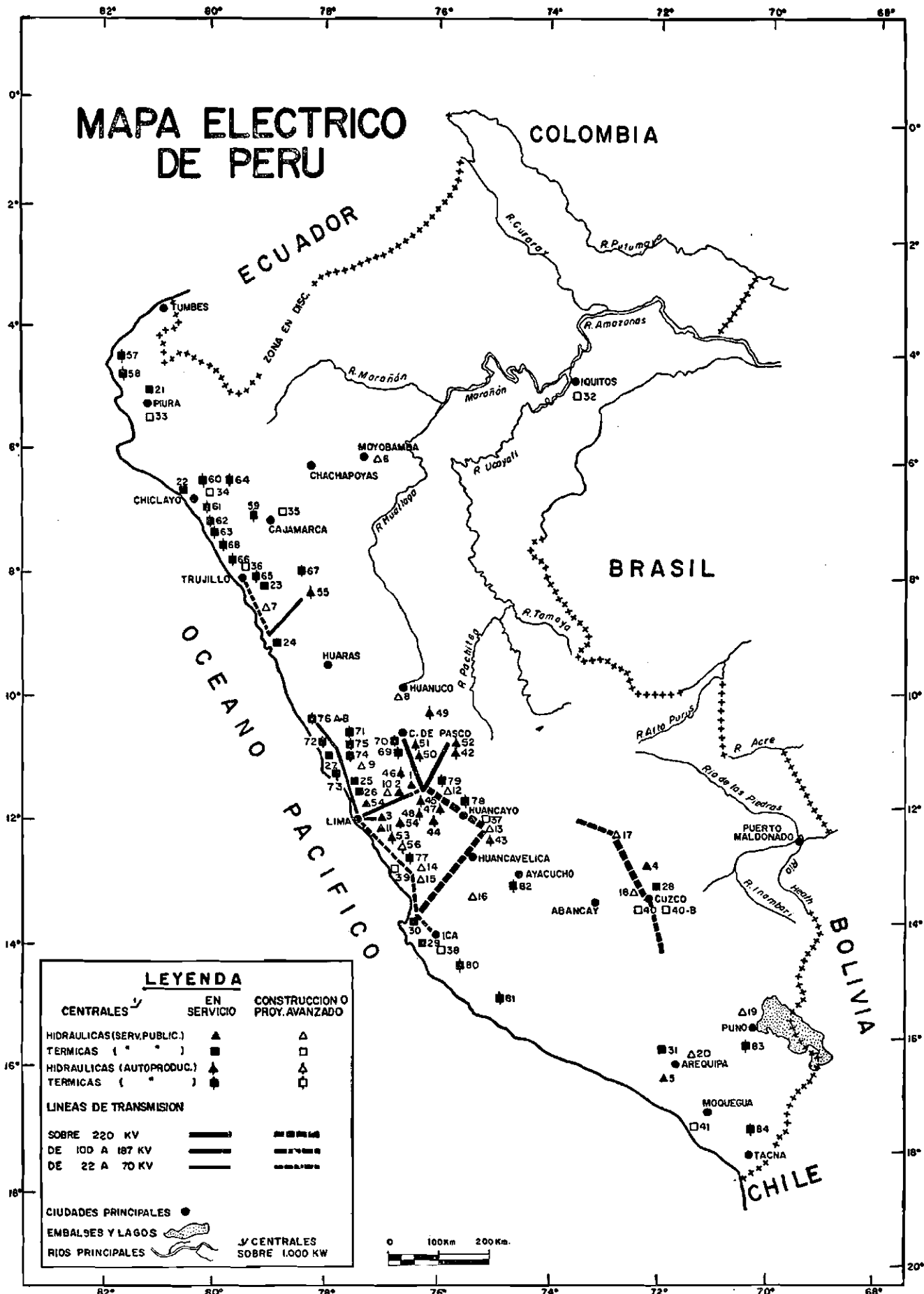


Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
 Fuente: CEPAL a base de informaciones Junta Nacional de Planificación y otros.

PERÚ: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 1 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Yanacoto y Chosica	Lima	Hidráulica	13		Emp. Eléct. Asociadas	47. Río Pallanga	Junín	Hidráulica	2.28		Sind. Minero Río Hango
2. Moyopampa	"	"	63		"	48. Yauli	"	"	12		Cerro de Pasco C
3. Callabuanca	"	"	67		"	49. Huarisca	Pasco	"	5.4		Cía. Minera Atacc S. A.
4. Calca	Cuzco	"	2.24		Cía. Eléct. Calca, S. A.	50. Huayllay	"	"	2.47		Cía. de Minas de Irow
5. Arequipa	Arequipa	"	6.82		Soc. El. de Arequipa	51. Tinyahuarco	"	"	3.34		Soc. Minera El Birow
6. Moyobamba	San Martín	"		1.06		52. Paucartambo	"	"	64.2	85.6	Cerro de Pasco C
7. Huamanzana - Sta.	Sta. Trujillo	"		68		53. San Mateo	Lima	"	1.6	3.6	Neg. " A. Pro. S. A.
8. Huallaga	Huánuco	"		4.4		54. San Mateo	"	"	1.04		Neg. L. A. Pro. S. A.
9. Cakua	Central de la Costa	"		54.4		55. Cañón del Pato	Sta. Trujillo	"	52	152	Corporación del S
10. Huinco	Lima	"		120	Emp. Eléct. Asociadas	56. Tamboraque	Minera Central	"	27.2		
11. Huampaní	"	"	29.6		"	57. Lobitos	Piura	Térmica	3.05		Int. Petrol. Co. I
12. San Lorenzo	Junín	"		2.3	"	58. Pariñas	"	"	14.92		"
13. Mantaro	Mineral Central	"		1 079	"	59. San Pablo	Casamarca	"	1.15		Northern Perú Mi Co.
14. Platanal	Central de la Costa	"		105		60. Chiclayo	Lambayeque	"	6.94		Soc. Agrícola Pom Ltda.
15. Cañete-Imperial	"	"		2.8		61. Zaña	"	"	2.49		Cementos Chiclayo, A.
16. Chiriz-Chichu	"	"		14.7		62. Sociedad Agrícola Pucalá	"	"	4.7		Soc. Agr. Pucalá I
17. Machu-Pichu	"	"		115.5		63. Aspillaga Anderson	"	"	4.8		Aspillaga Ander Hnos., S. A.
18. Corimarca	Cuzco	"		1.8	Cía. Eléct. Cuzco, S. A.	64. Pícal	"	"	4.4		Negoc. Tumán, S.
19. Moravilla	Puno	"		2.03		65. Trujillo	La Libertad	"	2.5		Neg. Azucarera La Ltda.
20. Charcaut IV	Arequipa	"		15.6	Soc. Eléctrica Arequipa Ltda.	66. Santiago del Cao	"	"	1.6		Cía. Agríc. Caraba Northern Perú Mí Co.
21. Piura	Piura	Térmica	1.49		Cía. de Electricidad de Piura	67. Salpo	"	"	2.78		Cía. Cem. Pacasmayo
22. Chiclayo	Lambayeque	"	3.05		Cía. de Serv. Eléct.	68. Pacasmayo	Pasco	"	3.42		Cía. de Minas de Irow
23. Trujillo	La Libertad	"	2.94		Cía. Luz Eléctrica de Trujillo, S. A.	69. Huayllay	"	"	1.48		
24. Chimbote	Ancash	"	6.53		Corporación del Santa Emp. Eléct. Asociadas	70. Vanadium Corporation	"	"	3.04		Vanadium Corpora of America
25A. Santa Rosa	Lima	"	10		"	71. Rayón Peruana	Lima	"	2.3		Rayón Peruana, S.
25B. Santa Rosa	"	"	9.5		Serv. El. Welblund Co.	72. Comento Portland	"	"	2.5		Cía. Peruana Cem Portland
26. Lima	"	"	3.85		Cía. Alumbrado Eléct. Huacho	73. Pachamac	"	"	8.61		Backus y Johnstons
27. Huacho	"	"	1.72		Corp. de Reconstruc. y Fomento de Cuzco	74. Rimac	"	"	1.44		Cía. de Huacho L
28. Cuzco	Cuzco	"	1		Cía. de Serv. Eléct.	75. Huacho	"	"	1.33		Soc. Agríc. Para Mc Volcan Minas Co.
29. Ica	Ica	"	2.38		Soc. Eléct. de Arequipa	76-A y B. Pativilca	"	"	6.58		Manufac. del Cer S. A.
30. Pisco	"	"	1.66		"	77. Chicla	Junín	"	1.4		
31. Arequipa	Arequipa	"	5.39		Cía. de Elect. de Piura	78. Huancayo	"	"	1.06		Cerro de Pasco C
32. Iquitos	Iquitos	"		14	Cía. de Serv. Eléct.	79. La Oroya	"	"	6		Soc. Agrícola Sta. I gari
33. Piura	Piura	"		3.9	"	80. Santiago	Ica	"	1.54		Marcona Mining Co
34. Chiclayo	Chiclayo	"		9	Soc. Eléct. de Arequipa	81. Marcona	"	"	4.51		Cía. Minera San J de Ucayo
35. Cajamarca	Cajamarca	"		1.5	"	82. Ayacucho	Ayacucho	"	1.08		Cía. de Minas Perú, S. A.
36. Trujillo	Sta. Trujillo	"		4.5	S. A. Fca. Tejidos Los Andes	83. San Antonio	Puno	"	1.65		Southern Perú Cor Corp.
37. Huancayo	Huancayo	"		2.25	Minas de Cereapuquio, S. A.	84. Ilabaya	Tacna	"	8.13		
38. Ica	Ica	"		1.2	Cemento Andino, S. A.						
39. Mala	Costa Central	"		1.5	Cerro de Pasco Corp.						
40AB. Cuzco	Cuzco	"		5.5							
41. Toquepala-Ilo	Región Sur	"		103.5							
42. Ingento	Junín	Hidráulica	1.62		S. A. Fca. Tejidos Los Andes						
43. Chongos Altos	"	"	1.84		Minas de Cereapuquio, S. A.						
44. Tarma	"	"	5.6		Cemento Andino, S. A.						
45. La Oroya	"	"	9		Cerro de Pasco Corp.						
46. Marcapomacocha	Lima	"	54.4	151	"						

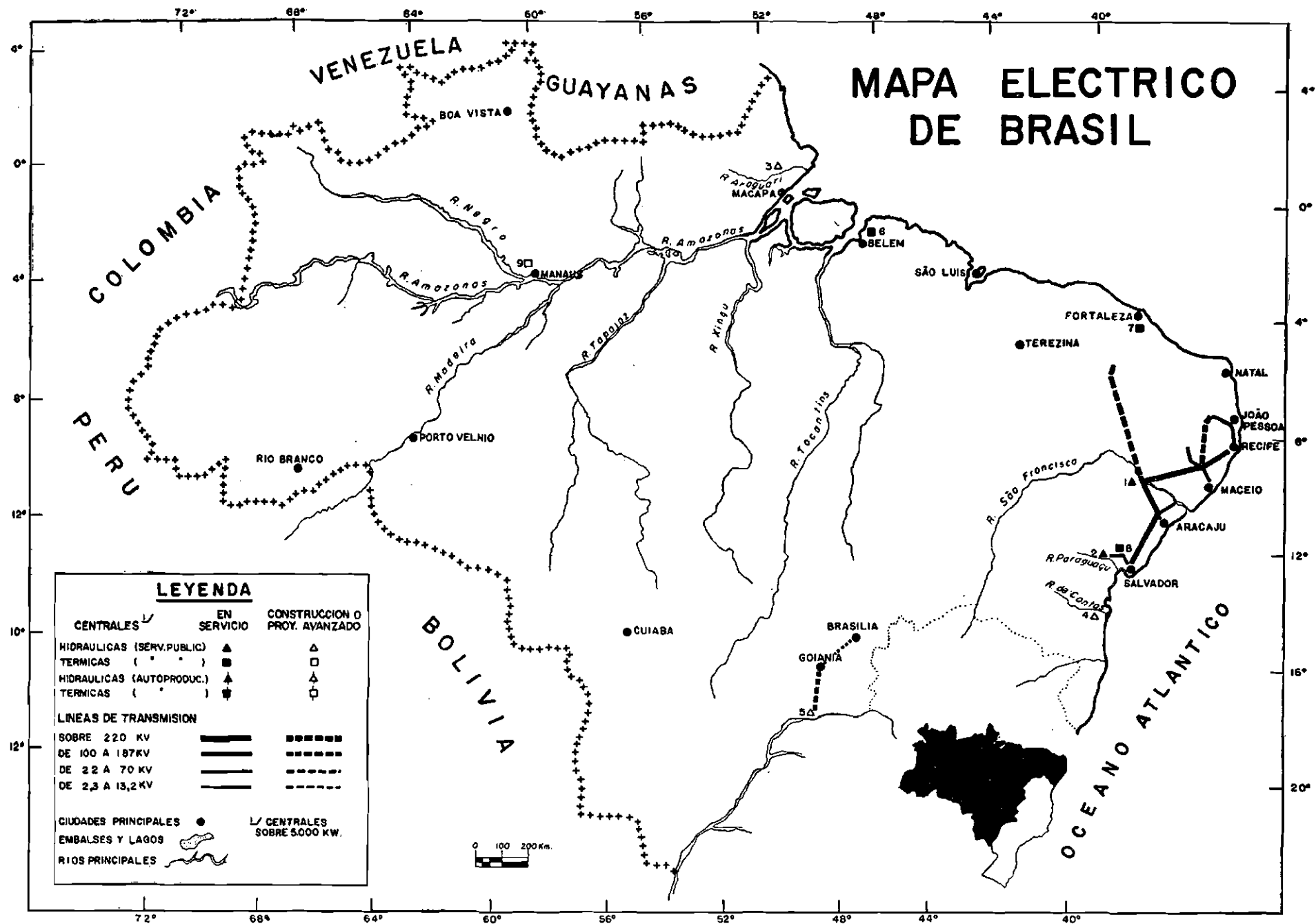




Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
 Fuente: CEPAL o base de informaciones del Ministerio de Fomento y Obras Públicas Plan de Electrificación Nacional, Dirección de Ind. y Elec. y otras.

BRASIL: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 3 MW

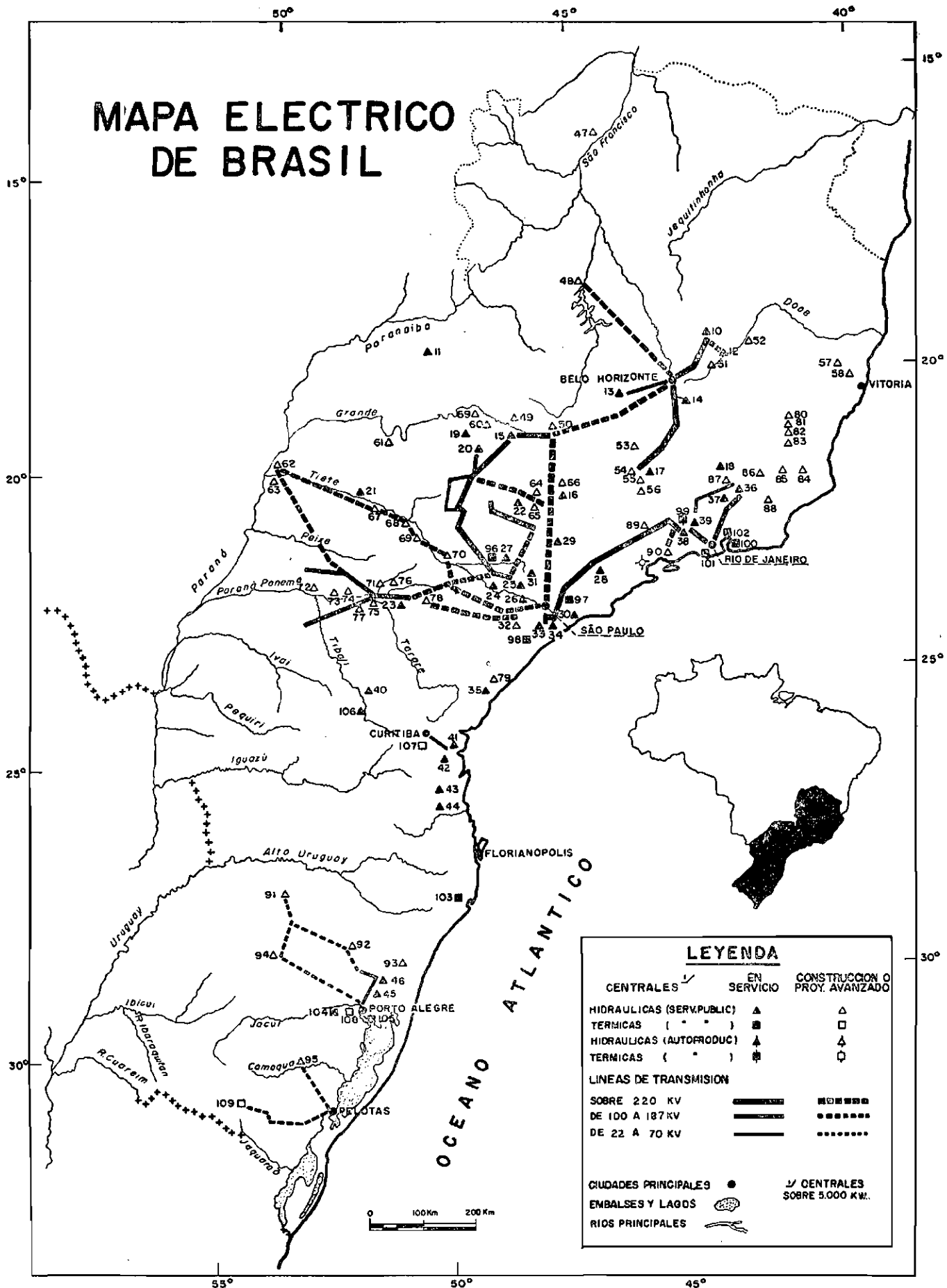
Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura	
1. Paulo Afonso.	Bahía	Hidráulica	180	540	C.H.E.S.F.
2. Bananeiras ..	"	"	10		C.E.E.B.A.
3. Cachoeira do Paredão ....	Amapá	"		82	C.E.A.P.
4. Funil (Ubatá)	Bahía	"		50	C.E.Q.
5. Cachoeira Dourada ...	Coíás	"	27	245	...
6. Belem .....	Pará	Térmica	15		F.L.P.A.S.A.
7. Mucuripe ...	Ceará	"	14.5		...
8. Cotegipe ....	Bahía	"	20		C.H.E.S.F.
9. Manaus .....	Amazonas	"		15	Gov. do Estado



Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente  
 Fuente: CEPAL a base de informaciones de Plano de Desenvolvimento Económico (1957), Plano de Electrificação do Estado de São Paulo y otras

BRASIL: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 3 MW

Nombre de la central	Estado	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Estado	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
10. Salto Grande	Minas Gerais	Hidráulica	100		C.E.M.I.G.	63. Jupia	São Paulo	Hidráulica	1 340		D.A.E.E.
11. Dos Martins	"	"	13.2		C.P.E.	64. Euclides da Cunha	"	"	98		C.H.E.R.P.
12. São Carvalho	"	"	48		ACESITA	65. Limoeiro	"	"	28		"
13. Cafanoto	"	"	32.5		C.E.M.I.G.	66. Graminha	"	"	60		"
14. Rio de Petras	"	"	11.08		C.F.L.M.G.	67. Promissão	"	"	234		"
15. Peixotos I	"	"	175	460	C.P.L.F.	68. Ibitinga	"	"	124.6		"
16. Oswaldo Costa	"	"	5.2		Cia. Sul Mincra	69. Bariri	"	"	132		"
17. Itutinga	"	"	37.5	49.33	C.E.M.I.G.	70. Barra Bonita	"	"	132		"
18. Piáu	"	"	18	28.44	C.E. Piáu	71. Itararé (Rio Claro)	"	"	400		U.S.E.L.P.A.
19. S. Joaquim	São Paulo	"	5.25		C.P.F.L.	72. Capivara	"	"	240		"
20. Dourados	"	"	6.4		"	73. Cinzas II	"	"	72		"
21. Avanbandava	"	"	30		"	74. Cinzas I	"	"	63		"
22. Emas	"	"	5.96		Cia. Eléct. Rio Claro	75. Jurumirim	"	"	98		"
23. Piraju	"	"	11.2		C.F.L.S. Cruz	76. Lucas Garcaz (Salto Grande)	"	"	68		"
24. Porto Coes (Salto)	"	"	11		S.P.L.S.A.	77. Curianhas	"	"	31		"
25. Raagão	"	"	18		"	78. Piraju	"	"	95		"
26. Edgar de Souza	"	"	26.17		"	79. Cachoeira do Franca	"	"	30		C.B.A.
27. Americana	"	"	30		C.P.F.L.	80. Rosal	Rio de Janeiro	"	140		"
28. Felix Guisard	"	"	5.7		Cia. Taubaté Industrial	81. Catheiros I	"	"	31		"
29. Eloi Chaves	"	"	10		Cia. Eléct. Rio Claro	82. Catheiros II	"	"	27.5		"
30. Istinga	"	"	12		C.D. Santos	83. Interno	"	"	107		"
31. Jaguarí	"	"	12.7		C.P.F.L.	84. S. Fidelis	"	"	100		"
32. Ituparanga	"	"	56		S.P.L.S.A.	85. Itacara	"	"	100		"
33. Cubatão	"	"	474		"	86. São Sebastião	"	"	80		"
34. Cubatão-Subterrânea	"	"	260	390	"	87. Simplicio-Antonio, B. Constant	"	"	600		C.E.S. Paulo-Rio
35. Juquã	"	"	68		Cia. Eléct. Rio Claro	88. Macabu	"	"	21		E.F.E.E.
36. Ilha dos Pombo	Rio de Janeiro	"	162		C.C.F.L.R.J.	89. Salto Paredão-Funil	"	"	210		C.H.U.P.
37. Areal	"	"	18		C.B.E.E.	90. Ponte Cobereta	"	"	90		C.C.F.L.R.S.
38. Fontes	"	"	154	325	C.C.F.L.R.J.	91. Passo Fundo	Rio Grande do Sul	"	220		C.E.E.E.
39. Nilo Peçanha	"	"	330		"	92. Antas	"	"	140		"
40. Getúlio Vargas (Tibagi)	Paraná	"	18		I. Klabin	93. Tainhas	"	"	70		"
41. Guaricana	"	"	15	31.5	C.F.L.P.R.	94. Jacul	"	"	69		"
42. Chamine	"	"	16		"	95. Paredão	"	"	65		"
43. Bracinho	Santa Catarina	"	14.14		E.S.B.E.S.A.	96. Canoba	São Paulo	Térmica	30		C.P.
44. Cedros (Timbó)	"	"	10.4		E.F.L.S.C.S.A.	97. Paula Souza	"	"	8		S.P.L.S.A.
45. Canastra	Rio Grande do Sul	"	42.5		C.E.E.E.	98. Piratininga	"	"	200		"
46. Bugres	"	"	11.12		"	99. Siderurgica Nac.	Rio de Janeiro	"	20		C.S.N.
47. Pandeiros	Minas Gerais	"	5		"	100. Piraque	Distrito Federal	"	25		C.C.L.F.R.S.
48. Tres Marias	"	"	520		C.E.M.I.G.	101. Reserva Rio	"	"	12		"
49. Prata	"	"	950		C.P.F.L.	102. São Conçalo	Rio de Janeiro	"	11.5	55.5	C.B.E.E.
50. Furnas	"	"	1 100		C.E. Furnas S. A.	103. Capivari	Santa Catarina	"	15.42	27.42	C.S.N.
51. Funil (Nova Era)	"	"	30		C.B.M.	104. São Jerônimo	Rio Grande do Sul	"	20	45	C.E.E.E.
52. Amorim	"	"	40.5		"	105. Porto Alegre	"	"	24.6		E.E.R.C.
53. Cachoeira do Inferno	"	"	48		C.E.M.I.G.	106. Figueira	Paraná	"	20		Gov. do Estado
54. Corredeiras do Funil	"	"	120		"	107. Curiuba	"	"	22		C.F.L.P.R.
55. São Miguel	"	"	110		"	108. Charqueada	Rio Grande do Sul	"	45		C.A.D.E.M.
56. Camargos	"	"	45		E.S.E.L.S.A.	109. Candiota	"	"	40		D.N.E.F.
57. Suissa	Espirito Santo	"	60		"	110. Mambucaba	"	Nuclear	100		Comissão Nacional Energia Nuclear
58. Rio Bonito	"	"	18		"						
59. Jaguará	São Paulo	"	600		S.P.S.L.A.						
60. Estreito	"	"	800		C.P.F.L.						
61. Maribondo	"	"	900		"						
62. Ilha Solteira	"	"	1 545		D.A.E.E.						



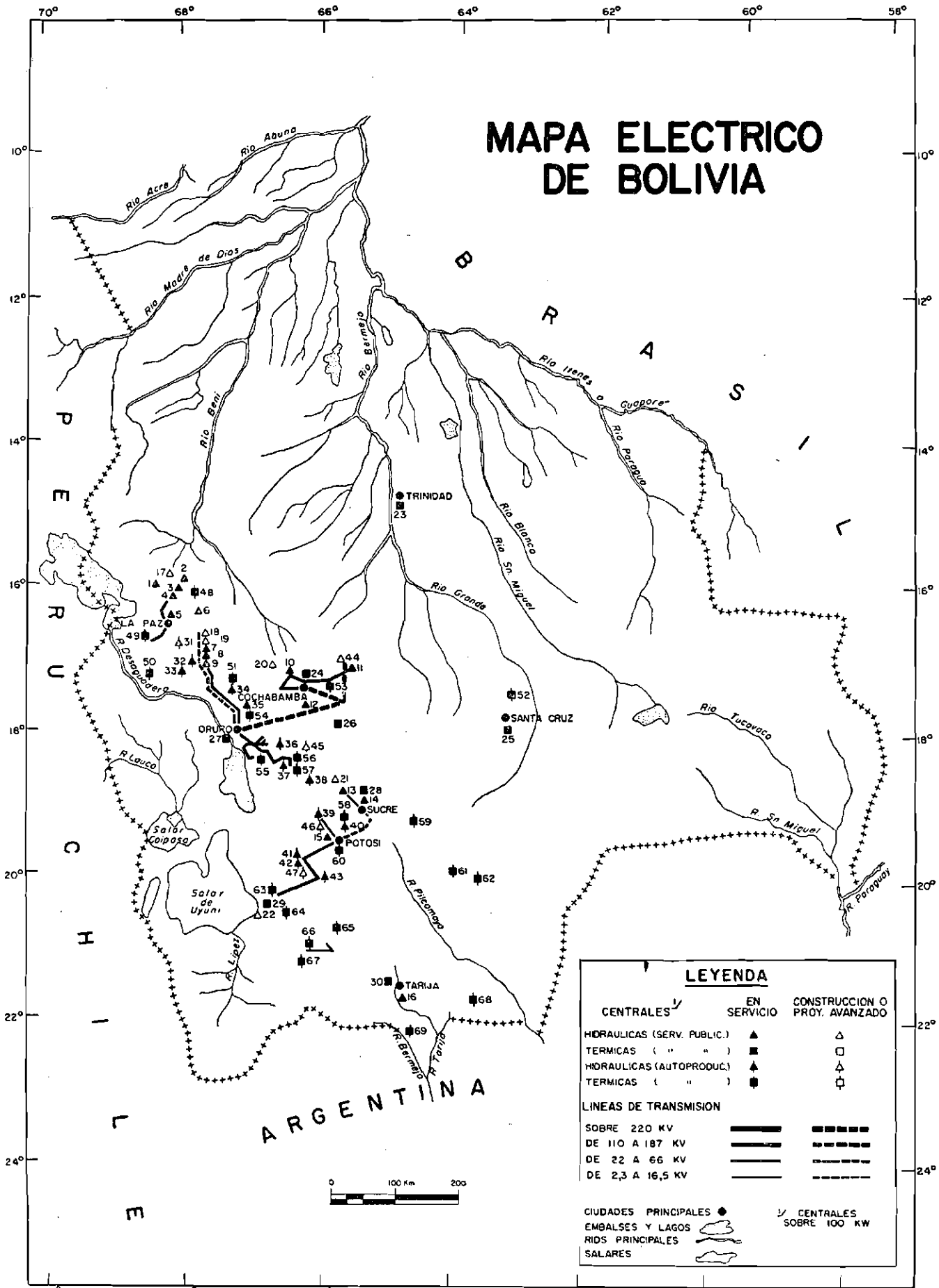
Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente

Fuente: CEPAL a base de informaciones de Plano de Desenvolvimento Econômico (1957), Plano de Eletrificação do Estado de São Paulo y otros

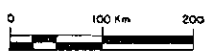
BOLIVIA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.1 MW

Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Mina Fabulosa	La Paz	Hidráulica	0.8		...	32. Caracoles	La Paz	Hidráulica	1.4		COMIBOL
2. Sainani	"	"	6.2		Bolivian Power Co.	33. Viloco	"	"	0.88		"
3A. Santa Rosa	"	"	10.3		"	34. Colquiri	"	"	2.5		"
3B. Cuticucho	"	"	9		"	35. Kami	Cochabamba	"	0.4		"
4A. Botijlaca	"	"	3.6		"	36. Llallagua	Potosí	"	1.3		"
4B. Zongo	"	"	4.9		"	37. Catavi	"	"	2.2		"
5. Achachicala	"	"	4.5		"	38. Colqocchaca	"	"	0.12		"
6. La Chimba	"	"	0.3		Coop. Eléct. Sud Yungas	39. Yocalla	"	"	2.7		Bolivian Tin Co.
7. Choquetanga	"	"	7		Bolivian Power Co.	40. Colavi	"	"	0.1		COMIBOL
8. Angostura	"	"	2.7		"	41A. Kilpani	"	"	17		"
9. Miguilla	"	"	2.6		"	41B. Kilpani	"	"	15.2		"
10. Chocaya	Cochabamba	"	0.15		Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba	42. Landara	"	"	10		"
11. Incachaca	"	"	2.2		"	43. Punutuma	"	"	18		"
12. Angostura	"	"	2.1		"	44. Corani	Cochabamba	"		40	Corp. de Foment
13. Tullma	Chuquisaca	"	0.4		Coop. Eléct. Sucre	45. Tacarani	Potosí	"		3.5	COMIBOL
14. Duraznillo	"	"	0.1		"	46. Acalea	"	"		9	"
15. Cayara	Potosí	"	1.6		Emp. Luz y Fza. Potosí	47. Landara II	"	"		9	"
16. El Agosto	Tarija	"	0.1		Serv. Eléct. Munic. Tarija	48. Chojlla	La Paz	Diesel	0.1		"
17A. Camsiqui I	La Paz	"		9	Bolivian Power Co.	49. Viacha	"	"	0.6		Soc. Boliv. de Ce
17B. Camsiqui II	"	"		9	"	50. Corocoro	"	"	1.4		COMIBOL
18. Carabuco Alto	"	"		6	"	51. Colquiri	"	"	0.87		"
19. Carabuco Bajo	"	"		25	"	52. Guabirá	Santa Cruz	Vapor	1.5		Corp. de Foment
20. Chapisirca	Cochabamba	"		5	Municipal	53. Cochabamba	Cochabamba	"	0.9		Y.P.F.B.
21. Rufo	Chuquisaca	"		0.8	Coop. Eléct. Sucre	54. Kami	"	Diesel	0.5		COMIBOL
22. Utuni	"	"		0.5	"	55. Huanuni	Oruro	"	0.6		"
23. Trinidad	Beni	Térmica	0.3		Municipal	56. Catavi	Potosí	"	3.5		"
24. Cochabamba	Cochabamba	"	4.4		Luz y Fza. Elect. Cochabamba	57. Miraflores	"	"	1.9		"
25. Santa Cruz	Santa Cruz	"	1		Emp. Luz y Agua Sta. Cruz	58. Colavi	"	"	0.3		"
26. Vilavila	Cochabamba	"	0.1		"	59. Tarabuquillo	Chuquisaca	"	0.1		Y.P.F.B.
27. Oruro	Oruro	"	0.5		Luz y Fza Eléct. Oruro	60. Unificada	Potosí	"	0.45		COMIBOL
28. Sucre	Chuquisaca	"	1.4		Coop. Eléct. Sucre	61. Montecagudo	Chuquisaca	"	0.1		Y.P.F.B.
29. Uyuni	Potosí	"	0.2		Alc. Munic. de Uyuni	62. Choretí	"	"	0.1		"
30. Tarija	Tarija	"	0.6		Serv. Eléct. Munic. de Tarija	63. Pulacayo	Potosí	"	5.3		COMIBOL
31. Bolsa Negra	La Paz	Hidráulica	0.7		COMIBOL	64. Tazna	"	"	1.2		"
						65. Telamayo	"	"	4		"
						66. Santa Fé	"	"	0.3		"
						67. Santa Ana	"	"	1.5		"
						68. Sanaandita	Tarija	"	0.1		Y.P.F.B.
						69. Bermejo	"	"	0.1		"

# MAPA ELECTRICO DE BOLIVIA



CENTRALES		EN SERVICIO	CONSTRUCCION O PROY. AVANZADO
HIDRAULICAS (SERV. PUBLIC.)	▲	■	△
TERMICAS ( " " )	■	■	□
HIDRAULICAS (AUTOPRODUC.)	▲	■	△
TERMICAS ( " " )	■	■	□
LINEAS DE TRANSMISION			
SOBRE 220 KV	—————	—————	—————
DE 110 A 187 KV	—————	—————	—————
DE 22 A 66 KV	—————	—————	—————
DE 2,3 A 16,5 KV	—————	—————	—————
CIUDADES PRINCIPALES	●	✓	CENTRALES SOBRE 100 KW
EMBALSES Y LAGOS	~~~~~		
RIOS PRINCIPALES	~~~~~		
SALARES	~~~~~		



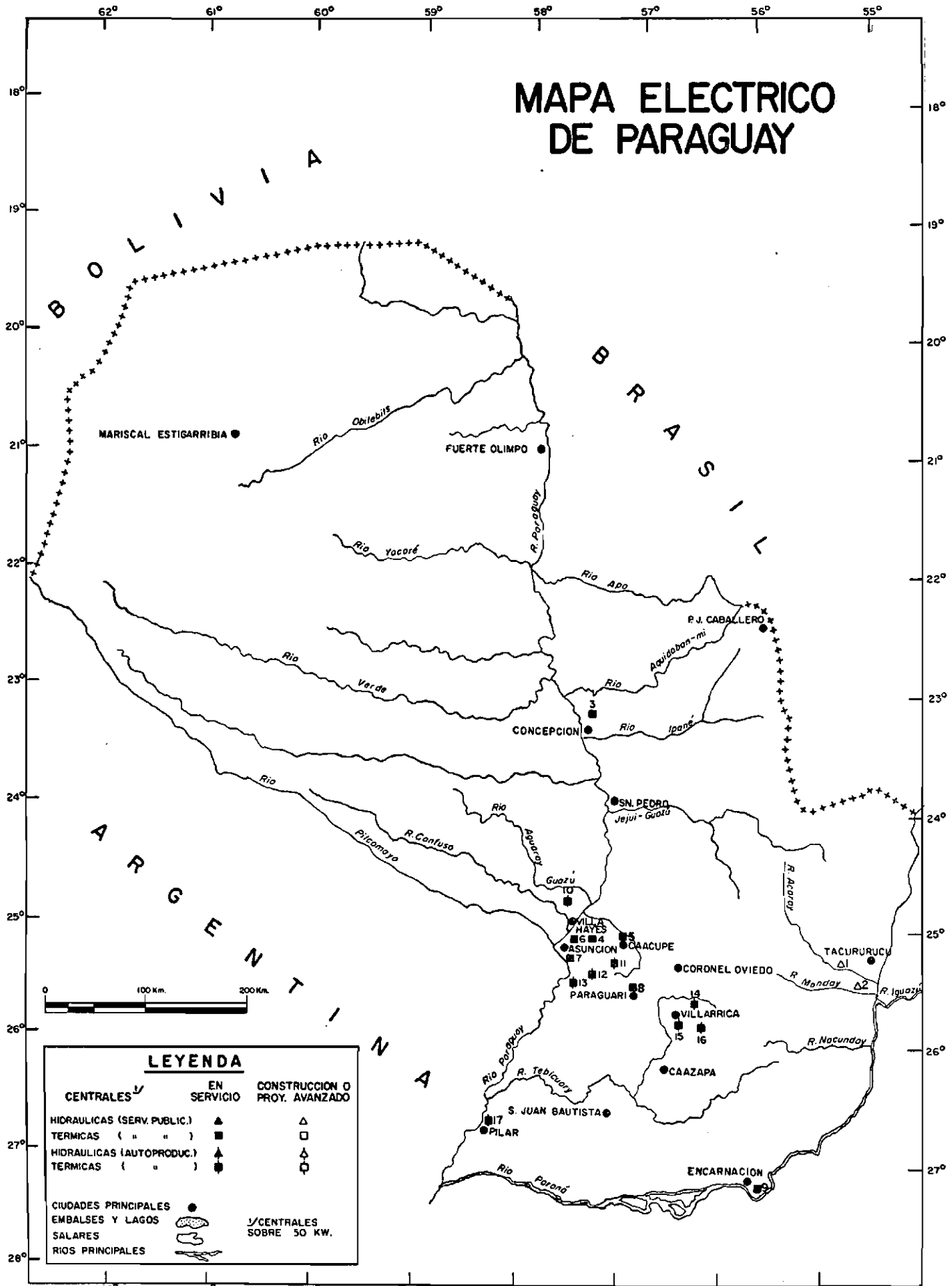
Los fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
 Fuente: CEPAL a base de informaciones de la D.G.H.y.E, Corporación Boliviano de Fomento, Bolivian Power Co. y otros.

PARAGUAY: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.05 MW

Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Acatay .....		Hidráulica		0.2		10. Azucarera Senci y Piretta	Pte. Hayes	Térmica	0.4		Senci & Piretta
2. Monday .....		"		0.15		11. Vargas Peña	Central	"	0.4		Vargas Peña
3. Concepción ..	Concepción	Térmica	0.35		Municipalidad	12. Bittar (Itaguá)	"	"	0.15		Bittar
4. San Bernardino	Cordillera	"	0.14		Böttner	13. Guarambaré ..	"	"	0.3		S. Guarambaré
5. Caacupé .....	"	"	0.15		Municipalidad	14. Azuc. Parag.	Guairá	"	1		Azucarera Paraguaya
6. Areguá .....	Central	"	0.05		"	15. Friedmann (Villarica) ...	"	"	0.7		Friedmann Hermanos
7. Adm. Nac. El.	"	"	23.7		Estado	16. Friedmann E.	"	"	0.4		Azúcar Friedmann
8. Paraguari ....	Paraguari	"	0.05			17. Pilar .....	Neembucú	"	2.15		Alberzoni
9. Encarnación .	Itapria	"	0.32		Madelaire						



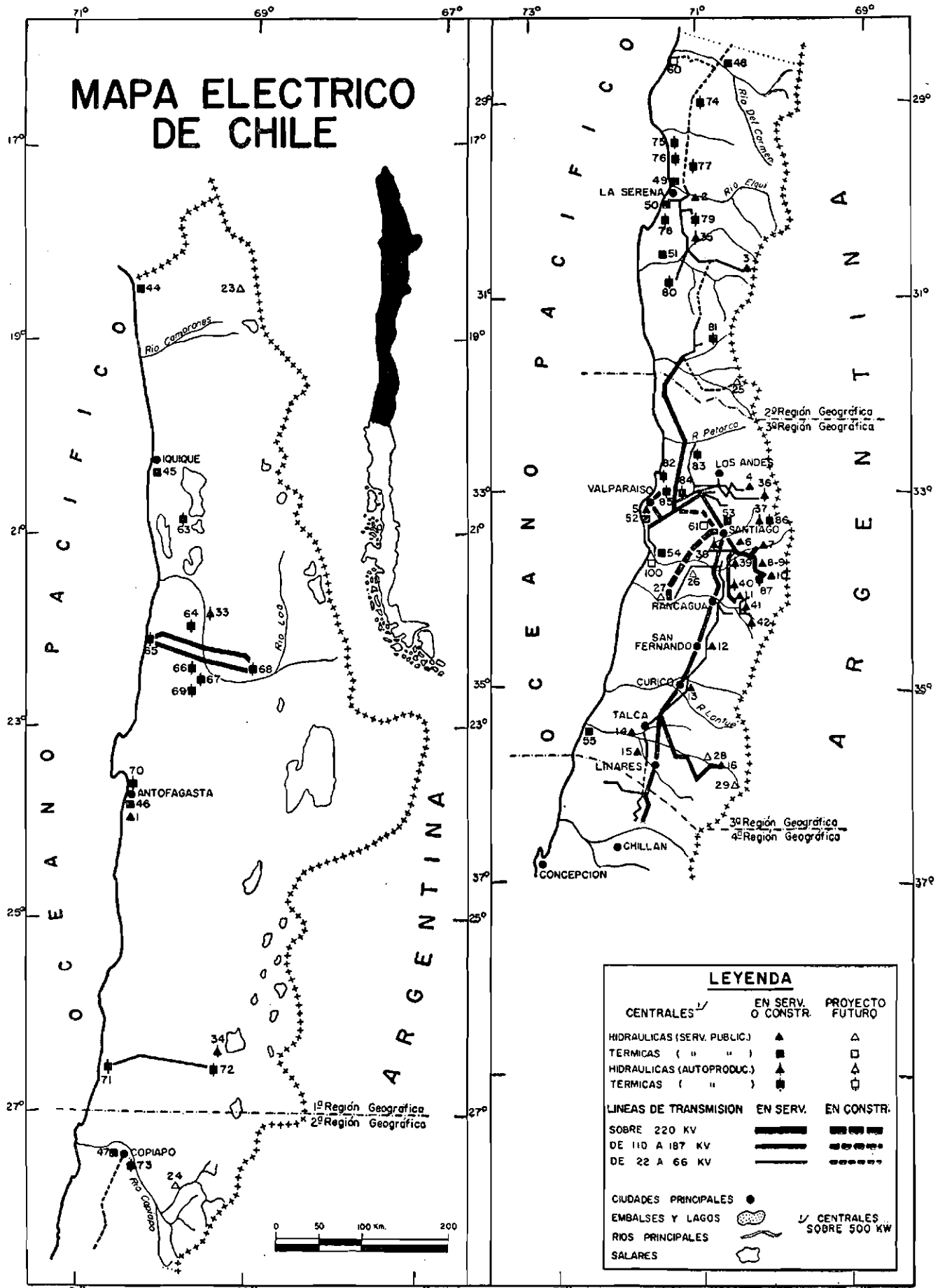
# MAPA ELECTRICO DE PARAGUAY



Las fronteras señaladas en este mapa no implican que los Naciones Unidas los acepten o apoyen oficialmente.  
Fuente: CEPAL o base de información directa de A.N.D.E.

CHILE: CENTRALES ELECTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.5 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Antofagasta	Antofagasta	Hidráulica	4.6		ENDESA	46. Antofagasta	Antofagasta	Térmica	4.6		ENDESA
2. Santa Ana y Alfalfarez	Coquimbo	"	0.5		"	47. Copiapó	Atacama	"	1.93		"
3. Los Molles	"	"	16		ENDESA	48. Vallenar	"	"	0.795		"
4. Sauce	Aconcagua	"	1.1		Cía. Chilena de Elect.	49. La Serena	Coquimbo	"	1.15		"
5. El Sauce	Valparaíso	"	4		"	50. Guayacán	"	"	3.68		ENDESA
6. Florida	Santiago	"	13.5		"	51. Ovalle	"	"	0.77		"
7. Maitenes	"	"	26		"	52. Laguna Verde	Valparaíso	"	54.7		Cía. Chilena de Elect.
8. Los Morros y San José	"	"	1.43		"	53. Mapocho	Santiago	"	20.9		"
9. Queltebues	"	"	36.4		"	54. San Antonio	"	"	1.775		"
10. Volcán	"	"	13		"	55. Constitución	Maule	"	0.53	13	Dir. Gral. de Serv. El. ENDESA
11. { Sanzal	O'Higgins	"	76.8		ENDESA	60. Huasco	Coquimbo	"		100	Cía. Chilena de Elect.
11. { Sauzalito	"	"	9.5		"	61. Renca	Santiago	"			Cía. Salitrera de Tarapacá y Antofagasta
12. Las Nieves	"	"	0.864		Cía. General de Elect. Industrial	64. Rica Aventura	Antofagasta	"	1.61		"
13. Curicó	Curicó	"	0.85		Cía. Nac. Fza. Eléct.	65. Tocopilla	"	"	110		Chile Exploration Co.
14. Talca (Lircay y Maule)	Talca	"	1.654		Cía. General de Elect. Industrial	66. María Elena	"	"	17.4		Cía. Salitrera Anglo-Lautaro
15. San Javier	Linares	"	0.68		Cía. Nac. Fza. Eléct.	67. Coya Sur	"	"	13.2		"
16. { Cipreses	Talca	"	101.4		ENDESA	68. Chuquicamata	"	"	25.32		Chile Exploration Co.
16. { Isla	"	"	68		"	69. Pedro de Valdivia	"	"	22.5		Cía. Salitrera Anglo-Lautaro
23. Lauca	Tarapacá	"		16	"	70. Cerro Moreno	"	"	2		FACH
24. Castaño	Atacama	"		30	"	71. Barquito	Atacama	"	30		Andes Copper Mining Co.
25. Cuncumén	Coquimbo	"		30	"	72. Potrerillos	"	"	7.12		"
26. Melipilla	Santiago	"		350	Cía. Chilena de Elect. ENDESA	73. Paipote	"	"	2.5		Empresa Nac. de Fundiciones
27. Rapel	"	"		145	"	74. Domeyko	Coquimbo	"	0.76		Bethlehem Chile Iron Mines Co.
28. Catzas	Linares	"		125	"	75. Cruz Grande	"	"	7.3		"
29. Códoros	"	"		1.37	"	76. Romeral	"	"	1.6		"
33. Santa Fé	Tarapacá	"		2.25	Andes Copper Mining	77. Juan Soldado	"	"	6.35		S. A. Juan Soldado
34. Montadón	Atacama	"		0.7	Cía. Minera Tamaya	78. Guayacán	"	"	1.6		ENDESA
35. Tuqui	Coquimbo	"			"	79. Andacollo	"	"	1.1		"
36. Los Quilos (Cemento Melón)	Aconcagua	"		17	Fábrica de Cemento El Melón	80. Punitaqui	"	"	0.54		"
37. La Ermita	Santiago	"		2.52	Cía. Minera Disputada Las Condes	81. Farellón Sánchez	"	"	0.5		"
38. Carena	"	"		8.5	Cía. Manuf. de Papeles y Cartones	82. Concón	Valparaíso	"	2.5		ENAP
39. Los Bajos	"	"		5.2	Fca. Nac. de Carburo	83. Calera	"	"	2		Fca. Cemento El Melón Said, S. A.
40. Puntilla	"	"		12.5	Cía. Manuf. de Papeles y Cartones	84. Quillota	"	"	1.22		"
41. Coya	O'Higgins	"		33	Braden Copper Co.	85. Viña del Mar	"	"	13.3		Cía. Nac. de Fza. El.
42. Pungal	"	"		21.6	"	86. Disputada Las Condes	Santiago	"	1.28		Disputada Las Condes
44. Arica	Tarapacá	Térmica		3	"	87. Puente Alto	"	"	8.2		Cía. Manuf. Papeles y Cartones
45. Iquique	"	"		4.2	ENDESA	100. San Antonio	Concepción	"	2.5	100	Cía. Chilena de Elect.



# MAPA ELECTRICO DE CHILE

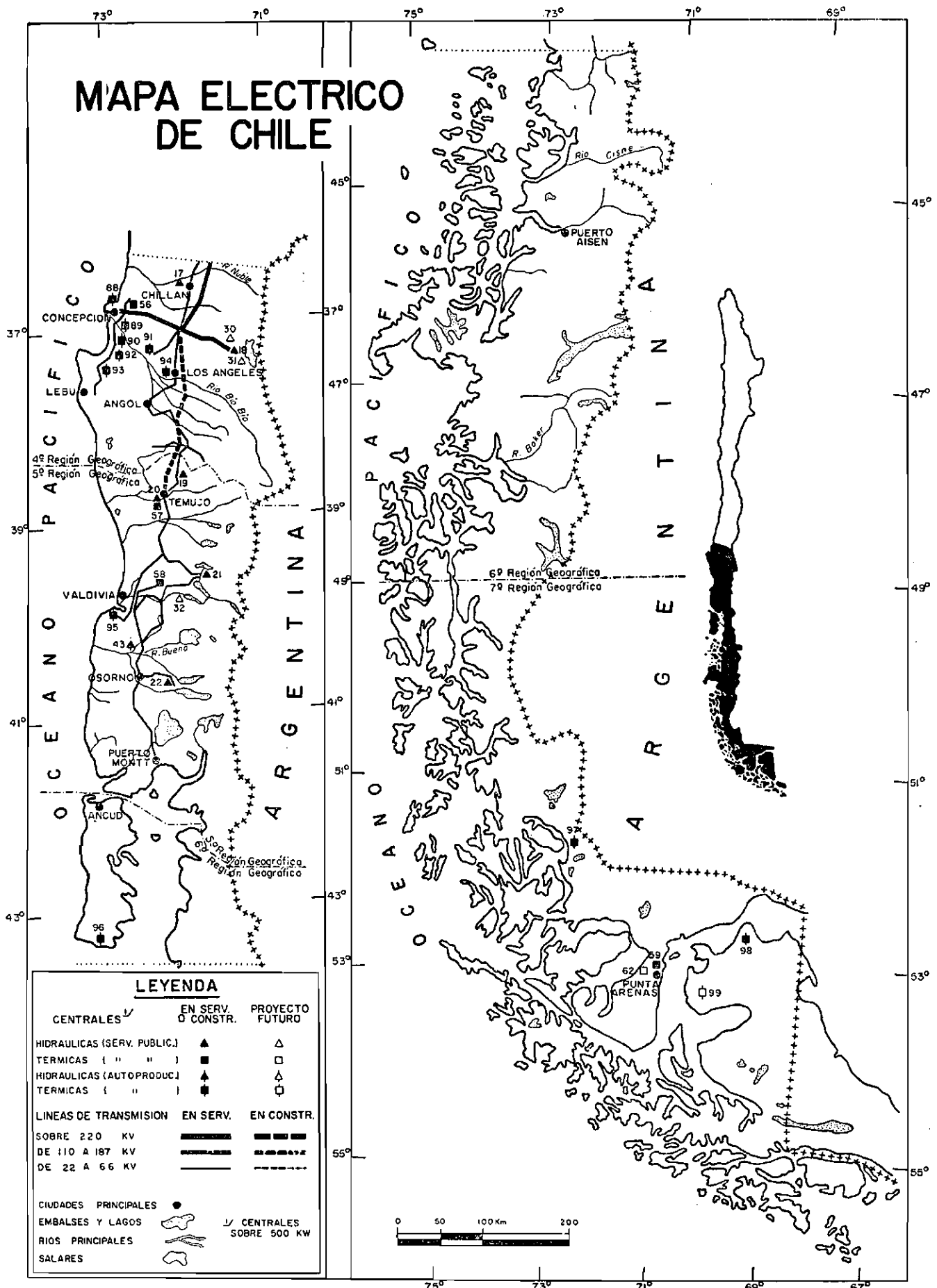
## LEYENDA

CENTRALES	EN SERV. O CONSTR.	PROYECTO FUTURO
HIDRAULICAS (SERV. PUBLIC.)	▲	△
TERMICAS ( " " )	■	□
HIDRAULICAS (AUTOPRODUC.)	▲	△
TERMICAS ( " " )	■	□
LINEAS DE TRANSMISION		EN SERV. EN CONSTR.
SOBRE 220 KV	—————	—————
DE 110 A 187 KV	—————	—————
DE 22 A 66 KV	—————	—————
CIDADES PRINCIPALES	●	
EMBALSES Y LAGOS	☁	✓ CENTRALES SOBRE 500 KW
RIOS PRINCIPALES	~~~~~	
SALARES	☁	

Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
Fuente: CEPAL a base de informaciones de ENDESA, Cia. Chilena de Electricidad y otras.

CHILE: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.5 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
17. Chillán .....	Nuble	Hidráulica	0.540		Cía. General de Elect. Industrial	89. Bío Bío ....	Bío-Bío	Térmica	5.25		Cía. Manuf. Papeles y Cartones
18. Abanico .....	"	"	135		ENDESA	90. Schwager ...	Concepción	"	5.4		Cía. Carbonífera y Fundación Schwager
19. Lautaro .....	Cautín	"	0.81		Cía. General de Elect.	91. Laja .....	"	"	...		...
20. Temuco .....	"	"	1.8		"	92. Lota .....	"	"	8.8		Cía. Carbonífera e Ind. de Lota
21. Pullinque ...	Valdivia	"	49		ENDESA	93. Curanilahue .	Arauco	"	2.2		"
22. Pilmaiquén ..	Osorno	"	35.24		"	94. Iansa (Los Ángeles) .....	Bío-Bío	"	2.56		Ind. Asuc. Nac. S. A.
30. Antuco .....	Nuble	"		195	"	95. Corral .....	Valdivia	"	0.5		...
31. Lago Laja ..	"	"		240	"	96. Puerto Carmen .....	Chiloé	"	1		...
32. Mañío .....	Valdivia	"		...	"	97. Puerto Natales .....	Magallanes	"	0.5		...
43. La Unión ..	"	"		0.8	"	98. Manantiales .	"	"	1.26		...
56. Concepción .	Concepción	Térmica	10.3		...	99. Porvenir ....	"	"	...		...
57. Teumco .....	Cautín	"	1.2		Cía. General de Elect.						
58. Máfil .....	Valdivia	"	1.8		"						
59. Punta Arenas.	Magallanes	"	4.325		ENDESA						
62. Punta Arenas.	"	"		6.4	"						
88. Huachipato .	Concepción	"	2.5		Cía. Acero del Pacífico						



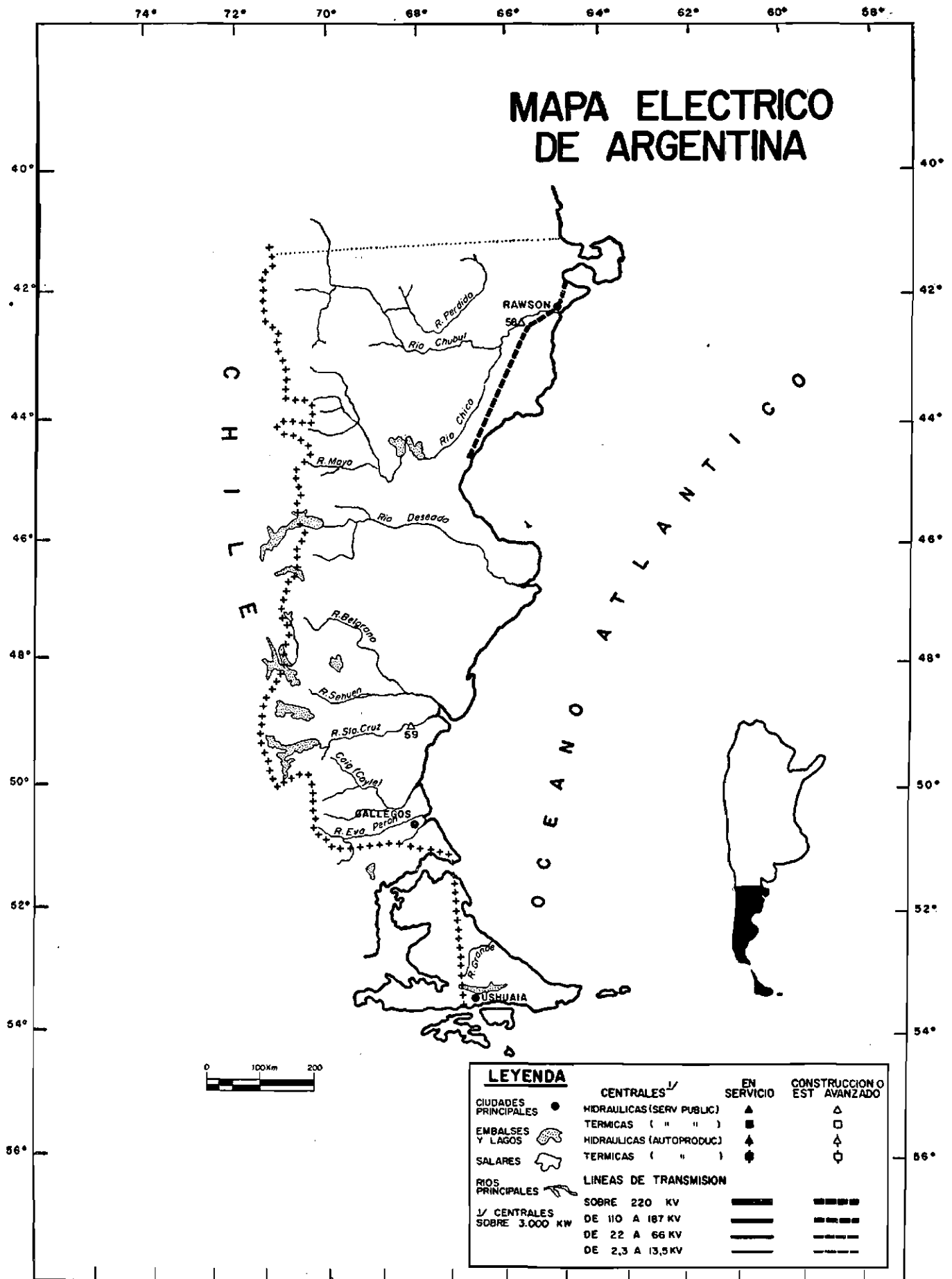
ARGENTINA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 3 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad Futura (MW)		Empresa propietaria
			Instalada	Futura	
58. Florentino Ameghino ..	Chubut	Hidráulica	72		Agua y Energía Eléct.
59. Río Sta. Cruz Nº 1 .....	Santa Cruz	"	600		" "

URUGUAY: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 0.1 MW \*

Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Departamento	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Rincón del Bomete .....	Tacuarembó	Hidráulica	128		Usinas y Tel. del Est.	15. Río Branco ..	Cerro Largo	Térmica	0.105		Usinas y Tel. del Est.
2. Baygorria ....	Durazno	"	108		" "	16. San Gregorio .	Tacuarembó	"	0.107		" "
3. Salto Grande .	Salto	"		750	" "	17. Vergara .....	Treinta y Tres	"	0.132		" "
4. Yapeyú .....	Río Negro	"		110	" "	18. Cerro Chato ..	Durazno	"	...		" "
5. Paso del Puerto .....	"	"		160	" "	19. Carmen .....	"	"	6		" "
6. Bella Unión .	Artigas	Térmica	0.107		" "	20. Treinta y Tres	Treinta y Tres	"	6		" "
7. Artigas .....	"	"	1.3		" "	21. Durazno .....	Durazno	"	1.5		" "
8. Rivera .....	Rivera	"	2.4		" "	22. José Battle y Ordóñez ....	Lavalleja	"	0.15		" "
9. Tranqueras ...	"	"	0.115		" "	23. Lescano .....	Rocha	"	0.3		" "
10. Salto .....	Salto	"	5.25		" "	24. Sarandí Grande	Florida	"	0.4		" "
11. Tacuarembó ..	Tacuarembó	"	2.4		" "	25. Cardona .....	Soriano	"	0.3		" "
12. Vichadero ....	Rivera	"	0.1		" "	26. Rocha .....	Rocha	"	1.5		" "
13. Guichón .....	Paysandú	"	0.172		" "	27. Battle y Calcagno .....	Montevideo	"	170		" "
14. Fraile Muerto.	Cerro Largo	"	0.107		" "						" "

\* Véase el mapa correspondiente en la página 173.



# MAPA ELECTRICO DE ARGENTINA

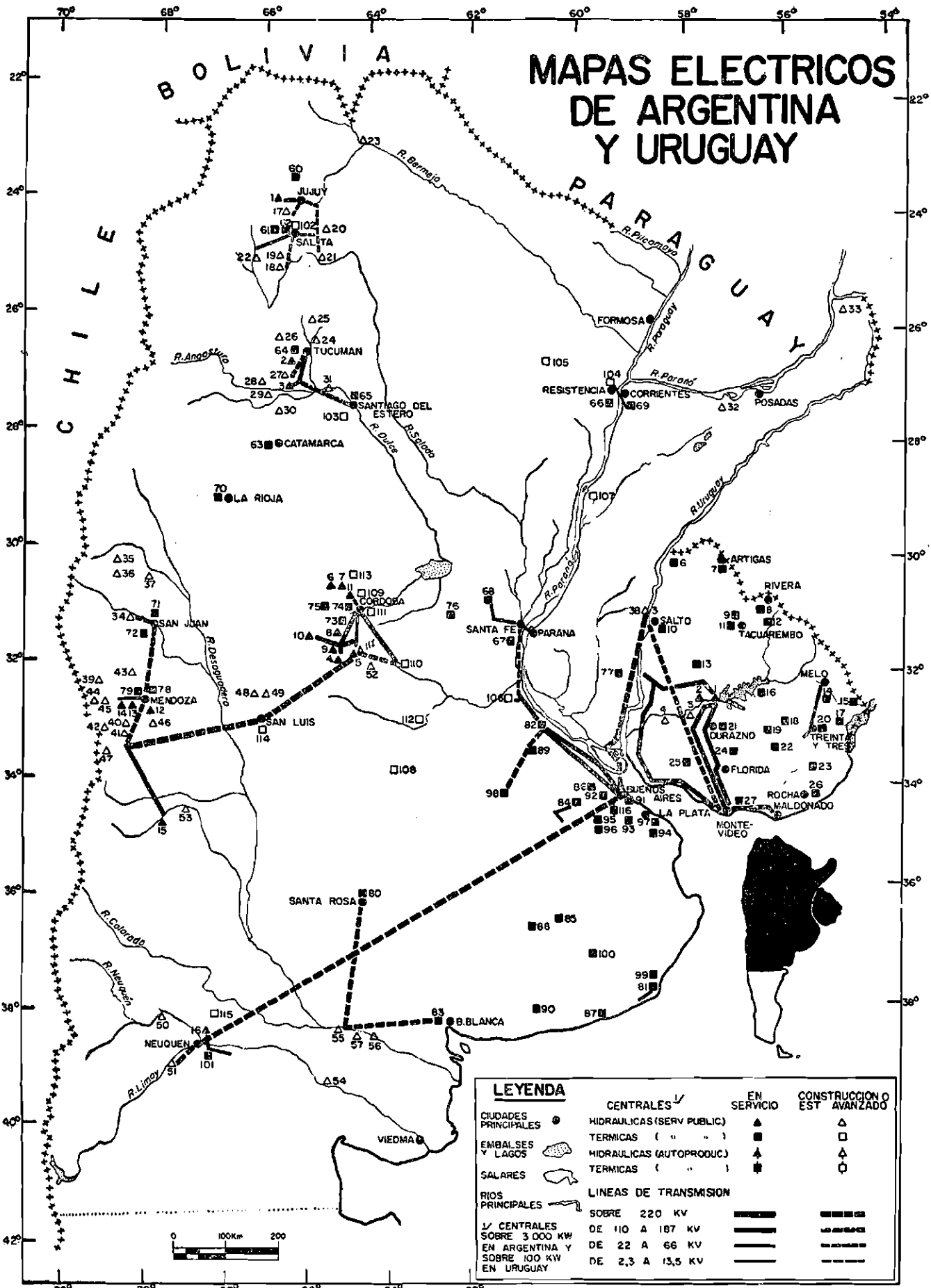
LEYENDA		CENTRALES		EN SERVICIO		CONSTRUCCION O EST AVANZADO	
CIUDADES PRINCIPALES	●	HIDRAULICAS (SERV PUBLIC)	▲		△		
EMBALSES Y LAGOS	☞	TERMICAS ( " " )	■		□		
SALARES	☞	HIDRAULICAS (AUTOPRODUC)	▲		△		
RIOS PRINCIPALES	☞	TERMICAS ( " " )	●		◻		
1/ CENTRALES SOBRE 3.000 KW		LINEAS DE TRANSMISION					
		SOBRE 220 KV	———		———		
		DE 110 A 187 KV	———		———		
		DE 22 A 66 KV	———		———		
		DE 2,3 A 13,5 KV	———		———		

Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
Fuente: CEPAL a base de informaciones de Plan de Energía Eléctrica de la D.N.E., Agua y Energía Eléctrica Boletín Estadístico

ARGENTINA: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CAPACIDAD SUPERIOR A 3 MW

Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria	Nombre de la central	Provincia	Tipo	Capacidad (MW)		Empresa propietaria
			Instalada actual	Futura					Instalada actual	Futura	
1. Río Reyes Nº 1	Jujuy	Hidráulica	7.20		Agua y Energía Eléct.	55. Huelches ...	Río Negro	Hidráulica	114		Agua y Energía
2. Lules	Tucumán	"	6.25		"	56. Anderaen ...	"	"	5		"
3. Escaba	"	"	24		"	57. El Chivero ..	"	"	14		"
4. Ing. Fitzsimon (Río Tercero I)	Córdoba	"	10.8		"	60. San Salvador de Jujuy ..	Jujuy	Térmica	3.81		"
5. Ing. Casaf-fourth (Río Tercero II)	"	"	17.28		"	61. Salta .....	Salta	"	5.7		"
6. Casa Bamba	"	"	3		EPEC	62. Salta .....	"	"	4.08		Cía. de El. del Municipal
7. La Calera	"	"	4		"	63. Catamarca ..	Catamarca	"	4.45		Agua y Energía
8. Los Molinos Nº 1	"	"	54		Agua y Energía Eléct.	64. Sarmiento ..	Tucumán	"	8.4		"
9. Los Molinos Nº 2	"	"	4.5		"	65. Santiago del Estero .....	Santiago del Estero	"		8.82	"
10. La Viña Nº 1	"	"	16		"	66. Resistencia ..	Chaco	"	4.03		Cía. de Elect. d. Agua y Energía Municipal
11. San Roque (Río Primero)	"	"	24		"	67. Calchines ...	Santa Fé	"	40		"
12. General San Martín	Mendoza	"	6		"	68. Rafaela .....	"	"	3.91		"
13. Cacheuta	"	"	9.6		"	69. Corrientes ...	Corrientes	"	15		Agua y Energía
14. Alvarez Condarco	"	"	27.36		"	70. La Rioja ...	La Rioja	"	3.24		"
15. El Nihuil Nº 1	"	"	74.24		"	71. Presidente Sarmiento ..	San Juan	"	8		"
16. Ing. C. Cipolletti	Río Negro	"	5.7		"	72. San Juan ...	"	"	5.84		Cía. de Elect. Andes
17. Río Reyes Nº 2	Jujuy	"		5.7	"	73. Altavracia ..	Córdoba	"	9.56		Emp. Prov. de l
18. Corralito	Salta	"		16	"	74. Córdoba ....	"	"	24.3		"
19. Arenales	"	"		16	"	75. La Falda ...	"	"	3.69		"
20. Mosoyoro	"	"		9	"	76. San Francisco	"	"	3.15		Cía. Central Ar. de Electricida
21. Río Juramento Nº 2	"	"		30	"	77. Concepción del Uruguay	Entre Ríos	"	8		Agua y Energía
22. La Silieta	"	"		3.1	"	78. Blanco Escalada .....	Mendoza	"	13.07		"
23. M. Elordi	"	"		146	"	79. Mendoza ....	"	"	8.04		Cía. de Electrici. los Andes
24. Cadillal	Tucumán	"		12.4	"	80. Santa Rosa ..	La Pampa	"	3.44		Cooperativa
25. Río Vapos I y III	"	"		9.4	"	81. Mar del Plata	Buenos Aires	"	20	50	Agua y Energía
26. Río Angostura I, II y III	"	"		63.8	"	82. San Nicolás ..	"	"	320		"
27. Río Pueblo Viejo I, II	"	"		29.3	"	83. Bahía Blanca.	"	"	13.28	50	Dircc. de Energía de Buenos Ai
28. Río Solco I, II, III	"	"		27.4	"	84. Mercedes ...	"	"	26.76		"
29. Potrero del Clavillo I, II, III	"	"		127.9	"	85. Azul .....	"	"	3.19	30	Cooperativa
30. Río Chico	"	"		3.2	"	86. Luján .....	"	"	5.93		"
31. Río Hondo	Santiago del Estero	"		12	"	87. Necochea ...	"	"	3.52	10	"
32. Apipé	Corrientes	"		1 520	"	88. Olavarría ...	"	"	4.85		"
33. Iguazú	Misiones	"		14	"	89. Pergamino ..	"	"	3.36		"
34. Ullún	San Juan	"		42	"	90. Tres Arroyos ..	"	"	5.42		"
35. Cuesta del Viento	"	"		18	"	91. Nuevo Puerto	"	"	166		Cía. Italo-Argent Electricidad
36. Cerro Bola	"	"		25	"	92. Pedro Mendez	"	"	96		"
37. Pachimoco	"	"		12	"	93. Puerto Nuevo	"	"	315	455	SEGBA
38. Salto Grande	Entre Ríos	"		750	"	94. Dock Sud y Nuevo Dock Sud .....	"	"	318	918	"
39. Mopallata	Mendoza	"		160	"	95. Ribera Este ..	"	"	30		"
40. Salto de Potrerillos	"	"		160	"	96. La Paternal ..	"	"	14		"
41. Potrerillos	"	"		80	"	97. Berisso .....	"	"	16		"
42. Tupungato	"	"		96	"	98. Junín .....	"	"	4.64		Cía. Sud Argent
43. Polvaderas	"	"		60	"	99. Mar del Plata	"	"	16.23		"
44. Las Vacas	"	"		10	"	100. Tandil .....	"	"	6.22		Usina Popular, S
45. Picheuta	"	"		4.5	"	101. Allen .....	Río Negro	"	3.32		Agua y Energía
46. Blanco Angostura	"	"		4.5	"	102. Salta .....	Salta	"		3.2	"
47. Las Tunas Nº 1 y Nº 2	"	"		10	"	103. Santiago del Estero .....	Santiago del Estero	"		3.15	"
48. Segundo Salto	San Luis	"		3.4	"	104. Barranqueros .	Chaco	"		15	"
49. Primera y Segunda Riego	"	"		9	"	105. Roque Sáenz Peña .....	"	"		6	"
50. Perito Moreno	Neuquén	"		104	"	106. Sorrento ...	Santa Fé	"		100	"
51. El Chocón	"	"		700	"	107. Goya .....	Corrientes	"		6	"
52. Piedra del Águila	"	"		1 000	"	108. Laboulaye ...	Córdoba	"		4	"
53. Alicurá	"	"		450	"	109. Dean Funes .	"	"		4	"
54. Ing. Gmo. Céspedes	Río Negro	"		5	"	110. Villa María	"	"		50	"
						111. Córdoba ....	"	"		50	"
						112. Monte Maiz .	"	"		10	"
						113. Cadillo del Monte .....	"	"		5	"
						114. San Luis ...	San Luis	"		4	"
						115. Alto Valle .	Río Negro	"		20	"
						116. Varinas Privadas .....	Gran Buenos Aires	"		390	"
						117. Río Tercero III .....	Córdoba	Hidráulica		36	"





Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.  
Fuente: Argentina, CEPAL a base de informaciones de Plan de Energía Eléctrica de la DNE y otros Uruguay, CEPAL a base de informaciones de U.T.E.

## Anexo II

## CUADROS ESTADÍSTICOS

Cuadro A

CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA COMERCIAL EN EL MUNDO<sup>a</sup> Y EN AMÉRICA LATINA  
(Millones de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg y kg por habitante)

Región	Año	Consumo bruto total			Consumo por habitante (kg de petróleo equivalente)	Participación de los hidrocarburos en el consumo bruto total (Porcientos)
		Millones de toneladas de petróleo equivalente	Porcentaje del total mundial	Índices (1949 = 100)		
Mundo . . . . .	1937	1 239	100.0	76.9	577	23.1
	1949	1 610	100.0	100.0	679	32.4
	1955	2 231	100.0	138.6	832	38.9
	1956	2 374	100.0	147.4	869	39.6
	1957	2 464	100.0	153.0	886	40.2
	1958	2 581	100.0	160.3	911	41.1
	1959	2 748	100.0	170.7	942	41.7
	1960	2 941	100.0	182.5	975	42.5
América Latina. . . . .	1937	22	1.8	55.0	183	57.3
	1949	40	2.5	100.0	260	73.1
	1955	63	2.8	157.5	353	78.3
	1956	68	2.9	170.0	371	77.8
	1957	74	3.0	185.0	395	79.0
	1958	79	3.1	197.5	410	78.6
	1959	83	3.0	207.5	422	77.1
	1960	95	3.2	237.5	468	78.9
Europa Occidental . . . . .	1937	376	30.4	98.7	1 323	6.4
	1949	381	23.7	100.0	1 273	10.0
	1955	524	23.5	137.5	1 678	17.0
	1956	550	23.2	144.4	1 749	18.5
	1957	560	22.8	147.0	1 768	19.8
	1958	559	21.6	146.7	1 750	22.6
	1959	556	20.2	145.9	1 717	26.8
	1960	608	20.7	159.6	1 865	28.4
Europa Oriental. . . . .	1937	200 <sup>b</sup>	16.2	62.1	753	16.0
	1949	322	20.0	100.0	1 176	14.9
	1955	444	19.9	137.9	1 523	17.8
	1956	487	20.5	151.2	1 648	19.4
	1957	531	21.6	164.7	1 770	20.9
	1958	576	22.3	178.9	1 895	22.8
	1959	595	21.7	184.8	1 930	23.4
	1960	603	20.5	187.3	1 927	26.9
Estados Unidos. . . . .	1937	489	39.5	73.5	3 791	39.2
	1949	665	41.2	100.0	4 463	54.0
	1955	870	39.0	130.8	5 274	64.2
	1956	905	38.3	136.1	5 387	64.7
	1957	907	36.7	136.4	5 304	65.9
	1958	908	35.2	136.5	5 218	68.6
	1959	937	34.1	140.9	5 292	70.5
	1960	979	33.3	147.2	5 409	70.7

(Continúa)

## Cuadro A (Continuación)

CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA COMERCIAL EN EL MUNDO<sup>a</sup> Y EN AMÉRICA LATINA

(Millones de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg y kg por habitante)

Región	Año	Consumo bruto total			Consumo por habitante (kg de petróleo equivalente)	Participación de los hidrocarburos en el consumo bruto total (Porcientos)
		Millones de toneladas de petróleo equivalente	Porcentaje del total mundial	Índices (1949=100)		
Otros países desarrollados <sup>c</sup> . . .	1937	98	7.9	76.6	970	12.6
	1949	128	8.0	100.0	1 083	15.9
	1955	182	8.2	142.2	1 391	26.1
	1956	200	8.4	156.3	1 506	27.3
	1957	208	8.5	162.5	1 544	29.1
	1958	209	8.1	163.3	1 531	29.3
	1959	225	8.2	175.8	1 620	32.0
	1960	247	8.4	193.0	1 752	33.6
Resto del mundo . . . . .	1937	54	4.3	73.0	44	22.9
	1949	74	4.6	100.0	53	37.9
	1955	148	6.6	201.1	92	28.2
	1956	164	6.9	222.9	100	28.7
	1957	183	7.5	249.5	110	25.7
	1958	251	9.7	341.8	148	21.1
	1959	352	12.8	475.7	199	17.3
	1960	409	13.9	552.7	221	25.2

NOTA: América Latina: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL. Otras regiones y países: U. N. Statistical Papers, Serie. J, N° 3. Petróleo (incluyendo gas natural) carbón e hidroelectricidad. En términos generales, el consumo bruto representa el consumo aparente de la producción de las fuentes de energía primaria, más las importaciones (netas) y menos las cantidades guardadas en existencia. En el caso de los combustibles líquidos, sin embargo, el consumo bruto representa la entrega de las refinerías, más las importaciones netas y menos las cantidades guardadas en existencia de los combustibles refinados. La conversión de la hidroelectricidad ha sido calculada a base de las siguientes equivalencias (toneladas de petróleo equivalente para generar 1 000 kWh): 1937 = 0.40; 1949 = 0.40; 1955-58 = 0.38.

Se estimó el consumo de Alemania Oriental.

Unión Sudafricana, Canadá, Japón, Australia y Nueva Zelanda.

Cuadro B

GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MUNDO Y EN AMÉRICA LATINA <sup>a</sup>

Región	Año	Generación total			Generación por habitante (kWh)	Participación de la termo-electricidad en la generación total (Porcientos)
		Millones de kWh	Porcentaje del total mundial	Índices de generación (1937 = 100)		
Mundo . . . . .	1937	412 860	100.0	100.0	194	57.3
	1949	785 862	100.0	190.3	331	61.2
	1955	1 542 113	100.0	373.5	575	69.4
	1956	1 690 560	100.0	409.5	620	69.6
	1957	1 799 782	100.0	435.9	648	69.6
	1958	1 900 183	100.0	460.2	671	68.1
	1959	2 082 322	100.0	504.4	723	69.7
	1960	2 294 470	100.0	555.8	761	70.1
América Latina . . . . .	1937	11 300	2.7	100.0	94	49.2
	1949	26 326	3.3	233.0	171	48.6
	1955	42 573	2.8	376.8	239	50.4
	1956	47 330	2.8	418.8	259	48.2
	1957	51 852	2.9	458.9	277	49.0
	1958	58 173	3.1	514.8	303	47.0
	1959	62 574	3.0	553.7	318	47.8
	1960	67 100	2.9	593.8	331	50.7
Europa Occidental . . . . .	1937	140 093	34.0	100.0	493.1	55.5
	1949	219 813	28.0	156.9	734.4	58.1
	1955	389 580	25.2	278.1	1 247.4	59.0
	1956	421 580	24.9	300.9	1 340.9	60.0
	1957	449 300	25.0	320.7	1 418.2	61.1
	1958	477 200	25.1	340.6	1 493.6	58.7
	1959	500 482	24.0	357.2	1 554.2	57.9
	1960	565 580	24.6	403.7	1 735.0	59.7
Europa Oriental . . . . .	1937	60 471	14.7	100.0	227.8	88.5
	1949	113 704	14.5	188.0	415.3	90.3
	1955	243 590	15.8	402.8	835.6	88.8
	1956	271 530	16.1	449.0	918.9	87.8
	1957	294 750	16.4	487.4	982.5	85.2
	1958	327 290	17.3	541.2	1 077.0	84.2
	1959	367 260	17.6	607.3	1 192.4	83.2
	1960	406 480	17.7	672.2	1 298.7	85.9
Estados Unidos . . . . .	1937	118 913	28.8	100.0	921.8	63.0
	1949	291 100	37.1	244.8	1 953.7	69.2
	1955	633 420	41.1	532.7	3 838.9	81.0
	1956	689 700	40.8	580.0	4 105.4	81.2
	1957	720 300	40.0	605.7	4 212.3	81.0
	1958	727 770	38.3	612.0	4 182.6	79.8
	1959	794 508	38.2	668.1	4 488.7	80.0
	1960	843 320	36.8	709.2	4 659.2	82.3
Otros países desarrollados <sup>b</sup> . . . . .	1937	68 640	16.6	100.0	679.6	25.7
	1949	109 856	14.0	160.0	929.4	22.4
	1955	183 720	11.9	267.7	1 404.6	28.5
	1956	201 100	11.9	293.0	1 514.3	28.8
	1957	214 670	11.9	312.8	1 593.7	32.0
	1958	227 200	12.0	331.0	1 664.5	30.4
	1959	253 348	12.2	369.1	1 835.8	32.0
	1960	282 510	12.3	411.6	2 000.3	37.7
Resto del mundo . . . . .	1937	13 443	3.3	100.0	11.0	53.8
	1949	25 063	3.2	186.4	18.2	48.6
	1955	49 230	3.2	366.2	30.7	77.0
	1956	59 320	3.5	441.3	36.4	75.8
	1957	68 910	3.8	512.6	41.4	73.5
	1958	82 550	4.4	614.1	48.5	73.7
	1959	104 050	5.0	774.0	59.8	69.2
	1960	129 380	5.6	962.4	69.9	67.5

FUENTE: América Latina: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL. Otras regiones y países: U. N., *Statistical Papers*, Serie. J, N° 3.<sup>a</sup> El consumo bruto es ligeramente mayor por las importaciones de electricidad que hace México de los Estados Unidos y que en 1958 representaron el máximo de 0.8 por ciento.<sup>b</sup> Japón, Australia, Nueva Zelanda, Unión Sudafricana y Canadá.

## Cuadro C

## AMÉRICA LATINA: COEFICIENTES DE ELECTRIFICACIÓN

(kWh/kg de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)

País	Año	Consumo neto total de electricidad (Millones de kWh)	Consumo neto de com- bustibles <sup>a</sup> (Miles de T.P.E.)	Coefficien- tes de elec- trificación	Índices (1949 = 100)
Argentina . . . . .	1938	2 320	5 331	0.435	64.3
	1949	4 281	6 329	0.676	100.0
	1955	5 831	9 633	0.605	89.5
	1956	6 289	10 095	0.623	92.2
	1957	(7 072)	10 721	(0.660)	(97.6)
	1958	8 030	11 609	0.692	102.4
	1959	(8 225)	(10 119)	(0.813)	(120.3)
Bolivia . . . . .	1938	180	55	3.272	137.9
	1949	299	126	2.373	100.0
	1955	345	230	1.500	63.2
	1956	363	272	1.335	56.2
	1957	365	240	1.521	64.1
	1958	356	247	1.441	60.7
	1959	(377)	245	1.539	64.9
Brasil <sup>b</sup> . . . . .	1938	...	2 731	...	...
	1949	...	4 357	...	...
	1955	12 188	8 583	1.420	...
	1956	13 798	9 762	1.413	...
	1957	14 445	9 505	1.520	...
	1958	16 760	10 632	1.376	...
	1959	17 596	11 406	1.543	...
Colombia . . . . .	1938	302	579	0.522	76.0
	1949	989	1 439	0.687	100.0
	1955	1 880	2 894	0.650	94.6
	1956	2 232	3 088	0.723	105.2
	1957	(2 340)	3 198	(0.732)	106.6
	1958	2 466	3 537	0.697	101.5
	1959	(2 706)	3 502	(0.773)	(112.5)
Chile . . . . .	1938	1 851	1 401	1.321	80.5
	1949	2 810	1 713	1.640	100.0
	1955	3 608	2 879	1.253	76.4
	1956	3 765	2 664	1.413	86.2
	1957	3 985	2 525	1.578	96.2
	1958	3 903	2 574	1.516	92.4
	1959	4 194	2 616	1.603	97.7
Ecuador . . . . .	1938	...	45	...	...
	1949	112	204	0.549	100.0
	1955	200	298	0.671	122.0
	1956	216	322	0.671	122.0
	1957	239	333	0.718	130.8
	1958	271	343	0.790	143.8
	1959	(287)	343	(0.837)	(152.5)
Paraguay . . . . .	1938	13	—	...	...
	1949	29	—	...	...
	1955	52	17	3.059	...
	1956	56	16	3.500	...
	1957	61	19	3.210	...
	1958	65	24	2.708	...
	1959	71	20	3.500	...
Perú . . . . .	1938	587	490	1.198	169.6
	1949	976	1 382	0.706	100.0
	1955	1 272	1 469	0.866	122.7
	1956	1 515	1 627	0.931	131.9
	1957	1 558	1 745	0.893	126.5
	1958	1 852	1 852	1.000	141.6
	1959	(2 056)	1 445	(1.422)	(201.4)

(Continúa)

## Cuadro C (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: COEFICIENTES DE ELECTRIFICACIÓN

(kWh/kg de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)

Pais	Año	Consumo neto total de electricidad (Millones de kWh)	Consumo neto de com- bustibles <sup>a</sup> (Miles de T.P.E.)	Coefficien- tes de elec- trificación	Indices (1949 = 100)
Uruguay . . . . .	1938	187	457	0.409	66.1
	1949	452	730	0.619	100.0
	1955	776	968	0.802	129.6
	1956	848	1 010	0.840	135.7
	1957	925	933	0.991	160.1
	1958	1 018	1 017	1.001	161.7
	1959	(968)	992	(0.976)	(157.7)
Venezuela . . . . .	1938	(221)	492	(0.449)	(156.4)
	1949	(935)	3 262	(0.287)	(100.0)
	1955	(2 193)	6 841	(0.321)	(111.8)
	1956	(2 497)	7 816	(0.319)	(111.1)
	1957	(2 831)	9 104	(0.311)	(108.4)
	1958	(3 506)	8 536	(0.411)	(143.2)
	1959	(3 925)	8 810	(0.446)	(155.4)
Costa Rica . . . . .	1938	...	34	...	...
	1949	138	89	1.550	100.0
	1955	240	91	2.637	170.1
	1956	269	125	2.152	138.8
	1957	290	110	2.636	170.1
	1958	305	115	2.652	171.1
	1959	329	144	2.285	147.4
Cuba . . . . .	1938	...	621	...	...
	1949	1 042	1 264	0.824	100.0
	1955	1 564	1 905	0.821	99.6
	1956	1 770	2 021	0.876	106.7
	1957	2 024	2 212	0.915	111.0
	1958	2 216	2 229	0.994	120.6
	1959	2 388	2 322	1.028	124.8
El Salvador . . . . .	1938	...	23	...	...
	1949 <sup>c</sup>	74	70	1.057	100.0
	1955	119	144	0.826	78.1
	1956	139	163	0.853	80.7
	1957	152	178	0.854	80.8
	1958	173	182	0.951	90.0
	1959	194	193	1.005	95.1
Guatemala . . . . .	1938	...	74	...	...
	1949 <sup>c</sup>	96	253	0.379	100.0
	1955	140	289	0.484	127.7
	1956	147	305	0.482	127.2
	1957	167	286	0.584	154.1
	1958	189	338	0.559	147.5
	1959	209	348	0.601	158.6
Haití . . . . .	1938	...	—	...	...
	1949	...	—	...	...
	1955	(56)	60	(0.933)	...
	1956	(66)	52	(1.269)	...
	1957	(75)	41	(1.829)	...
	1958	(83)	55	(1.509)	...
	1959	...	64	...	...
Honduras . . . . .	1938	...	100	...	...
	1949 <sup>c</sup>	47	123	0.382	100.0
	1955	55	122	0.451	118.1
	1956	61	124	0.492	128.8
	1957	65	164	0.396	103.7
	1958	68	165	0.412	107.9
	1959	76	175	0.434	113.6

(Continúa)

## Cuadro C (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: COEFICIENTES DE ELECTRIFICACIÓN

(kWh/kg de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)

País	Año	Consumo neto total de electricidad (Millones de kWh)	Consumo neto de combustibles <sup>a</sup> (Miles de T.P.E.)	Coefficientes de electrificación	Índices (1949=100)
México <sup>d</sup>	1938	2 219	3 129	0.709	117.0
	1949	3 950	6 522	0.606	100.0
	1955	6 237	9 340	0.668	110.2
	1956	7 125	9 608	0.741	122.3
	1957	7 955	11 087	0.717	118.3
	1958	8 430	11 847	0.712	117.5
	1959	(9 160)	14 377	0.637	105.1
Nicaragua	1938	...	1	...	...
	1949 <sup>e</sup>	84	43	1.953	100.0
	1955	117	97	1.206	64.5
	1956	123	87	1.414	72.4
	1957	129	101	1.277	65.4
	1958	137	151	0.907	46.4
	1959	153	160	0.956	49.0
Panamá	1938	30	16	1.875	344.0
	1949	67	123	0.545	100.0
	1955	113	231	0.489	89.7
	1956	123	216	0.569	104.4
	1957	136	264	0.515	94.5
	1958	165	409	0.403	73.9
	1959	183	250	0.732	134.3
República Dominicana	1938	(20)	41	(0.488)	26.8
	1949	(135)	74	(1.824)	100.0
	1955	(178)	184	(0.967)	53.0
	1956	(209)	189	(1.106)	60.6
	1957	(232)	191	(1.215)	66.6
	1958	(250)	192	(1.302)	71.4
	1959	(280)	220	(1.273)	(69.8)
Guayana Británica	1938	...	15	...	...
	1949	(33)	97	(0.340)	100.0
	1955	(45)	137	(0.328)	96.5
	1956	(55)	148	(0.372)	109.4
	1957	(54)	138	(0.391)	115.0
	1958	(63)	125	(0.504)	148.2
	1959	...	153	...	...
Indias Occidentales	1938	...	224	...	...
	1949	(233)	433	(0.538)	100.0
	1955	(380)	609	(0.624)	116.0
	1956	(428)	375	(1.141)	212.0
	1957	(470)	617	(0.762)	141.6
	1958	(532)	600	(0.887)	164.9
	1959	...	601	...	...
Surinam	1938	...	14	...	...
	1949	(24)	65	(0.369)	100.0
	1955	(40)	78	(0.513)	139.0
	1956	(48)	81	(0.593)	160.6
	1957	(57)	83	(0.687)	186.2
	1958	(59)	83	(0.711)	192.5
	1959	...	95	...	...
América Latina	1938	7 917 <sup>e</sup>	11 991 <sup>e</sup>	0.660 <sup>e</sup>	...
	1949	16 777 <sup>f</sup>	24 341 <sup>f</sup>	0.689 <sup>f</sup>	100.0
	1955	37 629	47 097	0.799	95.6
	1956	42 142	50 166	0.840	101.6
	1957	45 627	53 795	0.847	101.9
	1958	50 897	56 862	0.897	106.8
	1959	53 377 <sup>g</sup>	57 587 <sup>g</sup>	0.927 <sup>g</sup>	114.7

FUENTE: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL.

a Comerciales solamente (carbón mineral, petróleo y sus derivados, y gas natural).

b Se incluyó una estimación del consumo de la energía eléctrica suministrada por las empresas con potencia inferior a 100 kW.

c 1950.

d El consumo incluye la importación.

e No incluye Haití, Paraguay, Brasil, Ecuador, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Cuba, Honduras, Nicaragua, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.

f No incluye Brasil, Paraguay y Haití.

g No incluye Haití, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.

**Cuadro D**  
**EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO**

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Argentina</i>						
1938 . . . . .	13 725	1 177	86	2 328	170	1 978
1939 . . . . .	13 948	1 218	87	2 461	176	2 021
1940 . . . . .	14 169	1 228	87	2 550	180	2 077
1941 . . . . .	14 401	1 237	86	2 644	184	2 137
1942 . . . . .	14 637	1 291	88	2 773	189	2 148
1943 . . . . .	14 877	1 291	87	2 917	196	2 259
1944 . . . . .	15 130	1 291	85	3 050	202	2 363
1945 . . . . .	15 390	1 294	84	2 945	191	2 276
1946 . . . . .	15 654	1 294	83	3 210	205	2 481
1947 . . . . .	15 942	1 308	82	3 520	221	2 691
1948 . . . . .	16 306	1 296	79	4 034	247	3 113
1949 . . . . .	16 737	1 344	80	4 243	254	3 157
1950 . . . . .	17 189	1 390	81	4 523	263	3 254
1951 . . . . .	17 635	1 407	80	4 875	276	3 465
1952 . . . . .	18 040	1 454	81	4 817	267	3 313
1953 . . . . .	18 400	1 473	80	4 968	270	3 373
1954 . . . . .	18 754	1 532	82	5 418	289	3 537
1955 . . . . .	19 118	1 619	85	5 902	309	3 645
1956 . . . . .	19 512	1 709	88	6 396	328	3 743
1957 . . . . .	19 911	2 126	107	6 868	345	3 230
1958 . . . . .	20 311	2 179	107	7 374	363	3 384
1959 . . . . .	20 708	2 370	114	7 750	374	3 270
1960 . . . . .	20 956	2 305	110	7 846	374	3 404
<i>Bolivia</i>						
1938 . . . . .	2 629	19	7	64	24	3 368
1939 . . . . .	2 659			71	27	
1940 . . . . .	2 690			85	32	
1941 . . . . .	2 721			93	34	
1942 . . . . .	2 753			98	36	
1943 . . . . .	2 785			118	42	
1944 . . . . .	2 817			118	42	
1945 . . . . .	2 850			131	46	
1946 . . . . .	2 883			138	48	
1947 . . . . .	2 916	40	14	147	50	3 675
1948 . . . . .	2 950			171	58	
1949 . . . . .	2 984	41	14	165	55	4 024
1950 . . . . .	3 019			175	58	
1951 . . . . .	3 054			191	63	
1952 . . . . .	3 089	46	15	196	63	4 260
1953 . . . . .	3 125			217	69	
1954 . . . . .	3 162	53	17	212	67	4 000
1955 . . . . .	3 198	55	17	216	68	3 927
1956 . . . . .	3 240	67	21	215	66	3 209
1957 . . . . .	3 285	68	21	215	65	3 162
1958 . . . . .	3 332	76	23	250	75	3 289
1959 . . . . .	3 383	(79)	(23)	286	84	3 620
<i>Brasil</i>						
1938 . . . . .	39 480					
1939 . . . . .	40 289					
1940 . . . . .	41 114	1 206	29			
1941 . . . . .	42 069					
1942 . . . . .	43 069					
1943 . . . . .	44 093	1 269	29			
1944 . . . . .	45 141					

(Continúa)



## Cuadro D (Continuación)

## EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Brasil (Continuación)</i>						
1945 . . . . .	46 215					
1946 . . . . .	47 313					
1947 . . . . .	48 438					
1948 . . . . .	49 590	1 546	31			
1949 . . . . .	50 769	1 652	33			
1950 . . . . .	51 976					
1951 . . . . .	53 212					
1952 . . . . .	54 477	1 771	33	9 253	170	5 225
1953 . . . . .	55 772	1 819	33	9 309	167	5 118
1954 . . . . .	57 098	2 499	44	10 612	186	4 246
1955 . . . . .	58 456	2 831	48	12 532	214	4 427
1956 . . . . .	59 905	3 252	54	14 268	238	4 387
1957 . . . . .	61 401	3 426	56	15 606	254	4 555
1958 . . . . .	62 952	3 626	57	18 298	291	5 046
1959 . . . . .	64 568	3 747	58	19 625	304	5 238
1960 . . . . .	65 862	4 342	66	21 262	323	4 897
<i>Colombia</i>						
1938 . . . . .	8 718			294	34	
1939 . . . . .	8 903			343	39	
1940 . . . . .	9 094			362	40	
1941 . . . . .	9 296			385	41	
1942 . . . . .	9 503			403	42	
1943 . . . . .	9 715			432	44	
1944 . . . . .	9 931			499	50	
1945 . . . . .	10 152			575	57	
1946 . . . . .	10 378			677	65	
1947 . . . . .	10 609			750	71	
1948 . . . . .	10 845			812	75	
1949 . . . . .	11 087			930	84	
1950 . . . . .	11 334	241	21	1 050	93	4 295
1951 . . . . .	11 589	298	26	1 110	96	3 705
1952 . . . . .	11 847	347	29	1 250	106	3 632
1953 . . . . .	12 111	349	29	1 450	120	4 126
1954 . . . . .	12 381	362	29	1 630	132	4 503
1955 . . . . .	12 657			1 820	144	
1956 . . . . .	12 961	492	38	2 110	163	4 289
1957 . . . . .	13 279			2 240	169	
1958 . . . . .	13 609	630	46	2 450	180	3 889
1959 . . . . .	13 950	(635)	(46)	2 698	193	(4 249)
1960 . . . . .	14 771	(705)	48	2 850	193	4 043
<i>Chile</i>						
1938 . . . . .	4 914	165	34	639	130	3 873
1939 . . . . .	4 988	178	36	675	135	3 792
1940 . . . . .	5 063	180	36	618	122	3 433
1941 . . . . .	5 149	206	40	790	153	3 835
1942 . . . . .	5 244	207	40	829	158	4 005
1943 . . . . .	5 341	228	43	869	163	3 811
1944 . . . . .	5 440	251	46	931	171	3 709
1945 . . . . .	5 541	201	36	693	125	3 448
1946 . . . . .	5 643	202	36	737	131	3 649
1947 . . . . .	5 748	201	35	804	140	4 000
1948 . . . . .	5 854	254	43	888	152	3 496
1949 . . . . .	5 962	356	60	1 023	172	2 874
1950 . . . . .	6 073	380	63	1 159	191	3 050

(Continúa)

**Cuadro D (Continuación)**  
**EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO**

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Chile (Continuación)</i>						
1951 . . . . .	6 185	386	62	1 328	215	3 440
1952 . . . . .	6 295	427	68	1 487	236	3 482
1953 . . . . .	6 437	427	66	1 573	244	3 684
1954 . . . . .	6 597	431	65	1 720	261	3 991
1955 . . . . .	6 761	538	80	1 853	274	3 444
1956 . . . . .	6 909	540	78	1 946	282	3 604
1957 . . . . .	7 060	528	75	1 976	280	3 742
1958 . . . . .	7 215	533	74	2 055	285	3 856
1959 . . . . .	7 372	596	81	2 260	307	3 792
1960 . . . . .	7 627	599	79	2 342	307	3 910
<i>Ecuador</i>						
1938 . . . . .	2 397					
1939 . . . . .	2 431					
1940 . . . . .	2 466					
1941 . . . . .	2 521					
1942 . . . . .	2 575					
1943 . . . . .	2 641					
1944 . . . . .	2 712					
1945 . . . . .	2 781					
1946 . . . . .	2 853					
1947 . . . . .	2 936					
1948 . . . . .	3 017					
1949 . . . . .	3 104					
1950 . . . . .	3 197					
1951 . . . . .	3 294					
1952 . . . . .	3 393					
1953 . . . . .	3 502					
1954 . . . . .	3 567					
1955 . . . . .	3 691	46	12	214	58	4 652
1956 . . . . .	3 796	(53)	(14)	230	60	4 340
1957 . . . . .	3 903	(65)	(17)	240	61	3 692
1958 . . . . .	4 012	85	21	254	63	2 988
1959 . . . . .	4 128	(87)	(21)	(266)	(64)	(3 057)
<i>Paraguay</i>						
1938 . . . . .	1 060	4	4	11	10	2 750
1939 . . . . .	1 085	4	4	12	11	3 000
1940 . . . . .	1 111	4	4	13	12	3 250
1941 . . . . .	1 137	4	4	13	11	3 250
1942 . . . . .	1 164	9	8	14	12	1 556
1943 . . . . .	1 191	9	8	16	13	1 778
1944 . . . . .	1 219	9	7	18	15	2 000
1945 . . . . .	1 247	9	7	19	15	2 111
1946 . . . . .	1 275	9	7	22	17	2 444
1947 . . . . .	1 305	9	7	22	17	2 444
1948 . . . . .	1 335	9	7	25	19	2 778
1949 . . . . .	1 366	10	7	27	20	2 700
1950 . . . . .	1 397	9	6	30	21	3 333
1951 . . . . .	1 429	19	13	34	24	1 789
1952 . . . . .	1 462	18	12	38	26	2 111
1953 . . . . .	1 496	18	12	41	27	2 278
1954 . . . . .	1 530	18	12	46	30	2 556
1955 . . . . .	1 565	18	12	51	33	2 833
1956 . . . . .	1 601	19	12	52	32	2 737
1957 . . . . .	1 639	19	12	60	37	3 158

*(Continúa)*

## Cuadro D (Continuación)

## EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Paraguay (Continuación)</i>						
1958 . . . . .	1 677	29	17	67	40	2 310
1959 . . . . .	1 716	24	14	72	42	3 000
1960 . . . . .	1 768			75	42	
<i>Perú</i>						
1938 . . . . .	6 799					
1939 . . . . .	6 913					
1940 . . . . .	7 033	104	15	314	45	3 019
1941 . . . . .	7 164					
1942 . . . . .	7 300					
1943 . . . . .	7 439					
1944 . . . . .	7 580					
1945 . . . . .	7 727					
1946 . . . . .	7 877					
1947 . . . . .	8 032					
1948 . . . . .	8 191					
1949 . . . . .	8 354					
1950 . . . . .	8 521					
1951 . . . . .	8 690					
1952 . . . . .	8 864	159	18	461	52	2 918
1953 . . . . .	9 035	160	18	505	53	3 156
1954 . . . . .	9 213	174	19	566	61	3 253
1955 . . . . .	9 396					
1956 . . . . .	9 599	207	22	686	71	3 314
1957 . . . . .	9 812	236	24	688	70	2 915
1958 . . . . .	10 033	291	29	874	87	3 003
1959 . . . . .	10 263	320	31	(971)	(95)	(3 034)
1960 . . . . .	10 857	353	33	1 147	105	3 249
<i>Uruguay</i>						
1938 . . . . .	2 108	102	48	234	111	2 294
1939 . . . . .	2 132	102	48	250	117	2 451
1940 . . . . .	2 155	102	47	288	134	2 824
1941 . . . . .	2 175	92	42	308	142	3 348
1942 . . . . .	2 194	93	42	293	133	3 140
1943 . . . . .	2 211	95	43	277	125	2 916
1944 . . . . .	2 231	95	43	320	143	3 368
1945 . . . . .	2 256	96	43	355	157	3 698
1946 . . . . .	2 281	125	54	395	173	3 160
1947 . . . . .	2 306	169	73	466	202	2 757
1948 . . . . .	2 332	194	83	531	228	2 737
1949 . . . . .	2 365	221	93	573	242	2 593
1950 . . . . .	2 407	218	91	616	256	2 826
1951 . . . . .	2 449	216	88	681	278	3 153
1952 . . . . .	2 495	215	86	752	301	3 498
1953 . . . . .	2 535	239	94	845	333	3 536
1954 . . . . .	2 579	237	92	927	359	3 911
1955 . . . . .	2 615	285	109	1 022	391	3 586
1956 . . . . .	2 657	314	118	1 066	401	3 395
1957 . . . . .	2 700	334	123	1 154	427	3 455
1958 . . . . .	2 743	331	121	1 236	451	3 734
1959 . . . . .	2 787	332	119	1 175	421	3 539
1960 . . . . .	2 827	(440)	156	(1 250)	(442)	(2 841)

(Continúa)

**Cuadro D (Continuación)**  
**EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO**

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Venezuela</i>						
1938 . . . . .	3 526			112	32	
1939 . . . . .	3 616			119	33	
1940 . . . . .	3 710			114	39	
1941 . . . . .	3 803			173	45	
1942 . . . . .	3 914			180	46	
1943 . . . . .	4 028			187	46	
1944 . . . . .	4 146			202	49	
1945 . . . . .	4 267	76	18	232	54	3 053
1946 . . . . .	4 391	82	19	270	61	3 293
1947 . . . . .	4 548	93	20	317	70	3 409
1948 . . . . .	4 686	107	23	382	82	3 570
1949 . . . . .	4 828	140	29	455	94	3 250
1950 . . . . .	4 974	180	36	552	111	3 067
1951 . . . . .	5 125	213	42	665	130	3 122
1952 . . . . .	5 280	257	49	777	147	3 023
1953 . . . . .	5 440	278	51	953	175	3 428
1954 . . . . .	5 608	357	64	1 080	193	3 025
1955 . . . . .	5 778	405	70	1 276	221	3 151
1956 . . . . .	5 953	475	80	1 501	252	3 160
1957 . . . . .	6 132	605	99	1 908	311	3 154
1958 . . . . .	6 316	656	104	2 250	356	3 429
1959 . . . . .	6 505	857	131	2 720	418	3 174
1960 . . . . .	6 704	(900)	(134)	2 973	443	(3 303)
<i>Costa Rica</i>						
1938 . . . . .	590	15	25	(55)	(93)	
1939 . . . . .	605	15	25			
1940 . . . . .	619	15	24			
1941 . . . . .	633	15	24			
1942 . . . . .	647	15	23			
1943 . . . . .	661	16	24			
1944 . . . . .	677	21	31			
1945 . . . . .	695	21	30	89	128	4 238
1946 . . . . .	715	21	29	92	129	4 381
1947 . . . . .	736	23	31	101	137	4 394
1948 . . . . .	756	28	37	103	136	3 679
1949 . . . . .	777	37	48	117	151	3 160
1950 . . . . .	801	37	46	158	197	4 270
1951 . . . . .	825	38	46	168	204	4 421
1952 . . . . .	853	40	47	184	216	4 600
1953 . . . . .	881	40	45	209	237	5 225
1954 . . . . .	915	50	55	232	254	4 640
1955 . . . . .	951	51	54	265	279	5 196
1956 . . . . .	983	68	69	296	301	4 353
1957 . . . . .	1 016	68	67	316	311	4 647
1958 . . . . .	1 049	98	93	337	321	3 439
1959 . . . . .	1 084	100	92	360	332	3 600
1960 . . . . .				370	316	
<i>Cuba</i>						
1938 . . . . .	4 428	122	28	324	73	2 656
1939 . . . . .	4 496	124	28	342	76	2 758
1940 . . . . .	4 566	123	27	354	78	2 878
1941 . . . . .	4 635	123	27	372	80	3 024
1942 . . . . .	4 704	125	27	386	82	3 088
1943 . . . . .	4 779	124	26	400	84	3 226

*(Continúa)*

## Cuadro D (Continuación)

## EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Cuba (Continuación)</i>						
1944 . . . . .	4 855	124	26	436	90	3 516
1945 . . . . .	4 932	124	25	489	99	3 944
1946 . . . . .	5 039	124	25	532	106	4 290
1947 . . . . .	5 152	139	27	571	111	4 108
1948 . . . . .	5 268	166	32	697	132	4 199
1949 . . . . .	5 386	177	33	754	140	4 260
1950 . . . . .	5 508	194	35	829	151	4 273
1951 . . . . .	5 621	200	36	916	163	4 580
1952 . . . . .	5 725	220	38	1 003	175	4 559
1953 . . . . .	5 829	230	39	1 103	189	4 796
1954 . . . . .	5 969	275	46	1 200	201	4 364
1955 . . . . .	6 110	324	53	1 324	217	4 086
1956 . . . . .	6 242	331	53	1 464	235	4 423
1957 . . . . .	6 378	388	61	1 643	258	4 235
1958 . . . . .	6 518	469	72	1 867	286	3 981
1959 . . . . .	6 662	545	82	2 073	311	3 804
1960 . . . . .	6 797	(550)	(81)	2 100	308	(3 818)
<i>El Salvador</i>						
1938 . . . . .	1 591			(25)	(16)	
1939 . . . . .	1 612					
1940 . . . . .	1 633			25	15	
1941 . . . . .	1 654			28	17	
1942 . . . . .	1 675			29	17	
1943 . . . . .	1 697			31	18	
1944 . . . . .	1 719			34	20	
1945 . . . . .	1 742			35	20	
1946 . . . . .	1 764	12	7	42	24	3 500
1947 . . . . .	1 788	13	7	44	25	3 385
1948 . . . . .	1 811	18	10	48	27	2 667
1949 . . . . .	1 835	18	10	55	30	3 056
1950 . . . . .	1 868	19	10	66	35	3 474
1951 . . . . .	1 920	19	10	74	39	3 895
1952 . . . . .	1 986	19	10	84	42	4 421
1953 . . . . .	2 054	21	10	100	49	4 762
1954 . . . . .	2 122	51	24	111	52	2 176
1955 . . . . .	2 193	51	23	131	60	2 569
1956 . . . . .	2 264	51	23	155	68	3 039
1957 . . . . .	2 338	66	28	177	76	2 682
1958 . . . . .	2 413	65	27	206	85	3 169
1959 . . . . .	2 490	65	26	228	92	3 508
<i>Guatemala</i>						
1938 . . . . .	2 118			31	15	
1939 . . . . .	2 159			32	15	
1940 . . . . .	2 202			33	15	
1941 . . . . .	2 253			35	16	
1942 . . . . .	2 300			37	16	
1943 . . . . .	2 339			41	18	
1944 . . . . .	2 384			37	16	
1945 . . . . .	2 428			40	16	
1946 . . . . .	2 498			45	18	
1947 . . . . .	2 566			47	18	
1948 . . . . .	2 641			52	20	
1949 . . . . .	2 724			58	21	
1950 . . . . .	2 805	26	9	91	32	3 500

(Continúa)

**Cuadro D (Continuación)**  
**EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO**

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Guatemala (Continuación)</i>						
1951 . . . . .	2 892	27	9	102	35	3 778
1952 . . . . .	2 981	27	9	110	37	4 074
1953 . . . . .	3 058	27	9	117	38	4 333
1954 . . . . .	3 159	32	10	125	40	3 906
1955 . . . . .	3 258	32	10	133	41	4 156
1956 . . . . .	3 358	37	11	137	41	3 703
1957 . . . . .	3 461	43	12	155	45	3 605
1958 . . . . .	3 568	45	13	178	50	3 956
1959 . . . . .	3 677	60	16	201	55	3 350
<i>Haití</i>						
1938 . . . . .	2 682					
1939 . . . . .	2 716					
1940 . . . . .	2 751					
1941 . . . . .	2 786					
1942 . . . . .	2 821					
1943 . . . . .	2 856					
1944 . . . . .	2 892					
1945 . . . . .	2 928					
1946 . . . . .	2 964					
1947 . . . . .	3 000					
1948 . . . . .	3 037					
1949 . . . . .	3 074					
1950 . . . . .	3 112					
1951 . . . . .	3 150					
1952 . . . . .	3 188					
1953 . . . . .	3 227					
1954 . . . . .	3 265					
1955 . . . . .	3 305	12	4	23	7	1 917
1956 . . . . .	3 351			26	8	
1957 . . . . .	3 399			38	11	
1958 . . . . .	3 456	12	4	47	14	3 917
1959 . . . . .	3 504	(13)	(4)	(49)	(14)	3 769
<i>Honduras</i>						
1938 . . . . .	1 103					
1939 . . . . .	1 124					
1940 . . . . .	1 146					
1941 . . . . .	1 171					
1942 . . . . .	1 195					
1943 . . . . .	1 213					
1944 . . . . .	1 237					
1945 . . . . .	1 261					
1946 . . . . .	1 287					
1947 . . . . .	1 320					
1948 . . . . .	1 353					
1949 . . . . .	1 389					
1950 . . . . .	1 428	4	3	13	9	3 250
1951 . . . . .	1 470	4	3	15	10	3 750
1952 . . . . .	1 513	4	3	17	11	4 250
1953 . . . . .	1 564	5	3	20	13	4 000
1954 . . . . .	1 608	6	4	22	14	3 667
1955 . . . . .	1 660	7	4	24	14	3 429
1956 . . . . .	1 711	8	5	28	16	3 500
1957 . . . . .	1 763	10	6	31	18	3 100
1958 . . . . .	1 817	11	6	35	19	3 182
1959 . . . . .	1 872	16	9	42	22	2 625

*(Continúa)*

## Cuadro D (Continuación)

## EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>México</i>						
1938 . . . . .	19 039	474	25	2 119	111	4 470
1939 . . . . .	19 400	492	25	2 065	106	4 197
1940 . . . . .	19 815	492	25	2 136	108	4 341
1941 . . . . .	20 332	492	24	2 101	103	4 270
1942 . . . . .	20 866	494	24	2 171	104	4 395
1943 . . . . .	21 418	493	23	2 259	105	4 582
1944 . . . . .	21 988	522	24	2 274	103	4 356
1945 . . . . .	22 576	533	24	2 499	111	4 689
1946 . . . . .	23 183	687	30	2 710	117	3 945
1947 . . . . .	23 811	720	30	2 871	121	3 988
1948 . . . . .	24 461	802	33	3 208	131	4 000
1949 . . . . .	25 132	831	33	3 513	140	4 227
1950 . . . . .	25 826	940	36	3 549	137	3 776
1951 . . . . .	26 544	1 080	41	3 913	147	3 623
1952 . . . . .	27 287	1 184	43	4 272	157	3 608
1953 . . . . .	28 056	1 287	46	4 594	164	3 570
1954 . . . . .	28 853	1 400	49	5 078	176	3 627
1955 . . . . .	29 679	1 480	50	5 616	189	3 795
1956 . . . . .	30 526	1 594	52	6 255	205	3 924
1957 . . . . .	31 397	1 760	56	6 764	215	3 843
1958 . . . . .	32 296	2 083	64	7 406	229	3 555
1959 . . . . .	33 229	2 118	64	7 897	238	3 729
1960 . . . . .	34 688	2 230	64	8 589	248	3 852
1961 . . . . .	35 728	2 676	75	8 933	250	3 338
<i>Nicaragua</i>						
1938 . . . . .	783			(10)	(13)	
1939 . . . . .	804					
1940 . . . . .	825					
1941 . . . . .	844					
1942 . . . . .	863					
1943 . . . . .	880					
1944 . . . . .	900			15	17	
1945 . . . . .	923			16	17	
1946 . . . . .	949			19	20	
1947 . . . . .	977			22	23	
1948 . . . . .	1 001			22	22	
1949 . . . . .	1 028			23	22	
1950 . . . . .	1 060	8	8	24	23	3 000
1951 . . . . .	1 093	8	7	24	22	3 000
1952 . . . . .	1 128	8	7	30	27	3 750
1953 . . . . .	1 165	11	9	34	29	3 091
1954 . . . . .	1 203	15	12	42	35	2 800
1955 . . . . .	1 245	16	13	48	39	3 000
1956 . . . . .	1 286	16	12	52	40	3 250
1957 . . . . .	1 327	16	12	59	44	3 688
1958 . . . . .	1 370	46	34	69	50	1 500
1959 . . . . .	1 414	47	33	94	66	2 000
<i>Panamá</i>						
1938 . . . . .	590	10	17	30	51	3 000
1939 . . . . .	605	10	17	31	51	3 100
1940 . . . . .	620	12	19	37	60	3 083
1941 . . . . .	636	12	19	44	69	3 667
1942 . . . . .	651	12	18	46	71	3 833
1943 . . . . .	669	12	18	50	75	4 167

(Continúa)

**Cuadro D (Continuación)**  
**EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO**

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Panamá (Continuación)</i>						
1944 . . . . .	685	12	18	54	79	4 500
1945 . . . . .	703	12	17	53	75	4 417
1946 . . . . .	721	15	21	62	86	4 133
1947 . . . . .	739	15	20	69	93	4 600
1948 . . . . .	758	15	20	70	92	4 667
1949 . . . . .	777	21	27	75	97	3 571
1950 . . . . .	797	21	26	85	107	4 048
1951 . . . . .	818	21	26	88	108	4 190
1952 . . . . .	840	21	25	93	111	4 428
1953 . . . . .	863	35	41	100	116	2 857
1954 . . . . .	886	38	43	105	119	2 763
1955 . . . . .	910	38	42	114	125	3 000
1956 . . . . .	934	39	42	124	133	3 179
1957 . . . . .	959	48	50	150	156	3 125
1958 . . . . .	985	50	51	162	175	3 640
1959 . . . . .	1 012	50	49	103	201	4 060
<i>República Dominicana</i>						
1938 . . . . .	1 598			24	15	
1939 . . . . .	1 635			23	14	
1940 . . . . .	1 674			28	17	
1941 . . . . .	1 715			28	16	
1942 . . . . .	1 757			28	16	
1943 . . . . .	1 800			26	14	
1944 . . . . .	1 844			29	16	
1945 . . . . .	1 889			34	18	
1946 . . . . .	1 935			40	21	
1947 . . . . .	1 982			49	25	
1948 . . . . .	2 031			53	29	
1949 . . . . .	2 080			71	34	
1950 . . . . .	2 129			79	37	
1951 . . . . .	2 202			95	44	
1952 . . . . .	2 278			112	49	
1953 . . . . .	2 356					
1954 . . . . .	2 438					
1955 . . . . .	2 522	60	24	115	46	1 917
1956 . . . . .	2 593	62	24	155	60	2 500
1957 . . . . .	2 659	80	30	176	65	2 200
1958 . . . . .	2 725	87	32	225	83	2 586
1959 . . . . .	2 793	(88)	(32)	(253)	(92)	(2 920)
<i>Guayana Británica</i>						
1938 . . . . .	337			(12)	(36)	
1939 . . . . .	339					
1940 . . . . .	344					
1941 . . . . .	351					
1942 . . . . .	358					
1943 . . . . .	363					
1944 . . . . .	366					
1945 . . . . .	370					
1946 . . . . .	377					
1947 . . . . .	386					
1948 . . . . .	397					
1949 . . . . .	408			14	34	
1950 . . . . .	420					
1951 . . . . .	431					

*(Continúa)*



**Cuadro D (Continuación)**  
**EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO**

Año	Población estimada (Miles)	Potencia instalada		Generación anual		Utilización (Horas)
		Total <sup>a</sup> (MW)	Por habitante (W)	Total <sup>a</sup> (Miles de kWh)	Por habitante (kWh)	
<i>Guayana Británica (Continuación)</i>						
1952 . . . . .	444					
1953 . . . . .	460	7	15	25	54	3 571
1954 . . . . .	472	13	28	27	57	2 077
1955 . . . . .	485	13	27	31	64	2 385
1956 . . . . .	499	14	28	34	68	2 429
1957 . . . . .	515	15	29	39	76	2 600
1958 . . . . .	532	15	28	44	83	2 933
1959 . . . . .	549	(16)	(29)	(49)	(89)	(3 063)
<i>Indias Occidentales</i>						
1938 . . . . .						
1939 . . . . .						
1940 . . . . .						
1941 . . . . .						
1942 . . . . .						
1943 . . . . .						
1944 . . . . .						
1945 . . . . .						
1946 . . . . .						
1947 . . . . .						
1948 . . . . .	1 950	36	18	96	49	2 667
1949 . . . . .	1 990					
1950 . . . . .	2 035					
1951 . . . . .	2 079			152	73	
1952 . . . . .	2 120	65	31	172	81	2 646
1953 . . . . .	2 164	81	37	194	90	2 395
1954 . . . . .	2 216	91	41	218	98	2 396
1955 . . . . .	2 263	96	42	255	113	2 656
1956 . . . . .	2 307	106	46	296	128	2 792
1957 . . . . .	2 360	125	53	344	146	2 752
1958 . . . . .	2 419	125	52	394	163	3 152
1959 . . . . .	2 488	(126)	(51)	(434)	(174)	3 444
<i>Surinam</i>						
1938 . . . . .	145					
1939 . . . . .	147					
1940 . . . . .	150					
1941 . . . . .	153					
1942 . . . . .	156					
1943 . . . . .	159					
1944 . . . . .	161					
1945 . . . . .	163					
1946 . . . . .	168					
1947 . . . . .	171					
1948 . . . . .	174	3	17	5	29	1 667
1949 . . . . .	178					
1950 . . . . .	183					
1951 . . . . .	188	5	27	10	53	2 000
1952 . . . . .	194	5	26	12	62	2 400
1953 . . . . .	201	5	25	13	65	2 600
1954 . . . . .	207	6	29	15	72	2 500
1955 . . . . .	214	8	37	18	84	2 250
1956 . . . . .	221	10	45	21	95	2 100
1957 . . . . .	232	10	43	24	103	2 400
1958 . . . . .	241	11	46	22	91	2 000
1959 . . . . .	255	13	50	24	94	1 846

FUENTE: Informaciones oficiales y publicaciones varias, elaboradas por la CEPAL.  
a De 1938 a 1952 y 1957 corresponde a las ciudades de Panamá y Colón.

**Cuadro E**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
 (Millones de kWh)

País	Año	Servicio público				Servicio privado				Total			
		Térmica	Hidráulica	Total	Porcien- tos de hi- dráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcien- tos de hi- dráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcien- tos de hi- dráulica
Argentina . . . . .	1938	2 244	84	2 328	3.6	402	—	402	—	2 646	84	2 730	3.1
	1949	4 084	159	4 243	3.7	735	—	735	—	4 819	159	4 978	3.2
	1955	5 586	316	5 902	5.4	900	—	900	—	6 486	316	6 802	4.6
	1956	5 921	475	6 396	7.4	930	—	930	—	6 851	475	7 326	6.6
	1957	6 321	547	6 868	8.0	(1 439)	—	(1 439)	—	(7 760)	547	(8 307)	6.6
	1958	6 709	665	7 374	9.0	2 045	—	2 045	—	(8 754)	665	9 419	7.1
	1959	7 110	640	7 750	8.3	2 100	—	2 100	—	9 210	640	9 850	6.5
1960	6 980	866	7 846	11.0	2 524	—	2 524	—	9 504	866	10 370	8.4	
Bolivia . . . . .	1938	2	62	64	96.9	(35)	(90)	(125)	(72.0)	37	152	189	80.4
	1949	4	161	165	97.6	(48)	(108)	(156)	69.2	52	269	321	83.8
	1955	4	212	216	98.1	49	122	171	71.3	53	334	387	86.3
	1956	5	210	215	97.7	79	109	188	58.0	84	319	403	79.2
	1957	8	207	215	96.3	85	105	190	55.3	93	312	405	77.0
	1958	12	238	250	95.2	46	104	150	69.3	58	342	400	85.5
	1959	(16)	(270)	(286)	(94.5)	(66)	(105)	(169)	(62.0)	(80)	(375)	(455)	(83.0)
1960	(20)	(280)	(300)	(93.3)	(70)	(105)	(175)	(60.0)	(90)	(385)	(473)	(81.0)	
Brasil . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	(487)	(2 500)	2 987	83.7
	1949	...	...	...	...	...	...	...	...	845	6 765	7 610	88.9
	1955	2 747	9 785	12 532	78.1	303	820	1 123	73.0	3 050	10 605	13 655	77.7
	1956	2 406	11 862	14 268	83.1	333	846	1 179	71.8	2 739	12 708	15 447	82.3
	1957	1 619	13 987	15 606	89.6	468	889	1 357	65.5	2 087	14 876	16 963	87.7
	1958	1 808	16 490	18 298	90.1	473	995	1 468	67.8	2 281	17 485	19 766	88.5
	1959	2 756	16 869	19 625	86.0	483	1 000	1 483	67.4	3 239	17 869	21 108	84.6
1960	3 922	17 340	21 262	81.6	559	1 044	1 603	65.1	4 481	18 384	22 865	80.4	
Colombia . . . . .	1938	(118)	(176)	294	(59.9)	(10)	(30)	40	(75.0)	128	206	334	61.7
	1949	220	710	930	76.3	150	50	200	25.0	370	760	1 130	67.3
	1955	420	1 400	1 820	76.9	350	80	430	18.6	770	1 480	2 250	65.8
	1956	460	1 650	2 110	78.2	420	80	500	16.0	880	1 730	2 610	66.3
	1957	490	1 750	2 240	78.1	460	90	550	16.4	950	1 840	2 790	65.9
	1958	520	1 930	2 450	78.8	500	100	600	16.7	1 020	2 030	3 050	66.6
	1959	572	2 126	2 698	78.8	(540)	(110)	(650)	(16.9)	(1 112)	(2 236)	(3 348)	(66.8)
1960	610	2 240	2 850	78.6	(580)	(120)	(700)	(17.1)	(1 190)	(2 360)	(3 550)	(66.5)	
Chile . . . . .	1938	(79)	(560)	639	(87.6)	(815)	(180)	995	(18.1)	894	740	1 634	45.3
	1949	132	891	1 023	87.1	1 181	673	1 854	36.3	1 313	1 564	2 877	54.4
	1955	265	1 588	1 853	85.7	1 254	740	1 994	37.1	1 519	2 328	3 847	60.5
	1956	208	1 738	1 946	89.3	1 305	768	2 073	37.0	1 513	2 506	4 019	62.4
	1957	215	1 761	1 976	89.1	1 467	745	2 212	33.7	1 682	2 506	4 188	59.8
	1958	159	1 896	2 055	92.3	1 339	762	2 101	36.3	1 498	2 658	4 156	64.0
	1959	102	2 158	2 260	95.5	1 567	771	2 338	33.0	1 669	2 929	4 598	63.7
1960	170	2 172	2 342	92.7	1 445	805	2 250	35.8	1 615	2 977	4 592	64.8	

(Continúa)

**Cuadro E (Continuación)**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
(Millones de kWh)

País	Año	Servicio público				Servicio privado				Total			
		Térmica	Hidráulica	Total	Porcentos de hidráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcentos de hidráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcentos de hidráulica
Ecuador . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	14	57	71	80.3
	1949	...	...	...	...	...	...	...	...	(33)	(82)	(115)	71.3
	1955	108	106	214	49.5	31	14	45	31.1	139	120	259	46.3
	1956	(109)	(121)	230	52.6	(30)	(17)	47	36.2	139	138	277	49.8
	1957	(115)	(125)	240	52.1	(34)	(18)	52	34.6	149	143	292	49.0
	1958	(124)	(130)	254	51.2	37	24	61	39.3	161	154	315	48.9
	1959	(131)	(135)	(266)	(50.8)	(40)	(26)	(66)	(39.4)	171	161	332	48.5
	1960	(164)	(145)	(309)	(46.9)	(50)	(30)	80	(40.0)	(214)	(175)	389	(45.0)
Paraguay. . . . .	1938	11	—	11	—	5	—	5	—	16	—	16	—
	1949	27	—	27	—	11	—	11	—	37	—	37	—
	1955	51	—	51	—	13	—	13	—	64	—	64	—
	1956	52	—	52	—	13	—	13	—	65	—	65	—
	1957	60	—	60	—	15	—	15	—	75	—	75	—
	1958	67	—	67	—	15	—	15	—	82	—	82	—
	1959	72	—	72	—	15	—	15	—	87	—	87	—
	1960	75	—	75	—	15	—	15	—	90	—	90	—
Perú . . . . .	1938 <sup>a</sup>	31	283	314	90.1	83	240	323	74.3	114	523	637	82.1
	1949 <sup>b</sup>	33	428	461	92.8	129	460	589	78.1	162	888	1 050	84.6
	1955 <sup>c</sup>	75	491	566	86.7	279	518	797	65.0	354	1 009	1 363	74.0
	1956	73	613	686	89.4	414	525	939	55.9	487	1 138	1 625	70.0
	1957	74	614	688	89.2	420	560	980	57.1	494	1 174	1 668	70.4
	1958	76	798	874	91.3	349	769	1 118	68.8	425	1 567	1 992	78.7
	1959	(191)	(780)	(971)	(80.3)	(663)	578	(1 241)	(46.6)	854	1 358	2 212	61.4
	1960	(250)	(897)	1 147	(78.2)	(700)	(654)	1 354	(48.3)	(950)	(1 551)	2 501	62.0
Uruguay . . . . .	1938	234	—	234	—	—	—	—	—	234	—	234	—
	1949	88	485	573	84.6	—	—	—	—	88	485	573	84.6
	1955	344	678	1 022	66.3	—	—	—	—	344	678	1 022	66.3
	1956	550	516	1 066	48.4	—	—	—	—	550	516	1 066	48.4
	1957	604	550	1 154	47.7	—	—	—	—	604	550	1 134	47.8
	1958	476	760	1 236	61.5	—	—	—	—	476	760	1 236	61.5
	1959	916	259	1 175	22.0	—	—	—	—	916	259	1 175	22.0
	1960	(450)	(800)	(1 250)	(64.0)	—	—	—	—	(450)	(800)	(1 250)	(64.0)
Venezuela. . . . .	1938	(78)	(34)	112	(30.4)	(125)	—	(125)	—	(203)	(34)	(237)	(14.3)
	1949	321	134	455	29.5	(556)	—	(556)	—	(877)	(134)	(1 011)	13.3
	1955	1 095	181	1 276	14.2	(1 112)	—	(1 112)	—	(2 207)	(181)	(2 388)	7.6
	1956	1 306	195	1 501	13.0	1 206	—	1 206	—	2 512	195	2 707	7.2
	1957	1 752	156	1 908	8.2	(1 195)	—	(1 195)	—	(2 947)	(156)	(3 103)	5.0
	1958	2 112	138	2 250	6.1	(1 541)	—	(1 541)	—	(3 653)	(138)	(3 791)	3.4
	1959	2 620	100	2 720	3.7	(1 590)	—	(1 590)	—	(4 210)	(100)	(4 310)	(2.3)
	1960	2 878	95	2 973	3.2	(1 727)	—	(1 727)	—	(4 605)	95	(4 700)	(2.0)

(Continúa)

**Cuadro E (Continuación)**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
 (Millones de kWh)

País	Año	Servicio público				Servicio privado				Total			
		Térmica	Hidráulica	Total	Porcientos de hidráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcientos de hidráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcientos de hidráulica
Costa Rica . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	(30)	(55)	(85)	64.7
	1949	—	158	158	100.0	(10)	(14)	24	(58.3)	(10)	(172)	182	94.5
	1955	33	232	265	87.5	(12)	(19)	31	(61.3)	(45)	(251)	296	84.8
	1956	55	241	296	81.4	(13)	(19)	32	(59.4)	(68)	(260)	328	79.3
	1957	85	232	317	73.2	(12)	(18)	30	(60.0)	(97)	(250)	347	72.0
	1958	63	274	337	81.3	(11)	(17)	28	(60.7)	(74)	(291)	365	79.7
	1959	26	334	360	92.8	10	13	23	(56.5)	36	347	383	90.6
1960	30	340	370	91.9	20	20	40	50.0	50	360	410	87.8	
Cuba <sup>a</sup> . . . . .	1938	(317)	(7)	324	2.2	(200)	—	(200)	—	(517)	(7)	(524)	(1.3)
	1949	741	13	754	1.7	444	—	444	—	1 185	13	1 198	1.1
	1955	1 310	14	1 324	1.1	518	—	518	—	1 828	14	1 842	0.8
	1956	1 453	11	1 464	0.8	599	—	599	—	2 052	11	2 063	0.5
	1957	1 630	13	1 643	0.8	714	—	714	—	2 344	13	2 357	0.5
	1958	1 856	11	1 867	0.6	721	—	721	—	2 577	11	2 588	0.4
	1959	2 066	7	2 073	0.3	733	—	733	—	2 799	7	2 806	0.3
1960	2 080	20	2 100	1.0	800	—	800	—	2 880	20	2 900	0.7	
El Salvador . . . .	1938	...	...	...	...	...	(—)	...	—	(4)	(24)	(28)	
	1949 <sup>o</sup>	28	38	66	57.6	(22)	(—)	22	—	(50)	(38)	88	43.2
	1955	3	128	131	97.7	(14)	(—)	14	—	(17)	(128)	145	88.3
	1956	3	152	155	98.1	(10)	(—)	10	—	(13)	(152)	165	92.1
	1957	3	174	177	98.3	(8)	(—)	8	—	(11)	(174)	185	94.1
	1958	3	203	206	98.5	(7)	(—)	7	—	(9)	(204)	213	95.8
	1959	3	227	228	99.6	7	(—)	7	—	8	227	235	96.6
1960	1	(239)	(240)	(99.6)	7	(—)	7	—	8	(239)	(247)	(96.8)	
Guatemala . . . . .	1938	—	31	31	100.0	(11)	(—)	(11)	—	(11)	(31)	(42)	(73.8)
	1949 <sup>o</sup>	20	71	91	78.0	(23)	(—)	23	—	(43)	(71)	114	62.3
	1955	33	100	133	75.2	(32)	(—)	32	—	(65)	(100)	165	60.6
	1956	36	101	137	73.7	(34)	(—)	34	—	(70)	(101)	171	59.1
	1957	55	100	155	64.5	(38)	(—)	38	—	(93)	(100)	193	51.8
	1958	72	106	178	59.6	41	(—)	41	—	(114)	(106)	219	48.4
	1959	95	106	201	52.7	42	(—)	42	—	137	106	243	43.6
1960	(100)	(110)	(210)	(52.4)	(50)	—	(50)	—	150	110	260	42.3	
Haití . . . . .	1938	...	—	...	—	...	—	...	—	...	—	(24)	
	1949	...	—	...	—	...	—	...	—	...	—	(40)	
	1955	23	—	23	—	...	—	...	—	...	—	(60)	
	1956	26	—	26	—	...	—	...	—	...	—	(70)	
	1957	38	—	38	—	...	—	...	—	...	—	(80)	
	1958	47	—	47	—	...	—	...	—	...	—	(90)	
	1959	(49)	—	(49)	—	...	—	...	—	...	—	(90)	
1960	(60)	—	(60)	—	...	—	...	—	...	—	(90)		

(Continúa)

**Cuadro E (Continuación)**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
*(Millones de kWh)*

País	Año	Servicio público				Servicio privado				Total			
		Térmica	Hidráulica	Total	Porcien- tos de hi- dráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcien- tos de hi- dráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcien- tos de hi- dráulica
Honduras . . . . .	1938	...	...	...	...	(-)	...	-	...	...	(34)	...	
	1949 <sup>e</sup>	9	4	13	30.8	(37)	(-)	37	-	(46)	(4)	50	(8.0)
	1955	19	5	24	20.8	(37)	(-)	37	-	(56)	(5)	61	(8.2)
	1956	21	7	28	25.0	(40)	(-)	40	-	(61)	(7)	68	(10.3)
	1957	22	9	31	29.0	(42)	(-)	42	-	(64)	(9)	73	(14.3)
	1958	24	11	35	31.4	(42)	(-)	42	-	(66)	(11)	77	(14.3)
	1959	20	12	42	28.6	(44)	(-)	(44)	-	(74)	(12)	86	(14.0)
1960	(35)	(15)	(50)	(30.0)	(45)	(-)	(45)	-	(80)	(15)	(95)	(15.8)	
México . . . . .	1938	(520)	(1 600)	2 120	(75.5)	(121)	(271)	392	...	641	1 871	2 512	74.5
	1949	(1 500)	(2 013)	3 513	(57.3)	(743)	(72)	815	...	2 243	2 085	4 328	48.2
	1955	(2 340)	(3 276)	5 616	(58.3)	(1 215)	(171)	1 386	...	3 555	3 447	7 002	49.2
	1956	(2 276)	(3 979)	6 255	(63.6)	(1 400)	(172)	1 572	...	3 676	4 151	7 827	53.0
	1957	3 266	3 498	6 764	51.7	1 520	169	1 689	10.0	4 786	3 667	8 543	43.4
	1958	3 250	4 156	7 406	56.1	1 511	140	1 651	8.5	4 761	4 296	9 057	47.4
	1959	2 190	5 707	7 897	72.3	1 710	193	1 903	10.1	3 900	5 900	9 800	60.2
1960	3 624	4 965	8 589	(57.8)	1 955	184	(2 139)	8.6	5 579	5 149	10 728	48.0	
Nicaragua . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...	(51)	...	
	1949 <sup>e</sup>	22	2	24	8.3	(36)	(29)	65	44.6	(58)	(31)	89	34.8
	1955	46	2	48	4.2	(42)	(34)	76	44.7	(88)	(36)	124	29.0
	1956	50	2	52	3.8	(44)	(36)	80	45.0	(94)	(38)	132	28.8
	1957	56	3	59	5.0	(44)	(36)	80	45.0	(100)	(39)	139	28.1
	1958	66	3	69	4.3	(44)	(37)	81	45.7	(110)	(40)	150	26.7
	1959	91	3	94	3.2	(44)	(36)	80	45.0	(135)	(39)	174	(22.4)
1960	(97)	3	(100)	3.0	(42)	(38)	(80)	47.5	(139)	(41)	(180)	(22.8)	
Panamá <sup>f</sup> . . . . .	1938	30	...	30	...	5	-	5	-	35	...	35	...
	1949	75	...	75	...	6	-	6	-	81	...	81	...
	1955	114	...	114	...	20	-	20	-	134	...	134	...
	1956	124	...	124	...	21	-	21	-	145	...	145	...
	1957	137	13	150	8.7	22	-	22	-	159	13	172	7.6
	1958	168	14	182	7.7	23	-	23	-	191	14	205	6.8
	1959	187	16	203	7.9	25	-	25	-	212	16	228	7.0
1960	(194)	(16)	(210)	(7.6)	(25)	-	(25)	-	(219)	(16)	(235)	6.8	
Rep. Dominicana .	1938	24	-	24	-	-	-	-	-	(24)	-	(24)	-
	1949	71	-	71	-	75	-	75	-	146	-	146	-
	1955	115	-	115	-	80	-	80	-	195	-	195	-
	1956	155	-	155	-	77	-	77	-	232	-	232	-
	1957	176	-	176	-	82	-	82	-	258	-	258	-
	1958	225	-	225	-	59	-	59	-	284	-	284	-
	1959	(257)	-	(257)	-	(59)	-	(59)	-	316	-	316	-
1960	270	-	270	-	80	-	80	-	350	-	350	-	

(Continúa)

**Cuadro E (Continuación)**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
*(Millones de kWh)*

País	Año	Servicio público				Servicio privado				Total			
		Térmica	Hidráulica	Total	Porcientos de hidráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcientos de hidráulica	Térmica	Hidráulica	Total	Porcientos de hidráulica
Guayana Británica.	1938	(12)	—	(12)	—	(17)	—	(17)	—	(29)	—	(29)	—
	1949	14	—	14	—	(21)	—	(21)	—	(35)	—	(35)	—
	1955	31	—	31	—	24	—	24	—	55	—	55	—
	1956	34	—	34	—	26	—	26	—	60	—	60	—
	1957	39	—	39	—	28	—	28	—	67	—	67	—
	1958	44	—	44	—	26	—	26	—	70	—	70	—
	1959	(49)	—	(49)	—	(26)	—	(26)	—	(75)	—	(75)	—
	1960	(64)	—	(64)	—	(26)	—	(26)	—	90	—	90	—
Indias Occidentales	1938	...	...	...	...	...	—	...	—	...	...	(87)	...
	1949 <sup>g</sup>	71	25	96	26.0	(152)	—	(152)	—	(223)	(25)	(248)	10.1
	1955	175	80	255	31.4	159	—	159	—	334	80	414	19.3
	1956	208	88	296	29.7	177	—	177	—	385	88	473	18.6
	1957	258	86	344	25.0	178	—	178	—	436	86	522	16.5
	1958	309	85	394	21.6	197	—	197	—	506	85	591	14.4
	1959	(348)	(86)	(434)	(19.8)	(197)	—	(197)	—	(545)	(86)	(631)	13.6
	1960	392	88	480	18.3	215	—	215	—	607	88	695	12.7
Surinam . . . . .	1938	(4)	—	(4)	—	(6)	—	(6)	—	(10)	—	(10)	—
	1949 <sup>g</sup>	5	—	5	—	(20)	—	(20)	—	(25)	—	(25)	—
	1955	18	—	18	—	25	—	25	—	43	—	43	—
	1956	21	—	21	—	30	—	30	—	51	—	51	—
	1957	24	—	24	—	37	—	37	—	61	—	61	—
	1958	22	—	22	—	35	—	35	—	57	—	57	—
	1959	24	—	24	—	37	—	37	—	61	—	61	—
	1960	(26)	—	(26)	—	(40)	—	(40)	—	(66)	—	(66)	—
América Latina . .	1938	3 704	2 937	6 541 <sup>h</sup>	43.4	1 835	811	2 646 <sup>h</sup>	30.7	(6 270)	6 284	12 554	50.1
	1949	7 465	5 292	12 757 <sup>i</sup>	41.5	4 399	1 406	5 805 <sup>i</sup>	24.2	(12 781)	13 545	26 326	51.4
	1955	14 955	18 594	33 549	55.4	6 469	2 518	8 987 <sup>j</sup>	28.0	21 461	21 112	42 573	49.6
	1956	15 552	21 961	37 513	58.5	7 201	2 572	9 773 <sup>j</sup>	26.3	22 797	24 533	47 330	51.8
	1957	17 047	23 825	40 872	58.3	8 308	2 630	10 938 <sup>j</sup>	24.0	25 396	26 456	51 852	51.0
	1958	18 212	27 908	46 120	60.5	9 062	2 948	12 010 <sup>j</sup>	24.5	27 317	30 856	58 173	53.0
	1959	19 894	29 835	49 729	60.0	9 972	2 832	12 804 <sup>j</sup>	22.1	29 907	32 667	62 643	52.2
	1960	22 492	30 631	53 123	57.7	11 005	3 000	14 005	21.4	33 497	33 631	67 128	50.1

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones diversas, elaboradas por la CEPAL.

a 1940.

b 1952.

c 1954.

d Para la generación hidráulica sólo se pudieron obtener los datos correspondientes a la Cía. Cubana de Electricidad y a Hernández y Hno. (Pinar del Río).

e 1950.

f No incluye la Zona del Canal por falta de informaciones.

g 1948.

h Excluye Brasil, Ecuador, Costa Rica, El Salvador, Haití, Honduras, Nicaragua e Indias Occidentales.

i Excluye Brasil, Ecuador y Haití.

j Excluye Haití.

## Cuadro F

## AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO NETO DE COMBUSTIBLES COMERCIALES

(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)

País	Año	Petróleo crudo		Derivados del petróleo		Carbón mineral		Gas natural		Total	
		Producción	Consumo <sup>a</sup>	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción bruta	Consumo neto
Argentina . . . . .	1938	2 443	3 190	2 697	4 013	1	1 974	454	342	2 898	6 329
	1949	3 232	5 172	4 175	6 696	70	1 277	578	380	3 880	8 353
	1955	4 365	8 583	7 152	10 295	103	1 133	926	605	5 394	12 033
	1956	4 437	8 663	7 218	10 894	117	1 093	999	643	5 553	12 630
	1957	4 858	10 780	9 210	11 901	166	975	1 231	716	6 255	13 592
	1958	5 102	11 731	10 611	13 153	161	942	1 439	754	6 702	14 849
	1959	6 384	(11 235)	10 449	(11 565)	174	1 108	(1 425)	(750)	7 983	(13 423)
	1960	9 160	...	11 575	13 314	163	862	3 175	1 216	12 498	13 592
Bolivia . . . . .	1938	17	17	16	46	—	22	—	—	17	68
	1949	86	78	72	136	—	8	—	—	86	144
	1955	332	274	254	245	—	4	—	—	332	249
	1956	394	365	339	294	—	7	—	—	394	301
	1957	446	339	309	268	—	5	—	—	446	273
	1958	429	315	284	262	—	5	—	—	429	267
	1959	413	(302)	(281)	(258)	—	5	—	—	413	(263)
	1960	420	—	—	283	—	—	—	—	420	283
Brasil . . . . .	1938 <sup>b</sup>	—	—	—	1 275	413	1 343	—	—	413	2 618
	1949	15	63	61	3 552	781	1 329	—	—	796	4 881
	1955	276	3 526	3 267	8 402	830	1 462	61 <sup>c</sup>	61 <sup>c</sup>	1 167	9 925
	1956	555	5 577	5 097	9 482	814	1 412	73 <sup>c</sup>	73 <sup>c</sup>	1 442	10 967
	1957	1 382	6 329	5 768	8 869	785	1 416	138 <sup>c</sup>	138 <sup>c</sup>	2 305	10 423
	1958	2 587	6 916	6 257	10 124	695	1 352	261 <sup>c</sup>	261 <sup>c</sup>	3 543	11 737
	1959	3 226	7 826	6 967	11 256	680	1 193	372	372	4 278	12 821
	1960	4 049	8 953	8 022	11 758	677	1 297	465	465	5 191	13 528
Colombia . . . . .	1938	3 088	457	430	397	255	250	—	—	3 343	647
	1949	4 253	1 325	1 244	1 039	586	552	—	—	4 839	1 591
	1955	5 814	2 014	1 776	2 077	1 129	1 098	12 <sup>c d</sup>	12 <sup>c d</sup>	6 955	3 187
	1956	6 314	2 188	1 914	2 185	1 220	1 220	17 <sup>c d</sup>	17 <sup>c d</sup>	7 551	3 422
	1957	6 533	4 948	2 324	2 319	1 220	1 220	20 <sup>c d</sup>	20 <sup>c d</sup>	7 773	3 559
	1958	6 487	3 372	2 921	2 415	1 489	1 489	21 <sup>c d</sup>	21 <sup>c d</sup>	7 997	3 925
	1959	7 665	3 567	3 311	2 360	(1 593)	(1 593)	28 <sup>d</sup>	24 <sup>d</sup>	(9 286)	(3 977)
	1960	7 717	3 430	3 373	2 495	1 586	1 586	...	...	...	...
Chile. . . . .	1938	—	—	—	705	1 328	1 277	—	—	1 328	1 982
	1949	7	—	—	1 205	1 392	1 283	4	—	1 403	2 488
	1955	336	636	584	1 860	1 498	1 684	406	3 <sup>d</sup>	2 240	3 547
	1956	462	878	870	1 800	1 481	1 528	511	2 <sup>d</sup>	2 454	3 330
	1957	565	954	915	1 833	1 351	1 423	693	9 <sup>d</sup>	2 609	3 265
	1958	726	1 089	1 032	1 860	1 288	1 360	1 162	13 <sup>d</sup>	3 176	3 233
	1959	838	1 139	1 075	2 112	1 213	1 219	1 579	19	3 630	3 350
	1960	974	1 441	1 133	2 187	856	1 103	...	...	...	...

(Continúa)

**Cuadro F (Continuación)**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO NETO DE COMBUSTIBLES COMERCIALES**  
*(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)*

País	Año	Petróleo crudo		Derivados del petróleo		Carbón mineral		Gas natural		Total	
		Producción	Consumo <sup>a</sup>	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción bruta	Consumo neto
Ecuador. . . . .	1938	297	51	47	50	—	—	—	—	297	50
	1949	338	230	215	216	—	—	—	—	338	216
	1955	487	305	289	347	—	—	—	—	487	347
	1956	472	320	294	371	—	—	—	—	472	371
	1957	441	324	296	385	—	—	—	—	441	385
	1958	430	375	341	399	—	—	—	—	430	399
	1959	364	(325)	(302)	(403)	—	—	—	—	364	(403)
1960	365	—	—	477	—	—	—	—	365	477	
Paraguay . . . . .	1938	—	—	—	8	—	—	—	—	—	8
	1949	—	—	—	21	—	—	—	—	—	21
	1955	—	—	—	(62)	—	—	—	—	—	62
	1956	—	—	—	62	—	—	—	—	—	62
	1957	—	—	—	72	—	—	—	—	—	72
	1958	—	—	—	(82)	—	—	—	—	—	82
	1959	—	—	—	(82)	—	—	—	—	—	82
1960	—	—	—	96	—	—	—	—	—	96	
Perú . . . . .	1938 <sup>e</sup>	1 717	1 040	971	491	80	81	1 c d	1 c d	1 798	573
	1949 <sup>f</sup>	2 372	2 093	1 956	1 353	185	143	4 c d	4 c d	2 561	1 500
	1955 <sup>g</sup>	2 397	2 250	2 069	1 575	171	93	6 c d	6 c d	2 574	1 674
	1956	2 660	2 332	2 179	1 803	104	99	7 c d	7 c d	2 771	1 909
	1957	2 677	2 400	2 219	1 949	103	75	8 c d	8 c d	2 788	2 032
	1958	2 616	2 494	2 309	1 953	141	139	7 c d	7 c d	2 764	2 099
	1959	2 409	2 320	2 160	1 850	114	82	8	8	2 531	1 940
1960	2 532	—	—	—	106	97	—	—	—	—	
Uruguay. . . . .	1938	—	221	191	388	—	170	—	—	—	558
	1949	—	742	683	695	—	82	—	—	—	777
	1955	—	1 172	1 099	1 030	—	76	—	—	—	1 106
	1956	—	1 119	1 042	1 163	—	67	—	—	—	1 230
	1957	—	1 160	1 074	1 111	—	64	—	—	—	1 175
	1958	—	1 177	1 093	1 139	—	68	—	—	—	1 207
	1959	—	1 196	1 112	1 288	—	(70)	—	—	—	1 358
1960	—	...	...	1 284	—	80	—	—	—	...	
Venezuela. . . . .	1938	27 543	1 417	1 337	540	4	18	2 810	...	30 357	558
	1949	70 741	7 958	7 556	2 659	1	16	12 237	947	82 979	3 622
	1955	115 558	29 037	25 680	5 201	21	21	21 148	2 391	136 727	7 613
	1956	131 958	33 823	29 635	6 068	20	22	24 053	2 605	156 031	8 695
	1957	148 378	37 745	31 958	6 959	22	23	27 948	3 153	176 348	10 135
	1958	139 067	39 069	33 908	6 370	24	25	27 420	3 420	166 511	9 815
	1959	147 939	44 093	38 451	6 552	22	(25)	27 697	3 647	175 658	10 224
1960	152 364	47 232	41 426	6 114	23	24	27 458	4 009	179 845	10 147	

(Continúa)



**Cuadro F (Continuación)**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO NETO DE COMBUSTIBLES COMERCIALES**  
*(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)*

País	Año	Petróleo crudo		Derivados del petróleo		Carbón mineral		Gas natural		Total	
		Producción	Consumo <sup>a</sup>	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción bruta	Consumo neto
Costa Rica . . . .	1938	—	—	—	39	—	—	—	—	—	39
	1949	—	—	—	83	—	—	—	—	—	83
	1955	—	—	—	113	—	—	—	—	—	113
	1956	—	—	—	155	—	—	—	—	—	155
	1957	—	—	—	152	—	—	—	—	—	152
	1958	—	—	—	149	—	—	—	—	—	149
	1959	—	—	—	159	—	—	—	—	—	159
Cuba . . . . .	1938	11	121	112	564	—	231	—	—	11	795
	1949	30	253	210	1 616	—	33	—	18	30	1 667
	1955	40	444	403	2 437	—	44	—	24	40	2 505
	1956	64	424	394	614	—	29	—	25	64	2 668
	1957	46	1 959	1 189	2 821	—	110	—	25	46	2 956
	1958	42	3 694	3 417	2 949	—	50	—	24	42	3 023
	1959	30	3 680	3 438	3 126	—	36	—	25	30	3 187
1960	—	4 031	3 749	3 631	—	35	—	26	...	3 691	
El Salvador . . . .	1938	—	—	—	28	—	—	—	—	—	28
	1949	—	—	—	79	—	—	—	—	—	79
	1955	—	—	—	147	—	—	—	1 <sup>h</sup>	—	148
	1956	—	—	—	167	—	—	—	1 <sup>h</sup>	—	168
	1957	—	—	—	181	—	—	—	1 <sup>h</sup>	—	182
	1958	—	—	—	184	—	—	—	1 <sup>h</sup>	—	185
	1959	—	—	—	195	—	—	—	1	—	196
Guatemala . . . .	1938	—	—	—	83	—	—	—	—	—	83
	1949	—	—	—	235	—	—	—	—	—	235
	1955	—	—	—	316	—	—	—	—	—	316
	1956	—	—	—	334	—	—	—	—	—	334
	1957	—	—	—	323	—	—	—	—	—	323
	1958	—	—	—	384	—	—	—	—	—	384
	1959	—	—	—	(403)	—	—	—	—	—	(403)
Haití . . . . .	1938	—	—	—	11	—	...	—	—	—	11
	1949	—	—	—	18	—	—	—	—	—	18
	1955	—	—	—	85	—	—	—	—	—	85
	1956	—	—	—	81	—	—	—	—	—	81
	1957	—	—	—	75	—	—	—	—	—	75
	1958	—	—	—	93	—	—	—	—	—	93
	1959	—	—	—	102	—	—	—	—	—	102

(Continúa)

**Cuadro F (Continuación)**  
**AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO NETO DE COMBUSTIBLES COMERCIALES**  
*(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)*

País	Año	Petróleo crudo		Derivados del petróleo		Carbón mineral		Gas natural		Total	
		Producción	Consumo <sup>a</sup>	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción bruta	Consumo neto
Honduras . . . .	1938	—	—	—	112	—	—	—	—	—	112
	1949	—	—	—	127	—	—	—	—	—	127
	1955	—	—	—	146	—	—	—	—	—	146
	1956	—	—	—	150	—	—	—	—	—	150
	1957	—	—	—	191	—	—	—	—	—	191
	1958	—	—	—	193	—	—	—	—	—	193
	1959	—	—	—	(206)	—	—	—	—	—	(206)
México . . . . .	1938	5 510	6 179	5 457	2 523	586	596	1 012	350	7 108	3 469
	1949	8 715	8 145	7 452	6 231	576	630	1 185	783	10 476	7 644
	1955	12 792	11 725	10 923	8 939	719	762	2 969	1 381	16 480	11 082
	1956	13 007	11 723	10 760	9 179	754	793	3 076	1 437	16 837	11 409
	1957	12 696	12 338	11 429	10 984	762	802	3 997	1 646	17 455	13 432
	1958	13 850	13 616	12 314	11 635	793	822	5 220	1 723	19 863	14 180
	1959	15 132	14 038	12 567	12 722	1 095	1 095	8 115	2 471	24 301	16 288
	1960	15 560	14 845	12 589	12 753	1 139	1 171	8 400	3 144	25 103	17 068
Nicaragua . . . .	1938	—	—	—	20	—	—	—	—	—	20
	1949	—	—	—	62	—	—	—	—	—	62
	1955	—	—	—	128	—	—	—	—	—	128
	1956	—	—	—	121	—	—	—	—	—	121
	1957	—	—	—	137	—	—	—	—	—	137
	1958	—	—	—	193	—	—	—	—	—	(193)
	1959	—	—	—	(212)	—	—	—	—	—	(212)
Panamá . . . . .	1938	—	—	—	32	—	—	—	—	—	32
	1949	—	—	—	158	—	—	—	—	—	158
	1955	—	—	—	291	—	—	—	—	—	291
	1956	—	—	—	281	—	—	—	—	—	281
	1957	—	—	—	336	—	—	—	—	—	336
	1958	—	—	—	480	—	—	—	—	—	480
	1959	—	—	—	339	—	—	—	—	—	339
	1960	—	—	—	342	—	—	—	—	—	342
Rep. Dominicana.	1938	—	—	—	53	—	—	—	—	—	53
	1949	—	—	—	107	—	—	—	—	—	107
	1955	—	—	—	266	—	—	—	—	—	266
	1956	—	—	—	285	—	—	—	—	—	285
	1957	—	—	—	299	—	—	—	—	—	299
	1958	—	—	—	310	—	—	—	—	—	310
	1959	—	—	—	348	—	—	—	—	—	348

(Continúa)

Cuadro F (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO NETO DE COMBUSTIBLES COMERCIALES

(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)

País	Año	Petróleo crudo		Derivados del petróleo		Carbón mineral		Gas natural		Total	
		Producción	Consumo <sup>a</sup>	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción bruta	Consumo neto
Guayana Británica	1938	—	—	—	15	—	—	—	—	—	15
	1949	—	—	—	70	—	—	—	—	—	70
	1955	—	—	—	161	—	—	—	—	—	161
	1956	—	—	—	174	—	—	—	—	—	174
	1957	—	—	—	168	—	—	—	—	—	168
	1958	—	—	—	155	—	—	—	—	—	155
	1959	—	—	—	185	—	—	—	—	—	185
	1960	—	—	—	187	—	—	—	—	—	187
Indias Occident.	1938	1 809	2 374	2 198	161	—	—	350	350	2 159	511
	1949	3 142	4 351	4 029	296	—	—	419	419	3 561	715
	1955	3 600	5 702	5 280	870	—	—	426	426	7 587	1 296
	1956	4 170	6 404	5 930	640	—	—	471	471	4 641	1 111
	1957	4 910	7 204	6 670	950	—	—	516	516	5 426	1 466
	1958	5 320	8 338	7 720	970	—	—	568	568	5 888	1 538
	1959	5 940	(9 314)	(8 615)	(1 082)	—	—	621	621	6 561	(1 703)
	1960	6 048	...	...	1 116	—	—	658	658	...	...
Surinam . . . .	1938	—	—	—	10	—	—	—	—	—	10
	1949	—	—	—	48	—	—	—	—	—	48
	1955	—	—	—	97	—	—	—	—	—	97
	1956	—	—	—	103	—	—	—	—	—	103
	1957	—	—	—	116	—	—	—	—	—	116
	1958	—	—	—	110	—	—	—	—	—	110
	1959	—	—	—	123	—	—	—	—	—	123
	1959	—	—	—	123	—	—	—	—	—	123
América Latina .	1938	42 435	15 067	13 456	11 564	2 667	5 962	4 627	1 043	49 729	18 569
	1949	92 931	30 410	27 853	26 702	3 591	5 353	14 427	2 551	110 949	34 606
	1955	145 997	65 666	58 776	45 090	4 471	6 377	25 954	4 910	176 422	56 377
	1956	164 493	73 816	65 672	48 406	4 510	6 270	29 207	5 281	198 210	59 957
	1957	182 932	86 480	73 961	52 399	4 409	6 113	34 551	6 232	221 892	64 744
	1958	176 656	92 186	82 207	55 562	4 591	6 252	36 098	6 792	217 345	68 606
	1959	190 340	99 935	88 128	56 930	4 850	6 421	39 845	7 938	235 035	71 289

FUENTE: Estadísticas oficiales, elaboradas por la CEPAL.

NOTA: En los países que no muestran cantidades de producción y consumo, éstos son nulos o muy pequeños, como sucede en varios países que consumen carbón en cantidades reducidas.

a Ingresado a refinería.

b 1939.

c Se supone que la producción es igual al consumo.

d Gases licuados: propano y butano.

e 1940.

f 1952.

g 1954.

h Importación de propano y butano

## Cuadro G

## AMERICA LATINA: CONSUMO E IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES

(Expresado en petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)

País	Año	Generación total térmica (Millones de kWh)	Consumo de combustibles			Importación total de com- bustibles (Miles de to- neladas) <sup>c</sup>
			Total <sup>a</sup> (Miles de toneladas)	Para generar electricidad <sup>b</sup>		
				Miles de toneladas	En porción- tos del total	
Argentina . . . . .	1938	2 646	6 329	998	15.8	4 036
	1949	4 819	8 353	2 024	24.2	5 668
	1955	6 486	12 033	2 400	19.9	8 391
	1956	6 851	12 630	2 535	20.1	8 878
	1957	7 760	13 592	2 871	21.1	9 422
	1958	8 754	14 849	3 240	21.8	9 952
	1959	9 210	(13 423)	3 304	24.6	(6 901)
Bolivia . . . . .	1938	37	68	13	19.1	52
	1949	52	144	18	12.5	72
	1955	53	249	19	7.6	4
	1956	84	301	29	9.6	7
	1957	93	273	33	12.1	5
	1958	58	267	20	7.5	5
	1959	(80)	(263)	28	10.6	5
Brasil . . . . .	1938 <sup>d</sup>	487	3 023	292	9.7	2 205
	1949	845	4 881	524	10.7	4 087
	1955	3 050	9 925	1 342	13.5	9 017
	1956	2 739	10 967	1 205	11.0	10 005
	1957	2 087	10 423	918	8.8	8 679
	1958	2 281	11 732	1 100	9.4	8 853
	1959	3 239	12 821	1 415	11.0	9 402
Colombia . . . . .	1938	128	647	68	10.5	—
	1949	370	1 591	152	9.6	—
	1955	770	3 187	293	9.2	301
	1956	880	3 422	334	9.8	271
	1957	950	3 559	361	10.1	—
	1958	1 020	3 925	388	9.9	—
	1959	1 112	3 977	423	10.6	—
Chile . . . . .	1938	894	1 982	581	29.3	705
	1949	1 313	2 488	775	31.1	1 205
	1955	1 519	3 547	668	18.8	1 762
	1956	1 513	3 330	666	20.0	1 393
	1957	1 682	3 265	740	22.7	1 379
	1958	1 498	3 233	659	20.4	1 263
	1959	1 669	3 350	734	21.1	1 344
Ecuador . . . . .	1938	14	50	5	10.0	3
	1949	33	216	12	5.6	1
	1955	139	347	49	14.1	58
	1956	139	371	49	13.2	77
	1957	149	385	52	13.5	89
	1958	161	399	56	14.0	58
	1959	171	(403)	60	14.9	(101)
Paraguay . . . . .	1938	16	11	12		8
	1949	37	21	24		21
	1955	64	62	45	72.6	62
	1956	65	62	46	74.2	62
	1957	75	72	53	73.6	72
	1958	82	82	58	70.7	82
	1959	87	82	62	75.6	82
Perú . . . . .	1938 <sup>e</sup>	114	573	83	14.5	1
	1949 <sup>f</sup>	162	1 500	118	7.9	—
	1955 <sup>g</sup>	354	1 674	205	12.2	—
	1956	487	1 909	282	14.8	—
	1957	494	2 032	287	14.1	—
	1958	425	2 099	247	11.8	—
	1959	854	1 940	495	25.5	—

(Continúa)

## Cuadro G (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: CONSUMO E IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES

(Expresado en petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)

País	Año	Generación total térmica (Millones de kWh)	Consumo de combustibles			Importación total de combustibles (Miles de toneladas) <sup>c</sup>
			Total <sup>a</sup> (Miles de toneladas)	Para generar electricidad <sup>b</sup>		
				Miles de toneladas	En porcentajes del total	
Uruguay . . . . .	1938	234	558	101	18.1	588
	1949	88	777	47	6.0	836
	1955	344	1 106	138	12.5	1 248
	1956	550	1 230	220	17.9	1 307
	1957	604	1 175	242	20.6	1 261
	1958	476	1 207	190	15.7	1 291
	1959	916	(1 358)	366	30.0	(1 442)
Venezuela . . . . .	1938	(203)	558	97	17.4	14
	1949	(877)	3 622	360	9.9	15
	1955	(2 207)	7 613	772	10.1	—
	1956	2 512	8 695	879	10.1	2
	1957	(2 947)	10 135	1 031	10.2	1
	1958	(3 653)	9 815	1 279	13.0	1
	1959	(4 210)	10 224	1 474	14.4	3
Costa Rica . . . . .	1938	(30)	39	5	12.8	39
	1949 <sup>h</sup>	10	96	7	7.3	83
	1955	(45)	113	22	19.5	113
	1956	(68)	155	30	19.4	155
	1957	(97)	152	42	27.6	152
	1958	(74)	149	34	22.8	149
	1959	36	159	15	9.4	159
Cuba. . . . .	1938	(517)	795	174	21.9	793
	1949	1 185	1 667	403	24.2	1 680
	1955	1 828	2 505	600	24.0	2 506
	1956	2 052	2 668	647	24.3	2 634
	1957	2 344	2 956	744	25.2	3 080
	1958	2 577	3 023	794	26.3	3 726
	1959	2 799	3 187	865	27.1	3 711
El Salvador. . . . .	1938	4	28	2	7.1	28
	1949 <sup>h</sup>	50	91	21	23.1	79
	1955	(17)	150	6	4.0	148
	1956	(13)	168	5	3.0	168
	1957	(11)	182	4	2.2	182
	1958	(9)	185	3	1.7	185
	1959	8	196	3	1.5	196
Guatemala . . . . .	1938	(11)	83	6	7.2	83
	1949 <sup>h</sup>	43	273	20	7.3	235
	1955	(65)	316	27	8.5	316
	1956	(70)	334	29	8.7	334
	1957	(93)	323	37	11.5	323
	1958	(114)	384	46	12.0	384
	1959	137	(403)	55	13.6	(403)
Haití. . . . .	1938	(24)	11	11	100.0	11
	1949	(40)	18	16	88.9	18
	1955	60 <sup>i</sup>	85	25	32.9	85
	1956	70 <sup>i</sup>	81	29	38.2	81
	1957	80 <sup>i</sup>	75	34	53.1	75
	1958	90 <sup>i</sup>	93	38	59.3	93
	1959	(90)	102	38	37.2	102
Honduras. . . . .	1938	34	112	18	16.1	112
	1949 <sup>h</sup>	46	145	22	15.2	127
	1955	(56)	146	24	17.9	146
	1956	(61)	150	26	19.4	150
	1957	(64)	191	27	16.9	191
	1958	(66)	193	28	19.9	193
	1959	(74)	206	31	15.0	(206)

(Continúa)

## Cuadro G (Continuación)

## AMERICA LATINA: CONSUMO E IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES

(Expresado en petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías/kg)

País	Año	Generación total térmica (Millones de kWh)	Consumo de combustibles		Importación total de combustibles (Miles de toneladas) <sup>c</sup>	
			Total <sup>a</sup> (Miles de toneladas)	Para generar electricidad <sup>b</sup>		
				Miles de toneladas		En porcentajes del total
México . . . . .	1938	641	3 469	340	9.8	679
	1949	2 243	7 644	1 122	14.7	54
	1955	3 555	11 082	1 742	15.7	43
	1956	3 676	11 409	1 801	15.8	39
	1957	4 786	13 432	2 345	17.4	40
	1958	4 761	14 180	2 333	16.4	29
	1959	3 900	16 288	1 911	11.7	196
Nicaragua . . . . .	1938	51	22	21	95.5	20
	1949 <sup>h</sup>	(58)	68	25	36.7	62
	1955	(88)	128	31	24.2	128
	1956	(94)	121	34	28.1	121
	1957	(100)	137	36	26.3	137
	1958	(110)	193	42	21.8	193
	1959	(135)	(212)	52	24.5	(212)
Panamá . . . . .	1938	35	32	16	50.0	32
	1949	81	158	35	22.2	158
	1955	134	291	60	20.6	291
	1956	145	281	65	23.1	281
	1957	159	336	72	21.4	336
	1958	191	480	71	14.8	480
	1959	212	339	89	26.3	339
República Dominicana . . . . .	1938	24	54	13	24.1	53
	1949	146	107	33	30.8	107
	1955	195	266	82	30.8	266
	1956	232	286	97	33.9	286
	1957	258	299	108	36.1	299
	1958	284	311	119	38.3	310
	1959	316	348	128	36.8	348
Guayana Británica . . . . .	1938	(29)	30 <sup>i</sup>	15	50.0	15
	1949	(35)	113 <sup>i</sup>	16	14.2	70
	1955	55	160 <sup>i</sup>	23	14.4	161
	1956	60	173 <sup>i</sup>	25	14.5	174
	1957	67	166 <sup>i</sup>	28	16.9	168
	1958	70	154 <sup>i</sup>	29	18.8	155
	1959	(75)	185	32	17.3	185
Indias Occidentales . . . . .	1938	87	264 <sup>i</sup>	44	16.7	565
	1949	223	508 <sup>i</sup>	105	20.7	1 209
	1955	334	749 <sup>i</sup>	140	18.7	2 102
	1956	385	537 <sup>i</sup>	162	30.2	2 234
	1957	436	800 <sup>i</sup>	183	22.9	2 294
	1958	506	813 <sup>i</sup>	213	26.2	3 018
	1959	(545)	(830)	229	27.6	(3 374)
Surinam . . . . .	1938	(10)	19 <sup>i</sup>	5	26.3	10
	1949	(25)	77 <sup>i</sup>	12	15.6	48
	1955	43	96 <sup>i</sup>	18	18.8	97
	1956	51	102 <sup>i</sup>	21	20.6	103
	1957	61	109 <sup>i</sup>	26	23.9	116
	1958	57	109 <sup>i</sup>	26	23.9	110
	1959	61	123	28	22.8	123
América Latina . . . . .	1938	6 270	18 757	2 920	15.6	—
	1949	12 781	34 558	5 891	17.1	—
	1955	21 461	55 830	8 731	15.6	—
	1956	22 797	59 382	9 216	15.5	—
	1957	25 396	64 069	10 273	16.0	—
	1958	27 317	67 755	11 013	16.3	—
	1959	29 907	70 419	11 822	16.8	—

FUENTE: Informaciones directas, elaboradas por la CEPAL, salvo otra indicación.

a Solamente combustibles comerciales, es decir, carbón mineral e hidrocarburos.

b Estimaciones realizadas a base de la energía generada y de los rendimientos térmicos de las principales empresas en cada país.

c La importación total de combustibles se calculó como la diferencia entre "consumo" y "producción" de los combustibles comerciales: petróleo crudo, derivados del petróleo, carbón mineral y gas natural del cuadro F de este mismo anexo.

d 1939.

e 1940.

f 1952.

g 1954.

h 1950.

i U. N. Statistical Papers, Serie J.

## Cuadro H

## AMÉRICA LATINA: POTENCIA INSTALADA DE SERVICIO Y GRADO DE UTILIZACIÓN

País	Año	Térmica (Miles de kW)			Hidráulica	Total	Térmica (Porcientos)			Hidráulica	Utilización (Horas)		
		A vapor	Combustión interna	Total			A vapor	Combustión interna	Total		Térmica	Hidráulica	Total
Argentina . . . . .	1938	...	...	1 146	31	1 177	...	...	97.4	2.6	1 958	2 710	1 978
	1949	...	...	1 304	40	1 344	...	...	97.0	3.0	3 132	3 975	3 157
	1955	1 182	340	1 522	97	1 619	73.0	21.0	94.0	6.0	3 670	3 258	3 645
	1956	1 211	366	1 577	132	1 709	70.9	21.4	92.3	7.7	3 755	3 598	3 743
	1957	1 511	386	1 897	229	2 126	71.1	18.1	89.2	10.8	3 332	2 389	3 230
	1958	1 512	407	1 919	260	2 179	69.4	18.7	88.1	11.9	3 496	2 558	3 384
	1959	(1 580)	(500)	2 080	290	2 370	(66.7)	(21.1)	87.8	12.2	3 418	2 207	3 270
1960	...	...	1 986	319	2 305	...	...	86.2	13.5	3 515	2 715	3 404	
Bolivia . . . . .	1938	—	2	2	17	19	—	10.5	10.5	89.5	1 000	3 647	3 368
	1949	—	3	3	38	41	—	7.3	7.3	92.7	1 333	4 237	4 024
	1955	—	3	3	52	55	—	5.5	5.5	94.5	1 333	4 077	3 927
	1956	—	5	5	62	67	—	7.5	7.5	92.5	1 000	3 387	3 209
	1957	—	6	6	62	68	—	8.8	8.8	91.2	1 333	3 339	3 162
	1958	—	6	6	70	76	—	7.9	7.9	92.1	2 080	1 400	3 289
	1959	—	(9)	(9)	(70)	(79)	—	(11.4)	(11.4)	(88.6)	(1 780)	(3 857)	(3 620)
Brasil . . . . .	1938 <sup>a</sup>	...	...	221	985	1 206	...	...	18.3	81.7	...	...	...
	1949	...	...	271	1 381	1 652	...	...	16.4	83.6	...	...	...
	1955	...	...	567	2 264	2 831	...	...	20.0	80.0	4 845	4 322	4 427
	1956	...	...	574	2 678	3 252	...	...	17.7	82.3	4 192	4 429	4 387
	1957	...	...	617	2 809	3 426	...	...	18.0	82.0	2 624	4 979	4 555
	1958	...	...	604	3 022	3 626	...	...	16.7	83.3	2 993	5 457	5 046
	1959	...	...	650	3 097	3 747	...	...	17.3	82.7	4 240	5 447	5 238
	1960	...	...	925	3 417	4 342	...	...	21.3	82.7	4 240	5 447	5 238
Colombia. . . . .	1939	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1955	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1956	...	...	144	348	492	...	...	29.3	70.7	3 194	4 741	4 289
	1957	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1958	86	91	177	453	630	13.7	14.4	28.1	71.9	2 938	4 260	3 889
	1959	...	...	(177)	(458)	(635)	...	...	(27.9)	(72.1)	(3 232)	(4 642)	(4 249)
1960	...	...	(234)	(471)	(705)	...	...	(33.2)	(66.8)	(2 607)	(4 756)	(4 042)	
Chile . . . . .	1938	...	...	(40)	(125)	(165)	...	...	24.2	75.8	(1 975)	(4 480)	3 873
	1949	...	...	119	237	356	...	...	33.4	66.6	1 109	3 759	2 874
	1955	...	...	128	410	538	...	...	23.8	76.2	2 070	3 873	3 444
	1956	...	...	130	410	540	...	...	24.1	75.9	1 600	4 239	3 604
	1957	94	24	118	410	528	17.8	4.5	22.3	77.7	1 822	4 295	3 742
	1958	94	29	123	410	533	17.6	5.5	23.1	76.9	1 293	4 624	3 856
	1959	86	28	114	482	596	...	...	19.1	80.9	895	4 477	3 792
	1960	...	...	116	483	599	...	...	19.4	80.6	1 465	4 497	3 908

(Continúa)

## Cuadro H (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: POTENCIA INSTALADA DE SERVICIO Y GRADO DE UTILIZACIÓN

País	Año	Térmica (Miles de kW)			Hidráulica	Total	Térmica (Porcientos)			Hidráulica	Utilización (Horas)		
		A vapor	Combustión interna	Total			A vapor	Combustión interna	Total		Térmica	Hidráulica	Total
Ecuador . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
	1949	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
	1955	...	...	26	20	46	...	...	56.5	43.5	4 154	5 300	4 652
	1956	...	...	(29)	(24)	(53)	...	...	54.7	45.3	3 759	5 052	4 340
	1957	...	...	(37)	(28)	(65)	...	...	56.9	43.1	3 108	4 464	3 692
	1958	20	34	54	31	85	23.5	40.0	63.5	36.5	2 296	4 194	2 988
	1959	...	...	(56)	(31)	(87)	...	...	(64.3)	(35.7)	2 339	4 355	3 057
Paraguay . . . . .	1938	4	—	4	—	4	100.0	—	100.0	—	2 750	—	2 750
	1949	9	1	10	—	10	90.0	10.0	100.0	—	2 700	—	2 700
	1955	18	—	18	—	18	100.0	—	100.0	—	2 833	—	2 833
	1956	18	— 1	19	—	19	94.7	5.3	100.0	—	2 737	—	2 737
	1957	18	1	19	—	19	94.7	5.3	100.0	—	3 158	—	3 158
	1958	28	1	29	—	29	96.6	3.4	100.0	—	2 310	—	2 310
	1959	24	—	24	—	24	100.0	—	100.0	—	3 000	—	3 000
Perú . . . . .	1938 a	9	20	29	75	104	8.7	19.2	27.9	72.1	1 069	3 773	3 019
	1949 b	12	32	44	114	158	7.6	20.2	27.8	72.2	750	3 754	2 918
	1955 c	20	40	60	114	174	11.5	23.0	34.5	65.5	1 250	4 307	3 253
	1956	24	47	71	136	207	11.6	22.7	34.3	65.7	1 028	4 507	3 314
	1957	24	50	74	162	236	10.2	21.2	31.4	68.6	1 000	3 790	2 915
	1958	24	54	78	213	291	8.2	18.6	26.8	73.2	974	3 746	3 003
	1959	(24)	(62)	86	234	320	(7.5)	(19.4)	26.9	73.1	(2 221)	(3 333)	(3 034)
	1960	...	...	...	...	353	...	...	...	...	...	...	3 249
Uruguay . . . . .	1938	90	12	102	—	102	88.2	11.8	100.0	—	2 294	—	2 294
	1949	70	23	93	128	221	31.7	10.4	42.1	57.9	946	3 789	2 593
	1955	125	32	157	128	285	43.9	11.2	55.1	44.9	2 191	5 297	3 586
	1956	160	26	186	128	314	50.9	8.3	59.2	40.8	2 957	4 031	3 395
	1957	180	26	206	128	334	53.9	7.8	61.7	38.3	2 932	4 297	3 455
	1958	170	33	203	128	331	51.3	10.0	61.3	38.7	2 345	5 938	3 734
	1959	170	34	204	128	332	51.2	10.2	61.4	38.6	4 490	2 102	3 539
	1960	170	34	204	236	440	38.7	7.7	46.4	53.6	(4 533)	(3 390)	2 841
Venezuela . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
	1949	...	...	105	35	140	...	...	75.0	25.0	3 057	3 829	3 250
	1955	...	...	369	36	405	...	...	91.1	8.9	2 967	5 028	3 151
	1956	...	...	439	36	475	...	...	92.4	7.6	2 975	5 417	3 160
	1957	...	...	570	35	605	...	...	94.2	5.8	3 074	4 457	3 154
	1958	...	...	621	35	656	...	...	94.7	5.3	3 400	3 943	3 429
	1959	...	...	698	159	857	...	...	81.4	18.6	3 754	629	3 174

(Continúa)



Cuadro H (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: POTENCIA INSTALADA DE SERVICIO Y GRADO DE UTILIZACIÓN

País	Año	Térmica (Miles de kW)			Hidráulica	Total	Térmica (Porcientos)			Hidráulica	Utilización (Horas)		
		A vapor	Combustión interna	Total			A vapor	Combustión interna	Total		Térmica	Hidráulica	Total
Costa Rica . . . .	1938	—	—	—	15	15	—	—	100.0	—	...	...	
	1949 <sup>a</sup>	—	—	—	37	37	—	—	100.0	—	4 270	4 270	
	1955	10	—	10	41	51	19.6	—	19.6	80.4	3 300	5 659	5 196
	1956	10	15	25	43	68	14.7	22.1	36.8	63.2	2 200	5 605	4 353
	1957	10	15	25	43	68	14.7	22.1	36.8	63.2	3 400	5 372	4 647
	1958	10	15	25	73	98	10.2	15.3	25.5	74.5	2 520	3 753	3 139
	1959	10	16	26	74	100	10.0	16.0	26.0	74.0	1 000	4 514	3 600
Cuba . . . . .	1938	...	...	119	3	122	...	...	97.5	2.5	(2 664)	(2 333)	2 656
	1949	...	...	174	3	177	...	...	98.3	1.7	4 259	4 333	4 260
	1955	...	...	321	3	324	...	...	99.1	0.9	4 081	4 667	4 086
	1956	...	...	328	3	331	...	...	99.1	0.9	4 430	3 667	4 423
	1957	...	...	385	3	388	...	...	99.2	0.8	4 234	4 333	4 235
	1958	...	...	467	2	469	...	...	99.6	0.4	3 976	3 667	3 981
	1959	...	...	543	2	545	...	...	99.6	0.4	3 805	3 500	3 804
1960	...	...	545	2	547	...	...	99.6	0.4	3 816	1 000	3 839	
El Salvador . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949	5	4	9	9	18	27.8	22.2	50.0	50.0	2 444	3 667	3 056
	1955	5	5	10	41	51	9.8	9.8	19.6	80.4	300	3 122	2 569
	1956	5	5	10	41	51	9.8	9.8	19.6	80.4	300	3 707	3 039
	1957	5	5	10	56	66	7.6	7.6	15.2	84.8	300	3 107	2 682
	1958	5	4	9	56	65	7.7	6.1	13.8	86.2	333	3 625	3 169
	1959	5	4	9	56	65	7.7	6.1	13.8	86.2	111	4 054	3 508
Guatemala . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>a</sup>	7	2	9	18	27	25.9	7.4	33.3	66.7	2 222	3 944	3 370
	1955	7	2	9	23	32	21.9	6.2	28.1	71.9	3 667	4 348	4 156
	1956	7	7	14	23	37	18.9	18.9	37.8	62.2	2 571	4 391	3 703
	1957	7	11	18	25	43	16.3	25.6	41.9	58.1	3 056	4 000	3 605
	1958	7	12	19	26	45	15.6	26.6	42.2	57.8	3 789	4 077	3 956
1959	20	12	32	28	60	33.3	20.0	53.3	46.7	2 969	3 786	3 350	
Haití . . . . .	1938	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1949	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1955	...	...	12	—	...	...	...	100.0	—	1 917	—	1 917
	1956	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1957	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1958	...	...	12	—	12	...	...	100.0	—	3 917	—	3 917
1959	...	...	(13)	—	(13)	...	...	100.0	—	(3 769)	—	(3 769)	

(Continúa)

Cuadro H (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: POTENCIA INSTALADA DE SERVICIO Y GRADO DE UTILIZACIÓN

País	Año	Térmica (Miles de kW)			Hidráulica	Total	Térmica (Porcientos)			Hidráulica	Utilización (Horas)		
		A vapor	Combustión interna	Total			A vapor	Combustión interna	Total		Térmica	Hidráulica	Total
Honduras . . . . .	1938	—	...	...	...	...	—	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>a</sup>	—	3	3	1	4	—	75.0	75.0	25.0	3 000	4 000	3 250
	1955	—	6	6	1	7	—	85.7	85.7	14.3	3 167	5 000	3 429
	1956	—	6	6	2	8	—	75.0	75.0	25.0	3 500	3 500	3 500
	1957	—	7	7	3	10	—	70.0	70.0	30.0	3 143	3 000	3 100
	1958	—	7	7	4	11	—	63.6	63.6	36.4	3 429	2 750	3 182
	1959	—	13	13	3	16	—	81.3	81.3	18.7	2 308	4 000	2 625
México . . . . .	1938	...	...	(163)	(311)	474	...	...	34.4	65.6	(3 190)	(5 145)	4 470
	1949	...	...	(430)	(401)	831	...	...	51.7	48.3	(3 488)	(5 020)	4 227
	1955	491	125	616	864	1 480	33.2	8.4	41.6	58.4	3 799	3 792	3 795
	1956	...	...	(663)	(931)	1 594	...	...	41.6	58.4	(3 433)	(4 274)	3 924
	1957	...	...	703	1 057	1 760	...	...	39.9	60.1	4 646	3 309	3 843
	1958	685	291	976	1 107	2 083	32.9	14.0	46.9	53.1	3 330	3 754	3 555
	1959	768	217	985	1 133	2 118	36.3	10.2	46.5	53.5	2 223	5 037	3 729
1960	830	158	988	1 242	2 230	37.2	7.1	47.5	52.5	3 304	3 998	3 852	
Nicaragua . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>a</sup>	—	7	7	1	8	—	87.5	87.5	12.5	3 143	2 000	3 000
	1955	—	15	15	1	16	—	93.8	93.8	6.2	3 067	2 000	3 000
	1956	—	15	15	1	16	—	93.8	93.8	6.2	3 333	2 000	3 250
	1957	—	15	15	1	16	—	93.8	93.8	6.2	3 800	3 000	3 688
	1958	30	15	45	1	46	65.2	32.6	97.8	2.2	1 467	3 000	1 500
	1959	(31)	(15)	46	1	47	66.0	31.9	97.9	2.1	1 978	3 000	2 000
Panamá <sup>e</sup> . . . . .	1938	...	...	10	—	10	...	...	100.0	—	3 000	—	3 000
	1949	...	...	21	—	21	...	...	100.0	—	3 571	—	3 571
	1955	...	...	38	—	38	...	...	100.0	—	3 000	—	3 000
	1956	...	...	39	—	39	...	...	100.0	—	3 179	—	3 179
	1957	...	...	43	5	48	...	...	89.6	10.4	3 186	2 600	3 125
	1958	...	...	45	5	50	...	...	90.0	10.0	3 733	2 800	3 640
	1959	...	...	45	5	50	...	...	90.0	10.0	4 156	3 200	4 060
Rep. Dominicana .	1938	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1949	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1955	...	...	60	—	60	...	...	100.0	—	1 917	—	1 917
	1956	...	...	62	—	62	...	...	100.0	—	2 500	—	2 500
	1957	...	...	80	—	80	...	...	100.0	—	2 200	—	2 200
	1958	...	...	87	—	87	...	...	100.0	—	2 586	—	2 586
	1959	...	...	(88)	—	(88)	...	...	100.0	—	(2 920)	—	(2 920)

(Continúa)

## Cuadro H (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: POTENCIA INSTALADA DE SERVICIO Y GRADO DE UTILIZACIÓN

País	Año	Térmica (Miles de kW)			Hidráulica	Total	Térmica (Porcientos)			Hidráulica	Utilización (Horas)		
		A vapor	Combustión interna	Total			A vapor	Combustión interna	Total		Térmica	Hidráulica	Total
Guayana Británica.	1938	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1949	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1955	...	...	13	—	13	...	...	100.0	—	2 385	—	2 385
	1956	...	...	14	—	14	...	...	100.0	—	2 429	—	2 429
	1957	...	...	15	—	15	...	...	100.0	—	2 600	—	2 600
	1958	...	...	15	—	15	...	...	100.0	—	2 933	—	2 933
	1959	...	...	(16)	—	(16)	...	...	100.0	—	(3 063)	—	(3 063)
Indias Occidentales	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	—	...	—	...
	1949 <sup>f</sup>	...	...	27	9	36	...	...	75.0	25.0	2 630	2 778	2 667
	1955	...	...	83	13	96	...	...	86.5	13.5	2 108	6 154	2 656
	1956	...	...	93	13	106	...	...	87.7	12.3	2 237	6 769	2 792
	1957	...	...	112	13	125	...	...	89.6	10.4	2 304	6 615	2 752
	1958	...	...	112	13	125	...	...	89.6	10.4	2 759	6 538	3 152
	1959	...	...	(113)	(13)	(126)	...	...	(89.7)	(10.3)	(3 080)	(6 615)	(3 444)
Surinam . . . . .	1938	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1949	...	...	...	—	...	...	...	...	—	...	—	...
	1955	...	...	8	—	8	...	...	100.0	—	2 250	—	2 250
	1956	...	...	10	—	10	...	...	100.0	—	2 100	—	2 100
	1957	...	...	10	—	10	...	...	100.0	—	2 400	—	2 400
	1958	—	11	11	—	11	—	100.0	100.0	—	2 400	—	2 000
	1959	—	13	13	—	13	—	100.0	100.0	—	1 846	—	1 846
América Latina <sup>g</sup>	1938			1 836	1 562	3 398 <sup>h</sup>			54.0	46.0	2 147	4 619	2 783
	1949			2 629	2 452	5 081 <sup>i</sup>			51.7	48.3	3 034	4 278	3 423
	1955			4 051	4 108	8 159 <sup>j</sup>			49.7	50.3	3 588	4 185	3 889
	1956			4 453	5 011	9 464 <sup>k</sup>			47.1	52.9	3 487	4 388	3 961
	1957			4 967	5 069	10 036 <sup>l</sup>			49.5	50.5	3 326	4 362	3 845
	1958			5 644	5 909	11 553			48.9	51.1	3 227	4 723	3 992
	1959			6 040	6 264	12 304			49.1	50.9	3 294	4 763	4 042

a 1940.

b 1952.

c 1954.

d 1950.

e Excluye las instalaciones de la Cia. de la Zona del Canal.

f 1948.

g Para calcular el "grado de utilización" de América Latina se tomó en cuenta a los países que tienen simultáneamente la potencia instalada y la generación.

h Incluye once países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay, Cuba, Perú, Uruguay, Costa Rica, México y Panamá.

i Excluye Colombia, Ecuador, Haití, República Dominicana, Guayana Británica y Surinam.

j Excluye Colombia.

k Excluye Haití.

l Excluye Colombia y Haití.

Cuadro I

## AMÉRICA LATINA: PÉRDIDAS Y CONSUMO NO REGISTRADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS

País	Año	Generación	Consumo registrado	Pérdidas y consumo no registrado	
		Millones de kWh		Millones de kWh	Porcientos de la generación
Argentina . . . . .	1938	2 328	1 918	410	17.6
	1949	4 243	3 546	697	16.4
	1955	5 902	4 931	971	16.5
	1956	6 396	5 359	1 037	16.2
	1957	6 868	5 633	1 235	18.0
	1958	7 374	5 985	1 389	18.8
	1959	7 750	(6 131)	(1 619)	20.9
Bolivia. . . . .	1938	64	55	9	14.1
	1949	165	143	22	13.3
	1955	216	181	35	16.2
	1956	215	181	34	15.8
	1957	215	181	34	15.8
	1958	250	212	38	15.2
	1959	286	(238)	(48)	(16.8)
Brasil . . . . .	1938	...	...	...	...
	1949	...	5 239	...	...
	1955	12 532	11 065	1 467	11.7
	1956	14 268	12 619	1 649	11.6
	1957	15 606	13 088	2 518	16.1
	1958	18 298	15 312	2 986	16.3
	1959	19 625	16 113	3 512	17.9
Colombia . . . . .	1938	294	262	32	10.9
	1949	930	789	141	15.2
	1955	1 820	1 450	370	20.3
	1956	2 110	1 732	378	17.9
	1957	2 240	(1 790)	(450)	(20.1)
	1958	2 450	1 866	584	23.8
	1959	2 698	(2 056)	(642)	(23.8)
Chile <sup>a</sup> . . . . .	1938 <sup>b</sup>	639	500	139	21.8
	1949	1 100	956	144	13.1
	1955	1 931	1 614	317	16.4
	1956	2 028	1 692	336	16.6
	1957	2 122	1 773	349	16.4
	1958	2 191	1 802	389	17.8
	1959	2 386	1 962	424	17.8
Ecuador. . . . .	1938	...	...	...	...
	1949 <sup>c</sup>	(118)	(89)	(29)	(24.6)
	1955	214	155	59	27.6
	1956	230	169	61	26.5
	1957	240	187	53	22.1
	1958	254	215	39	15.4
	1959	(266)	(225)	(41)	(15.4)
Paraguay . . . . .	1938	11	(8)	(3)	(27.3)
	1949	27	19	8	29.6
	1955	51	39	12	23.5
	1956	52	43	9	17.3
	1957	60	46	14	23.3
	1958	67	50	17	25.4
	1959	72	56	16	22.2
Perú . . . . .	1938 <sup>b</sup>	314	264	50	15.9
	1949 <sup>d</sup>	461	387	74	16.1
	1955 <sup>e</sup>	566	475	91	16.1
	1956	686	576	110	16.0
	1957	688	578	110	16.0
	1958	874	734	140	16.1
	1959	(971)	(815)	(156)	(16.1)

(Continúa)

Cuadro I (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: PÉRDIDAS Y CONSUMO NO REGISTRADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS

País	Año	Generación	Consumo registrado	Pérdidas y consumo no registrado	
		Millones de kWh		Millones de kWh	Porcientos de la generación
Uruguay . . . . .	1938	234	187	47	20.1
	1949	573	452	121	21.1
	1955	1 022	776	246	24.1
	1956	1 066	848	218	20.5
	1957	1 154	925	229	19.8
	1958	1 236	1 018	218	17.6
	1959	1 175	(968)	(207)	17.6
Venezuela . . . . .	1938	112	(96)	(16)	14.2
	1949	455	379	76	16.7
	1955	1 276	1 081	195	15.3
	1956	1 501	1 291	210	14.0
	1957	1 908	1 636	272	14.3
	1958	2 250	(1 965)	(285)	(14.5)
	1959	2 720	(2 335)	(385)	(14.2)
Costa Rica . . . . .	1938	...	...	...	...
	1949 <sup>d</sup>	158	114	44	27.8
	1955	265	209	56	21.1
	1956	296	237	59	19.9
	1957	316	259	57	18.0
	1958	337	277	60	17.8
	1959	360	306	54	15.0
Cuba . . . . .	1938	324	275	49	15.1
	1949	754	709	45	6.0
	1955	1 324	1 195	129	9.7
	1956	1 464	1 344	120	8.2
	1957	1 643	1 501	142	8.6
	1958	1 867	1 688	179	9.5
	1959	2 073	1 861	212	10.2
El Salvador . . . . .	1938	...	...	...	...
	1949 <sup>e</sup>	66	52	14	21.2
	1955	131	106	25	19.1
	1956	155	127	28	18.1
	1957	177	144	33	18.6
	1958	206	166	40	19.4
	1959	228	187	41	18.0
Guatemala . . . . .	1938	...	...	...	...
	1949 <sup>f</sup>	91	73	18	19.8
	1955	133	108	25	18.8
	1956	137	113	24	17.5
	1957	155	129	26	16.8
	1958	178	148	30	16.9
	1959	201	167	34	16.9
Haití . . . . .	1938	...	...	...	...
	1949	...	...	...	...
	1955	23	...	...	...
	1956	26	...	...	...
	1957	34	...	...	...
	1958	47	...	...	...
	1959	(49)	...	...	...
Honduras . . . . .	1938	...	...	...	...
	1949 <sup>g</sup>	13	10	3	23.1
	1955	24	18	6	25.0
	1956	28	21	7	25.0
	1957	31	23	8	25.8
	1958	35	26	9	25.7
	1959	42	32	10	23.8

(Continúa)

Cuadro I (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: PÉRDIDAS Y CONSUMO NO REGISTRADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS

País	Año	Generación	Consumo registrado	Pérdidas y consumo no registrado	
		Millones de kWh		Millones de kWh	Porcientos de la generación
México g. . . . .	1938	2 139	1 827	312	14.5
	1949	3 642	3 135	507	13.9
	1955	5 918	4 850	1 068	18.0
	1956	6 612	5 553	1 059	16.0
	1957	7 189	6 266	923	12.8
	1958	7 886	6 779	1 107	14.0
	1959	(8 397)	(7 257)	(1 140)	(13.6)
Nicaragua . . . . .	1938	...	...	...	...
	1949 f	24	19	5	20.8
	1955	48	41	7	14.6
	1956	52	46	66	11.5
	1957	60	50	10	16.7
	1958	69	56	13	18.8
	1959	94	73	21	22.3
Panamá . . . . .	1938	30	...	...	...
	1949	75	59	16	21.3
	1955	114	93	21	18.4
	1956	124	102	22	17.7
	1957	150	114	36	24.0
	1958	182	142	40	22.0
	1959	203	158	45	22.2
República Dominicana. . .	1938	24	...	...	...
	1949	71	...	...	...
	1955	115	...	...	...
	1956	155	...	...	...
	1957	176	...	...	...
	1958	225	...	...	...
	1959	(257)	...	...	...
Guayana Británica. . . . .	1938	...	...	...	...
	1949	14	...	...	...
	1955	31	...	...	...
	1956	34	...	...	...
	1957	39	...	...	...
	1958	44	...	...	...
	1959	(49)	...	...	...
Indias Occidentales . . . .	1938	...	...	...	...
	1949 g	96	...	...	...
	1955	255	...	...	...
	1956	296	...	...	...
	1957	344	...	...	...
	1958	394	...	...	...
	1959	(434)	...	...	...
Surinam. . . . .	1938	...	...	...	...
	1949 h	5	...	...	...
	1955	18	...	...	...
	1956	21	...	...	...
	1957	24	...	...	...
	1958	22	...	...	...
	1959	24	...	...	...
América Latina. . . . .	1938 i	6 459	5 392	1 067	16.5
	1949 j	12 895	10 931	1 964	15.2
	1955 k	33 487	28 387	5 100	15.2
	1956 k	37 420	32 053	5 367	14.3
	1957 k	40 822	34 323	6 499	15.9
	1958 k	46 005	38 441	7 564	16.4
	1959 k	49 542	40 940	8 602	17.4

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones diversas, elaboradas por la CEPAL.

a En la columna "Generación" se incluye desde 1949 a 1959 la del servicio privado que se vende al servicio público.

b 1940.

c 1951.

d 1952.

e 1954.

f 1950.

g En las columnas "Generación" y "Consumo" se incluye desde 1938 y 1959 la energía eléctrica importada.

h 1948.

i Excluye Brasil, Ecuador, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Nicaragua, Panamá, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.

j Excluye Brasil, Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.

k Excluye Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.

Cuadro J

 AMÉRICA LATINA: COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CONSUMIDOR  
 (Millones de kWh)

País	Año	Servicio público					Industria y minería		
		Doméstico	Comercial	Alumbrado público	Transporte y otros	Industria <sup>a</sup>	Total	Autogeneración	Total
Argentina . . . . .	1938	619	b	132	338	829	1 918	402	1 231
	1949	1 326	b	132	411	1 677	3 546	735	2 412
	1955	2 129	b	149	378	2 275	4 931	900	3 175
	1956	2 351	b	153	368	2 487	5 359	930	3 417
	1957	2 568	b	158	393	2 514	5 633	(1 439)	(3 953)
	1958	2 839	b	159	381	2 606	5 985	2 045	4 651
	1959	(2 906)	b	(166)	(392)	(2 667)	(6 131)	(2 094)	(4 761)
Bolivia . . . . .	1938	9	5	1	—	40	55	(125)	(165)
	1949	45	17	4	—	77	143	156	233
	1955	66	19	3	—	93	181	164	257
	1956	71	20	3	—	87	181	182	269
	1957	76	26	4	—	75	181	184	259
	1958	80	28	4	—	100	212	144	244
	1959	(90)	(31)	(5)	—	(112)	(238)	(147)	(259)
Brasil <sup>c</sup> . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949	1 033	537	d	1 093	2 576	5 239	...	...
	1955	1 756	1 290	d	3 102	3 343	9 491	1 123	4 466
	1956	1 944	1 519	d	3 542	4 032	11 037	1 179	5 211
	1957	2 186	1 718	d	3 005	4 442	11 351	1 357	5 799
	1958	2 580	1 950	d	3 307	5 101	12 938	1 468	6 569
	1959	2 676	1 978	d	3 395	5 604	13 653	1 483	7 087
Colombia . . . . .	1938	201	b	b	b	61	262	40	101
	1949	(328)	(94)	(154) <sup>e</sup>	(20)	193	789	200	393
	1955	1 057	b	b	b	393	1 450	430	823
	1956	756	270	145	105	456	1 732	500	956
	1957	(783)	(280)	(151)	(109)	467	(1 790)	550	1 017
	1958	1 377	b	b	b	489	1 866	603	1 092
	1959	(1 517)	b	b	b	(539)	(2 056)	(650)	(1 189)
Chile . . . . .	1938 <sup>f</sup>	124	46	17	121	192	500	1 351	1 543
	1949	244	81	35	194	402	956	1 854	2 256
	1955	391	137	58	304	724	1 614	1 994	2 718
	1956	415	150	64	323	740	1 692	2 073	2 813
	1957	424	152	66	344	787	1 773	2 212	2 999
	1958	429	157	70	350	796	1 802	2 101	2 897
	1959	462	172	76	356	896	1 962	2 212	3 108
Ecuador . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>g</sup>	56	b	10	12	(11)	(89)	(23)	(34)
	1955	95	b	25	8	27	155	45	72
	1956	103	b	27	8	31	169	47	78
	1957	113	b	30	9	35	187	51	86
	1958	121	b	30	11	53	215	56	109
	1959	127	b	(31)	(11)	(56)	(225)	(62)	(118)
Paraguay . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	5	...
	1949	9	b	1	2	7	19	10	17
	1955	21	b	2	2	14	39	12	26
	1956	25	b	2	2	14	43	12	26
	1957	27	b	2	2	15	46	15	30
	1958	30	b	2	2	16	50	15	31
	1959	33	b	3	2	18	56	15	33
Perú . . . . .	1938 <sup>h</sup>	106	b	30	—	128	264	323	451
	1949 <sup>h</sup>	177	b	30	—	180	387	589	769
	1955 <sup>i</sup>	216	b	31	—	228	475	797	1 025
	1956	266	b	34	—	276	576	939	1 215
	1957	236	b	34	—	308	578	980	1 288
	1958	331	b	41	—	362	734	1 118	1 480
	1959	(368)	b	(45)	—	(402)	(815)	(1 241)	(1 642)

(Continúa)

Cuadro J (Continuación)

AMÉRICA LATINA: COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CONSUMIDOR  
(Millones de kWh)

País	Año	Servicio público					Total	Industria y minería	
		Doméstico	Comercial	Alumbrado público	Transporte y otros	Industria <sup>a</sup>		Autogeneración	Total
Uruguay . . . . .	1938	...	...	...	...	...	187	—	...
	1949	(127)	(42)	(15)	(33)	(235)	452	—	(235)
	1955	273	82	21	22	378	776	—	378
	1956	305	88	22	27	406	848	—	406
	1957	343	90	23	32	437	925	—	437
	1958	401	95	24	36	462	1 018	—	462
	1959	(382)	(90)	(23)	(34)	(439)	(968)	—	(439)
Venezuela . . . . .	1938	(60)	b	b	b	(36)	(96)	(125)	(161)
	1949	228	b	b	b	151	379	(556)	(707)
	1955	634	b	b	b	447	1 081	(1 112)	(1 559)
	1956	774	b	b	b	517	1 291	(1 206)	(1 723)
	1957	954	b	b	b	682	1 636	(1 195)	(1 877)
	1958	(1 175)	b	b	b	(790)	(1 965)	(1 541)	(2 331)
	1959	(1 401)	b	b	b	(934)	(2 335)	(1 590)	(2 524)
Costa Rica . . . . .	1938	...	...	—	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	83	15	a	6	10	114	24	34
	1955	156	29	a	8	16	209	31	47
	1956	176	31	a	13	17	237	32	49
	1957	(196)	(33)	a	(10)	(20)	259	30	(50)
	1958	203	38	a	12	24	277	28	52
	1959	224	43	a	16	23	306	23	46
Cuba . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949	343	b	a	142	224	709	333	557
	1955	725	b	a	126	344	1 195	369	713
	1956	815	b	a	129	400	1 344	426	826
	1957	921	b	a	143	437	1 501	523	960
	1958	1 038	b	a	156	494	1 688	528	1 022
	1959	1 141	b	a	176	544	1 861	527	1 071
El Salvador . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	10	8	a	17	17	52	22	39
	1955	33	17	4	21	31	106	14	45
	1956	...	...	...	...	...	127	10	...
	1957	...	...	...	...	...	144	8	...
	1958	48	24	6	29	59	166	7	66
	1959	55	31	6	30	65	187	7	72
Guatemala . . . . .	1938	...	...	...	...	...	32	(11)	...
	1949 <sup>j</sup>	28	11	a	10	24	73	23	47
	1955	45	17	a	11	35	108	32	67
	1956	...	...	...	...	...	113	34	...
	1957	...	...	...	...	...	129	38	...
	1958	66	20	a	15	47	148	41	88
	1959	74	24	5	11	53	167	42	95
Honduras . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	6	b	a	2	2	10	37	39
	1955	10	b	1	2	5	18	37	42
	1956	...	...	...	...	...	21	40	...
	1957	...	...	...	...	...	23	42	...
	1958	17	b	2	2	5	26	42	47
	1959	16	5	2	2	7	32	44	51
México <sup>k</sup> . . . . .	1938	(229)	(144)	(105)	(350)	(980)	1 808	392	(1 372)
	1949	387	263	226	728	1 402	3 006	815	2 217
	1955	691	747	254	843	2 013	4 548	1 387	3 400
	1956	860	827	296	948	2 319	5 196	1 572	3 891
	1957	909	837	370	1 142	2 583	5 841	1 689	4 272
	1958	981	903	398	1 230	2 787	6 299	1 651	4 438
	1959	(1 054)	(966)	(426)	(1 324)	(2 987)	(6 757)	1 903	(4 890)

(Continúa)



**Cuadro J (Continuación)**

**AMÉRICA LATINA: COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CONSUMIDOR**

(Millones de kWh)

País	Año	Servicio público					Total	Industria y minería	
		Doméstico	Comercial	Alumbrado público	Transporte y otros	Industria <sup>a</sup>		Autogeneración	Total
Nicaragua . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	10	b	d	4	5	19	65	70
	1955	17	2	2	3	17	41	76	93
	1956	...	...	...	...	...	46	80	...
	1957	...	...	...	...	...	50	80	...
	1958	27	5	3	4	17	56	81	98
	1959	32	8	4	9	20	73	80	100
Panamá <sup>l</sup> . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	5	...
	1949	18	22	6	2	11	59	6	17
	1955	28	40	8	—	17	93	20	37
	1956	31	43	10	—	18	102	21	39
	1957	35	48	12	—	19	114	22	41
	1958	44	55	17	—	26	142	23	49
	1959	47	61	19	—	31	158	25	56
América Latina <sup>p</sup> . . . . .	1938	1 348	195	285	809	2 266 <sup>m</sup>	4 903 <sup>m</sup>	2 758 <sup>m</sup>	5 024 <sup>m</sup>
	1949	4 458	1 090	613	2 676	7 204 <sup>n</sup>	16 041 <sup>n</sup>	5 448 <sup>o</sup>	10 076 <sup>o</sup>
	1955	8 343	2 380	558	4 830	10 400 <sup>n</sup>	26 511 <sup>n</sup>	8 543 <sup>n</sup>	18 943 <sup>n</sup>
	1956	8 838	2 948	756	5 465	11 800 <sup>p</sup>	29 807 <sup>p</sup>	9 119 <sup>p</sup>	20 919 <sup>p</sup>
	1957	9 771	3 184	850	5 189	12 821 <sup>p</sup>	31 815 <sup>p</sup>	10 247 <sup>p</sup>	23 068 <sup>p</sup>
	1958	11 787	3 275	756	5 535	14 234 <sup>n</sup>	35 587 <sup>n</sup>	11 492 <sup>n</sup>	25 726 <sup>n</sup>
	1959	12 605	3 409	811	5 758	15 397 <sup>n</sup>	37 980 <sup>n</sup>	12 137 <sup>n</sup>	27 534 <sup>n</sup>

FUENTE: Informaciones directas y publicaciones diversas, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> En algunos países como Bolivia y Chile se incluyen pequeños consumos de tipo minero.

<sup>b</sup> Incluido en "Doméstico".

<sup>c</sup> En los años 1955 a 1959 inclusive, se excluye en Brasil —por falta de informaciones sobre la composición por tipo de consumidor— la electricidad suministrada por las empresas de servicio público con potencia inferior a 100 kW y cuya generación se estima que fue la siguiente en millones de kWh: 1 924 en 1955, 1934 en 1956, 2 124 en 1957, 2 902 en 1958 y 3 007 en 1959.

<sup>d</sup> Incluido en "Otros".

<sup>e</sup> Incluye otros consumos excepto transporte.

<sup>f</sup> 1940.

<sup>g</sup> 1951.

<sup>h</sup> 1952.

<sup>i</sup> 1954.

<sup>j</sup> 1950.

<sup>k</sup> Excluye el consumo de electricidad importada por falta de informaciones de su composición por tipo de consumidor.

<sup>l</sup> No incluye la Zona del Canal por falta de informaciones.

<sup>m</sup> Incluye siete países: Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Perú, Venezuela, Cuba y México.

<sup>n</sup> Excluye Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.

<sup>o</sup> Excluye Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales, Surinam y Brasil.

<sup>p</sup> Excluye Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales, Surinam, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua.

Cuadro K

## AMÉRICA LATINA: COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CONSUMIDOR

País	Año	Servicio público						Consumo total		
		Total (Millones de kWh)	Doméstico	Comercial	Alumbrado público	Transporte y otros	Industria <sup>a</sup>	Total (Millones de kWh)	No industrial	Industria y minería
Argentina . . . . .	1938	1 918	32.3	b	6.9	17.6	43.2	2 320	46.9	53.1
	1949	3 546	37.4	b	3.7	11.6	47.3	4 281	43.7	56.3
	1955	4 931	43.2	b	3.0	7.7	46.1	5 831	45.5	54.5
	1956	5 359	43.9	b	2.8	6.9	46.4	6 289	45.7	54.3
	1957	5 633	45.6	b	2.8	7.0	44.6	(7 072)	44.1	(55.9)
	1958	5 985	47.4	b	2.7	6.4	43.5	8 030	42.1	57.9
	1959	(6 131)	(47.4)	b	(2.7)	(6.4)	(43.5)	(8 225)	(42.1)	(57.9)
Bolivia . . . . .	1938	55	16.4	9.1	1.8	—	72.7	(180)	(13.2)	(86.8)
	1949	143	31.5	11.9	2.8	—	53.8	299	22.1	77.9
	1955	181	36.5	10.5	1.6	—	51.4	345	25.5	74.5
	1956	181	39.2	11.0	1.7	—	48.1	363	25.9	74.1
	1957	181	42.0	14.4	2.2	—	41.4	365	29.0	71.0
	1958	212	37.7	13.2	1.9	—	47.2	356	31.5	68.5
	1959	(238)	(37.7)	(13.2)	(1.9)	—	(47.2)	(385)	(32.8)	(67.2)
Brasil <sup>c</sup> . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949	5 239	19.7	10.3	a	20.8	49.2	...	...	...
	1955	9 491	18.5	13.6	a	32.7	35.2	10 614	57.9	42.1
	1956	11 037	17.6	13.7	a	32.1	36.5	12 216	57.3	42.7
	1957	11 351	19.3	15.1	a	26.5	39.1	12 708	54.4	45.6
	1958	12 938	19.9	15.1	a	25.6	39.4	14 406	54.4	45.6
	1959	13 653	19.6	14.5	a	24.9	41.0	15 136	53.2	46.8
Colombia . . . . .	1938	262	76.7	b	b	b	23.3	302	66.6	33.4
	1949	789	(41.6)	(11.9)	(19.5) <sup>e</sup>	(2.5)	24.5	989	60.3	39.7
	1955	1 450	72.9	b	b	b	27.1	1 880	56.2	43.8
	1956	1 732	43.6	15.6	8.4	6.1	26.3	2 232	57.2	42.8
	1957	(1 790)	43.7	15.7	8.4	6.1	26.1	(2 340)	56.5	43.5
	1958	1 866	73.8	b	b	b	26.2	2 469	55.8	44.2
	1959	(2 056)	(73.8)	b	b	b	(26.2)	(2 706)	(56.1)	(43.9)
Chile . . . . .	1938 <sup>f</sup>	500	24.8	9.2	3.4	24.2	38.4	1 851	16.5	83.4
	1949	956	25.5	8.5	3.7	20.3	42.0	2 810	19.7	80.3
	1955	1 614	24.2	8.5	3.6	18.8	44.9	3 608	24.7	75.3
	1956	1 692	24.5	8.9	3.8	19.1	43.7	3 765	25.3	74.7
	1957	1 773	23.9	8.6	3.7	19.4	44.4	3 985	24.7	75.3
	1958	1 802	23.8	8.7	3.9	19.4	44.2	3 903	25.8	74.2
	1959	1 962	23.5	8.8	3.9	18.1	45.7	4 174	25.5	74.5
Ecuador . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>g</sup>	(89)	62.9	b	11.2	13.5	12.4	112	78.6	21.4
	1955	155	61.3	b	16.1	5.2	17.4	200	64.0	36.0
	1956	169	60.9	b	16.0	4.7	18.4	216	63.9	36.1
	1957	187	60.4	b	16.0	4.8	18.8	238	63.9	36.1
	1958	215	56.3	b	13.9	5.1	24.7	271	59.8	40.2
	1959	(225)	(56.3)	b	(13.9)	(5.1)	(24.7)	(287)	(58.9)	(41.1)
Paraguay . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949	19	47.4	b	5.3	10.5	36.8	29	41.4	58.6
	1955	39	53.9	b	5.1	5.1	35.9	51	49.0	51.0
	1956	43	58.1	b	4.7	4.7	32.5	55	52.7	47.3
	1957	46	58.7	b	4.3	4.3	32.7	61	50.8	49.2
	1958	50	60.0	b	4.0	4.0	32.0	65	52.3	47.7
	1959	56	58.9	b	5.4	3.6	32.1	71	53.5	46.5
Perú . . . . .	1938 <sup>f</sup>	264	40.1	b	11.4	—	48.5	587	23.2	76.8
	1949 <sup>h</sup>	387	45.7	b	7.8	—	46.5	976	21.2	78.8
	1955 <sup>i</sup>	475	45.5	b	6.5	—	48.0	1 272	19.4	80.6
	1956	576	46.2	b	5.9	—	47.9	1 515	19.8	80.2
	1957	578	40.8	b	5.9	—	53.3	1 558	17.3	82.7
	1958	734	45.1	b	5.6	—	49.3	1 852	20.1	79.9
	1959	(815)	(45.1)	b	(5.6)	—	(49.3)	(2 056)	(20.1)	(79.9)

(Continúa)

Cuadro K (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CONSUMIDOR

País	Año	Servicio público						Consumo total		
		Total (Millones de kWh)	Doméstico	Comercial	Alumbrado público	Transporte y otros	Industria <sup>a</sup>	Total (Millones de kWh)	No industrial	Industria y minería
Uruguay . . . . .	1938	187	...	...	...	...	...	187	...	...
	1949	452	(28.1)	(9.3)	(3.3)	(7.3)	(52.0)	452	(48.0)	(52.0)
	1955	776	35.2	10.6	2.7	2.8	48.7	776	51.3	48.7
	1956	848	35.9	10.4	2.6	3.2	47.9	848	52.1	47.9
	1957	925	37.1	9.7	2.5	3.5	47.2	925	52.8	47.2
	1958	1 018	39.4	9.3	2.4	3.5	45.4	1 018	54.6	45.4
	1959	(968)	(39.4)	(9.3)	(2.4)	(3.5)	(45.4)	(968)	(54.6)	(45.4)
Venezuela . . . . .	1938	(96)	(62.5)	b	b	b	(37.5)	(221)	(27.1)	(78.9)
	1949	379	60.2	b	b	b	39.8	(935)	(24.4)	(75.0)
	1955	1 081	58.6	b	b	b	41.4	(2 193)	(28.9)	(71.1)
	1956	1 291	60.0	b	b	b	40.0	(2 497)	(31.0)	(69.0)
	1957	1 636	58.3	b	b	b	41.7	(2 831)	(33.7)	(66.3)
	1958	(1 965)	(59.8)	b	b	b	(40.2)	(3 506)	(33.5)	(66.5)
	1959	(2 335)	(60.0)	b	b	b	(40.0)	(3 925)	(35.7)	(64.3)
Costa Rica . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	114	72.8	13.1	a	5.3	8.8	138	74.5	24.6
	1955	209	74.6	13.9	a	3.8	7.7	240	80.4	19.6
	1956	237	74.3	13.1	a	5.5	7.1	269	81.8	18.2
	1957	259	(75.7)	(12.7)	a	(3.9)	(7.7)	289	82.7	17.3
	1958	277	73.3	13.7	a	4.3	8.7	305	83.0	17.0
	1959	306	73.2	14.1	a	5.2	7.5	329	86.0	14.0
Cuba . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949	709	48.4	b	a	20.0	31.6	1 042	46.5	53.5
	1955	1 195	60.7	b	a	10.5	28.8	1 564	54.4	45.6
	1956	1 344	60.6	b	a	9.6	29.8	1 770	53.3	46.7
	1957	1 501	61.4	b	a	9.5	29.1	2 024	52.6	47.4
	1958	1 688	61.5	b	a	9.2	29.3	2 216	53.9	46.1
	1959	1 861	61.3	b	a	9.5	29.2	2 388	55.2	44.8
El Salvador . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	52	19.2	15.4	a	32.7	32.7	74	47.3	52.7
	1955	106	31.1	16.0	3.8	19.8	29.3	120	62.5	37.5
	1956	127	...	...	...	...	...	137	...	...
	1957	144	...	...	...	...	...	152	...	...
	1958	166	28.9	14.5	3.6	17.5	35.5	173	61.8	38.2
	1959	187	29.4	16.6	3.2	16.0	34.8	194	62.9	37.1
Guatemala . . . . .	1938	32	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	73	38.3	15.1	a	13.7	32.9	96	51.0	49.0
	1955	108	41.7	15.7	a	10.2	32.4	140	52.1	47.9
	1956	113	...	...	...	...	...	147	...	...
	1957	129	...	...	...	...	...	167	...	...
	1958	148	44.6	13.5	a	10.1	31.8	189	53.4	46.6
	1959	167	44.3	14.3	3.0	6.7	31.7	209	54.5	45.5
Honduras . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	10	60.0	b	a	20.0	20.0	47	17.0	83.0
	1955	18	55.6	b	5.6	11.1	27.7	55	23.6	76.4
	1956	21	...	...	...	...	...	61	...	...
	1957	23	...	...	...	...	...	65	...	...
	1958	26	65.4	b	7.7	7.7	19.2	68	30.9	69.1
	1959	32	50.0	5.6	6.3	6.2	21.9	76	32.9	67.1
México . . . . .	1938	1 808	(12.7)	(8.0)	(5.8)	(19.4)	(54.2)	2 200	(37.6)	(62.4)
	1949	3 006	12.9	8.8	7.5	24.2	46.6	3 821	42.0	58.0
	1955	4 548	15.2	16.4	5.6	18.5	44.2	5 935	42.7	57.3
	1956	5 196	15.5	15.9	5.7	18.2	44.6	6 768	42.5	57.5
	1957	5 841	15.6	14.3	6.3	19.6	44.2	7 530	43.3	56.7
	1958	6 299	15.6	14.3	6.3	19.5	44.2	7 950	44.2	55.8
	1959	(6 757)	(15.6)	(14.3)	(6.3)	(19.6)	(44.2)	(8 660)	(43.5)	(56.5)

(Continúa)

## Cuadro K (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CONSUMIDOR

País	Año	Servicio público					Consumo total			
		Total (Millones de kWh)	Doméstico	Comercial	Alumbrado público	Transporte y otros	Industria <sup>a</sup>	Total (Millones de kWh)	No industrial	Industria y minería
Nicaragua . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949 <sup>j</sup>	19	52.6	...	...	21.1	26.3	84	16.7	83.3
	1955	41	41.5	4.9	4.9	7.3	41.4	117	20.5	79.5
	1956	46	...	...	...	...	...	123	...	...
	1957	50	...	...	...	...	...	130	...	...
	1958	56	48.2	8.9	5.4	7.1	30.4	137	28.5	71.5
	1959	73	43.8	11.0	5.5	12.3	27.4	153	34.6	65.4
Panamá <sup>k</sup> . . . . .	1938	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	1949	59	30.5	37.3	10.2	3.4	18.6	65	73.8	26.2
	1955	93	30.1	43.0	8.6	—	18.3	113	67.3	32.7
	1956	102	30.4	42.2	9.8	—	17.6	123	68.3	31.7
	1957	114	30.7	42.1	10.5	—	16.7	136	69.9	30.1
	1958	142	31.0	38.7	18.0	—	18.3	165	70.3	29.7
	1959	158	29.7	38.6	12.0	—	19.6	183	69.4	30.6
América Latina . . . . .	1938	4 903 <sup>l</sup>	27.5	4.0	5.8	16.5	46.2	7 661 <sup>l</sup>	34.4	65.6
	1949	16 041 <sup>m</sup>	27.8	6.8	3.8	16.7	46.9	16 250 <sup>n</sup>	38.0	62.0
	1955	26 511 <sup>m</sup>	31.5	9.0	2.1	18.2	39.2	35 054 <sup>m</sup>	46.0	54.0
	1956	29 807 <sup>o</sup>	29.7	9.9	2.5	18.3	39.6	38 926 <sup>o</sup>	46.3	53.7
	1957	31 815 <sup>o</sup>	30.7	10.0	2.7	16.3	40.3	42 062 <sup>o</sup>	45.2	54.8
	1958	35 587 <sup>m</sup>	33.1	9.2	2.1	15.6	40.0	47 079 <sup>m</sup>	45.4	54.6
	1959	37 980 <sup>m</sup>	32.2	9.0	2.1	15.1	40.5	50 117 <sup>m</sup>	45.1	54.9

FUENTES: Informaciones directas y publicaciones diversas, elaboradas por la CEPAL.

<sup>a</sup> En algunos países como Bolivia y Chile se incluyen pequeños consumos de tipo minero.<sup>b</sup> Incluido en "Doméstico".<sup>c</sup> Véase la nota c en el cuadro J de este mismo anexo.<sup>d</sup> Incluido en otros.<sup>e</sup> Incluye otros consumos, excepto transporte.<sup>f</sup> 1940.<sup>g</sup> 1951.<sup>h</sup> 1952.<sup>i</sup> 1954.<sup>j</sup> 1950.<sup>k</sup> No incluye la Zona del Canal por falta de informaciones.<sup>l</sup> Incluye siete países: Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Perú, Venezuela, Cuba y México.<sup>m</sup> Excluye Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales y Surinam.<sup>n</sup> Excluye Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales, Surinam y Brasil.<sup>o</sup> Excluye Haití, República Dominicana, Guayana Británica, Indias Occidentales, Surinam, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua.

## METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

por la Comisión Económica para América Latina  
(Programa de Energía y Recursos Hidráulicos)\*

### INTRODUCCIÓN

La exigencia de que la oferta de energía eléctrica se adelante a la demanda, lo mismo en su forma de bien de consumo final que en su utilización como factor de producción, así como el lapso que transcurre entre la decisión de construir una instalación de generación eléctrica y el momento en que entra en operación, hacen que sea necesario prever dicha demanda con anticipación suficiente para considerarla en debida forma.

Este problema quedaría solucionado mediante el simple expediente de construir nueva capacidad a un ritmo tan elevado que el avance de la demanda siempre quedase sobrepasado. Pero resulta obvio que este método significaría en la práctica un margen excesivo de reserva y dilapidar los recursos de inversión, ya que las instalaciones estarían funcionando permanentemente con un grado de utilización inferior al óptimo posible. Por consiguiente, no es recomendable.

De ahí que la previsión de la demanda futura sea un requisito indispensable para la programación de las inversiones, tanto en el sector eléctrico como en los restantes sectores de la economía. El hecho de que sea más importante en este sector que en otros no sólo proviene de los elevados insumos de tiempo y capital que son necesarios para agregar nueva capacidad de producción, sino de la característica peculiar de la generación eléctrica que es la imposibilidad de almacenar el producto. Esta circunstancia le quita la flexibilidad que se da en casi todas las industrias y que les permite absorber las variaciones estacionales o cíclicas al mismo tiempo que se planifica la nueva inversión a base de las tendencias a largo plazo de la demanda.

El hecho de que la proyección de la demanda constituya un requisito de información para poder formular los programas de inversión, tiene como lógica consecuencia que los riesgos y los costos que involucran estos programas ejerzan una influencia directa e importante sobre la metodología que deba adoptarse en la proyección.

Este aspecto debe destacarse tanto más cuanto que a menudo se ignora en el análisis y la elección de las técnicas de proyección. Se trata en esencia de un problema integral que tiene todas las características de lo que se ha dado en llamar el problema general de formular decisiones en condiciones de incertidumbre y/o de

información incompleta (*decision-making theory*). En el caso de la programación de inversiones en el sector eléctrico, el problema es principalmente de incertidumbre porque se está tratando con condiciones futuras de un mercado.

Como es sabido, la tarea de formular decisiones óptimas en problemas de esta naturaleza se basa fundamentalmente en el análisis de los dos siguientes factores: a) distribución de probabilidad de los errores posibles, y b) costo de dichos errores. El primero de esos factores tiene que ver esencialmente con un análisis de la metodología de proyección; el segundo, en cambio, deriva directamente del examen de los programas de inversión.

No es objeto de este trabajo analizar el problema de conjunto, sumamente complejo y cuya solución rigurosa escapa posiblemente a las posibilidades de realización práctica. Lo que se desea es destacar la estrecha interdependencia de la fase de proyección de demanda y de la etapa de programación dentro de un plan eléctrico.

Un programa de expansión o de inversiones en el sector eléctrico implica, en esencia, una triple elección: a) entre un número relativamente elevado de obras posibles contenidas en el "portafolio" disponible de proyectos; b) el dimensionado óptimo de dichos proyectos, y c) la secuencia de su construcción a través del tiempo. En los tres aspectos influye decisivamente el análisis de las proyecciones de la demanda. Supóngase, por ejemplo, que de este último análisis resultase que existe gran incertidumbre en lo que respecta a la evolución futura del consumo eléctrico. En tal caso tendrán una mayor atracción aquellos programas de expansión que posean mayor grado de flexibilidad, verbigracia escalonando en tramos más pequeños las adiciones de nueva capacidad.

En términos generales puede decirse que el valor económico de la flexibilidad de un programa de expansión será directamente proporcional al margen de incertidumbre que rodee la previsión de la demanda futura. Si dicha previsión no incluyese elemento aleatorio alguno, es obvio que carecería de objeto incluir un mecanismo de flexibilidad en el programa, o sea prever desde ya la posibilidad de cambios en el mismo.

Como ejemplo adicional de esta interdependencia de la metodología de proyección y el mecanismo de programación, cabe mencionar lo referente al tamaño relativo de los errores de previsión, aspecto éste de suma

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.10.

importancia y que se analizará detalladamente más adelante. El costo de una subestimación de la demanda eléctrica estará dado por la pérdida de bienestar del consumidor doméstico insatisfecho más la disminución de producción (o la pérdida causada por una modificación obligada en la estructura productiva) en el sector industrial. En cambio, el costo de una sobrestimación de dicha demanda estará dado por la dilapidación de recursos de inversión en planta con un grado reducido de utilización. Si la distribución de estos costos fuese simétrica, parecería razonable adoptar como meta para la expansión eléctrica el valor medio o más probable que resultase del análisis de proyecciones, sobre todo si se supone la distribución de errores como una curva normal o gaussiana.

Sin embargo, como se verá más adelante, existen razones para creer que el costo promedio de la subestimación es mayor que el de la sobrestimación. Si tal fuese el caso, la metodología óptima ya no sería la de fijar como meta el valor medio, sino un valor mayor que éste como meta del programa de expansión.

La interdependencia ya señalada no sólo se extiende a la metodología sino al propio tema de la proyección. En efecto, un programa de expansión eléctrica tiene como fin primordial satisfacer en forma adecuada la demanda del consumo expresada por el diagrama de cargas, o sea la curva de potencia demandada en función del tiempo y cuya integral es la energía total consumida en un determinado intervalo.

Para obtener esto es necesario asegurar la consistencia entre ciertos parámetros o características críticas del diagrama de cargas y del sistema productor de energía eléctrica. De ahí que —y esto es lo que importa subrayar ahora— la proyección o previsión de algunos elementos del diagrama sea mucho más importante que la de otros, según sean las características del parque de generación. El ejemplo más evidente es la distinción entre un sistema predominantemente hidráulico y otro predominantemente térmico.

En el primer caso el parámetro crítico del diagrama de cargas futuro será su área; en el segundo, su ordenada máxima. Y es en la previsión adecuada del parámetro respectivo donde el programador deberá poner mayor cuidado, ya que en general los errores que cometa en los demás serán de una entidad y un costo mucho menores.

Finalmente, no debe olvidarse que la demanda de energía eléctrica —como la de cualquier otro bien— no es un valor fijo, sino una función de diversas variables entre las cuales está precisamente el volumen y las condiciones de la oferta.

En otras palabras, esa demanda no está totalmente fuera del control de quien programa la expansión de la capacidad de producción de energía. Por el contrario, la política que se adopte en materia de extensión y promoción del uso de la misma y de sus precios de venta tendrá una influencia directa en la cantidad demandada. Claro está que habrá además otras variables que determinan la demanda y sobre las cuales el pro-

gramador no tiene control alguno, por lo menos si actúa simplemente al nivel de la empresa eléctrica.

La relación entre ambos parámetros —demanda máxima y energía— está dada por el factor de carga, los valores del cual tienen gran influencia sobre la rentabilidad del vendedor de energía eléctrica, ya que todo incremento de aquél equivale a una mejor utilización de la inversión fija realizada y, por consiguiente, a un aumento en los ingresos netos. Ello ocurre porque los precios de venta, aun en aquellos casos en que no cubren los costos totales de producción —comprendidos la amortización y los intereses sobre el capital invertido— son casi siempre superiores a los costos marginales, que en el caso de la generación hidroeléctrica son prácticamente nulos y en el de la térmica son apenas superiores al gasto equivalente de combustible por unidad de energía.

En la mayoría de los sistemas eléctricos no se encontrará un predominio total de la planta térmica o hidráulica, sino que ambas estarán combinadas en proporciones variables según sean los recursos energéticos disponibles, las características de la demanda y los resultados de los cálculos económicos enderezados a obtener un aprovechamiento óptimo de esos recursos dentro de las limitaciones que circunscriben el problema. En estas condiciones tienen importancia tanto el área como la ordenada máxima del diagrama de cargas. Por ejemplo, en un sistema predominantemente hidráulico los períodos de estiaje introducirán una limitación desde el punto de vista de la oferta de energía, pero también la demanda máxima del diagrama —y, más generalmente, la forma de la curva— será de suma importancia a los efectos de decidir la instalación de unidades destinadas a trabajar en la punta y en la zona superior del diagrama, o sea las llamadas “unidades de punta” (*peaking units*). Porque no se trata sólo de que la oferta responda adecuadamente a las necesidades de la demanda, sino de que lo haga en la forma más económica posible. Supóngase, a título de ejemplo, que se trata de escoger entre una turbina de gas y una instalación a vapor para llenar las necesidades de la demanda por encima de cierto valor de la potencia.

La turbina de gas tiene menor costo unitario inicial pero mayor costo de funcionamiento que la unidad a vapor, o sea la misma posición relativa que, en general, tiene esta última con respecto a la usina hidroeléctrica. En tales condiciones, la economicidad relativa de una y otra depende esencialmente de las horas de funcionamiento. Por consiguiente, un error de cierta entidad en la previsión de la forma y altura del diagrama en torno de la punta puede hacer que una decisión en uno u otro sentido resulte antieconómica *a posteriori*.

Importa destacar la importancia de introducir elementos de probabilidad en el análisis del comportamiento de estas variables, pues si bien se puede llegar, con mayor o menor seguridad, a establecer una línea futura de tendencia para la demanda máxima, ésta en realidad —tal como sucede con los puntos reales respecto a la línea de regresión— oscilará por encima y

por debajo de dicha línea de tendencia. En esencia, estas desviaciones son una componente aleatoria cuyo comportamiento es necesario estudiar. Lo mismo sucede con respecto a las puestas fuera de servicio de las unidades de generación, cuya estimación exacta es imposible, por lo que debe acudir también al cálculo de probabilidades. Combinando un gran número de posibilidades con respecto a cada una de estas variables aleatorias —mediante los llamados procesos Monte Carlo— es posible generar un histograma o curva de frecuencia con respecto a los márgenes de reserva disponibles para esquemas alternativos de expansión de la potencia instalada y utilizar esta información para formular decisiones al respecto.

Debido al gran número de posibilidades que es necesario analizar y al cúmulo de operaciones aritméticas que requiere cada una, se necesita para este tipo de análisis la utilización de computadores electrónicos. En ellos un modelo matemático que “simula” el sistema real genera automáticamente, de acuerdo con las instrucciones pertinentes que reciba del operador, los resultados de las diversas alternativas entre las cuales debe elegirse.

Por otra parte, y volviendo a los aspectos generales del problema, es un hecho conocido que un proceso de desarrollo económico impone cambios en la estructura económica y social de un país, que son inherentes a la esencia del proceso. De tal suerte, a fin de acelerar el desarrollo, la política económica trata de crear condiciones propicias para que se produzcan aquéllos.

Conviene concretar sintéticamente la influencia que sobre la demanda y producción de energía eléctrica tienen dichos cambios de la estructura económica y social de un país. Los principales cambios son: *a)* el aumento de la productividad general de la mano de obra; *b)* el cambio en la distribución de la población (proceso de urbanización); *c)* el cambio en la generación del producto bruto, y *d)* el cambio en la distribución del ingreso.

#### A. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREVISIÓN DE LA DEMANDA

Para simplificar el análisis general del problema y sin perjuicio de examinar en particular algunos de los métodos empleados, se ha considerado conveniente clasificar dichos métodos en tres grupos diferentes, a saber:

*a)* métodos de extrapolación en el tiempo;

*b)* métodos en los cuales la variación del consumo eléctrico se asocia a una o más variables macroeconómicas, además del tiempo, mediante procedimientos de correlación simple o múltiple, y

*c)* métodos directos y de encuesta.

El grupo *a)* constituye un caso típico de predicción simple o de primer orden, en el cual, de acuerdo con los datos de la experiencia pasada, se determina una relación funcional entre la variable cuyo comportamiento futuro se desea predecir y el tiempo. En cambio, en los métodos del grupo *b)* se trata de una predicción de segundo orden, en la cual después de determinar una

Debe aclararse desde un principio que las modificaciones estructurales, lejos de ser independientes, están íntimamente relacionadas entre sí. De manera que pueden considerarse como efectos finales comunes a todos los cambios, un aumento del bienestar y una estructura de producción con preponderancia de los sectores secundarios y terciarios sobre las actividades primarias.

El aumento de la productividad de la mano de obra se logra mediante una mejor organización del trabajo y un incremento del equipo de capital por persona ocupada. Este fenómeno se hace más evidente en la industria, en que las unidades productivas altamente capitalizadas reemplazan a la producción artesanal.

Este aumento de productividad está ligado lógicamente a un cambio en la composición del capital instalado. Se observa que en todos los países en rápido proceso de industrialización los equipos productivos adquieren mayor importancia que los otros componentes del capital renovable.

Además, la importancia relativa de los sectores económicos en la formación del producto bruto sufre variaciones a medida que un país se desarrolla. En los primeros peldaños del proceso se acrecienta la importancia de las industrias —en especial las livianas—, en detrimento de la agricultura; en etapas posteriores el sector de las industrias pesadas y de los servicios pasan a ser los más importantes.

El proceso de desarrollo va acompañado de una concentración de la población en las zonas urbanas. Este fenómeno parece ser parcialmente independiente del proceso mismo, aunque puede ser acelerado en la medida en que se creen nuevos empleos industriales y en el sector de servicios y se aumente la productividad del sector agrícola. Asimismo el incremento del nivel de ingreso por habitante generalmente es concomitante con una redistribución hacia abajo del ingreso, lo que amplía la demanda de alimentos y bienes esenciales en primer término, y luego la de servicios y bienes que se relacionan con el bienestar.

relación funcional entre la variable a predecir y otras variables macroeconómicas que se podrían denominar “de primer orden”, se hace necesario predecir el comportamiento futuro de estas últimas. De ahí el nombre de predicciones condicionales o de segundo orden que se da a este tipo de proyecciones.

##### 1. Métodos de extrapolación en el tiempo

Se incluyen en este grupo todos aquellos procedimientos en los cuales se ajusta a los datos de la experiencia pasada una determinada curva que se elige entre las integrantes de una familia de funciones. En general, este ajuste se efectúa mediante las ecuaciones normales derivadas de la hipótesis de reducir al mínimo los cuadrados de las desviaciones con respecto a la función que se quiere hallar; dichas ecuaciones permiten calcu-

lar los valores de los parámetros que individualizan dicha función dentro de la familia elegida *a priori*.

Limitándose, pues, a la hipótesis gaussiana de los mínimos cuadrados, la discrecionalidad de estos métodos de extrapolación simple en el tiempo comprende fundamentalmente:

a) la elección de la forma funcional, o sea de la familia de funciones, con uno o más parámetros, entre las cuales se elegirá una de acuerdo con los cálculos que resuelvan el sistema de ecuaciones normales, y

b) el intervalo de tiempo y, en particular, el momento inicial a partir del cual se utilizarán los datos de la experiencia pasada; en otras palabras, el intervalo de variación de la variable independiente del problema.

Con respecto al primer punto, es bien sabido que la forma funcional más usada en la práctica es la exponencial simple con un solo parámetro, o sea con una tasa constante de crecimiento anual.

Algunos autores han observado que el crecimiento anual relativo del consumo en un sistema eléctrico es relativamente grande al principio de la vida del sistema y decrece cuando el sistema envejece. La función del tipo exponencial simple no es adecuada para describir esta evolución, por lo que Robinson y Daniel han sugerido para el caso del Reino Unido una fórmula en que la tasa de crecimiento anual es decreciente con el tiempo. (Véase el anexo I.)

Debe señalarse a este respecto que la observación comentada sólo sería cierta respecto a sistemas "cerrados", o sea aquéllos a los cuales no se incorporan nuevos consumidores. Aun para estos sistemas —relativamente excepcionales en la práctica—, la fórmula de Robinson y Daniel tiene el grave inconveniente de que el crecimiento relativo anual tiende asintóticamente a 1, lo que es teóricamente inaceptable, pues significaría un estancamiento total en el consumo eléctrico de un sistema, que no se observa ni siquiera en las economías más maduras del hemisferio norte.

Para salvar esta objeción, se ha elaborado (véase de nuevo el anexo I) una forma funcional del tipo potencial-exponencial en el tiempo que depende de cuatro parámetros. Esta familia de funciones tiene la particularidad, al parecer deseable, de que el crecimiento anual relativo de la variable dependiente es decreciente con el tiempo, pero en lugar de tender asintóticamente a 1, como en el caso de las funciones de Robinson y Daniel, tiende a un valor "normal" mayor que 1, representando así la etapa madura en la vida del sistema eléctrico.

Lo anterior tiene más bien un interés conceptual y en manera alguna debe interpretarse como una recomendación de este método de proyección en América Latina. Por el contrario, el análisis de la experiencia de los países más desarrollados lleva a suponer que no existe —por lo menos hasta el momento— la tendencia hacia una disminución en la tasa de crecimiento del consumo eléctrico, a pesar de haberse anunciado o supuesto en diversas oportunidades. Así, por ejemplo, tanto la Comisión Federal de Electricidad de los Estados

Unidos como la revista *Electrical World* admiten implícitamente dicha hipótesis en sus previsiones de demanda eléctrica en ese país hasta 1980. La comisión estima que dicha tasa sería del orden de 7 por ciento en el quinquenio 1960-65, descendiendo gradualmente hasta 4 por ciento en 1975-80. Los valores correspondientes del pronóstico de la revista mencionada son de 8.5 y 5.75 por ciento. Nótese, además, que ambas suponen también que no se podrá mantener el ritmo de crecimiento del período 1946-59, que fue algo superior a 9 por ciento anual.

La adopción de hipótesis de esta naturaleza en el pasado condujo a una subestimación sistemática de la demanda futura; las previsiones oportunamente indicadas por la Comisión Federal de Electricidad en 1954, 1956, 1958 y 1959 fueron en todos los casos inferiores a los resultados reales obtenidos posteriormente en la práctica.

Parece lógico suponer que la razón de esta subestimación sistemática, característica también de otras previsiones norteamericanas, radica en la resistencia a aceptar que la demanda eléctrica pueda crecer en períodos bastante largos a un ritmo varias veces superior al de la economía en su conjunto. Se volverá a analizar este punto en detalle cuando se examinen los métodos de proyección indirecta o de segundo orden, donde se tratará el aspecto relativo a la relación entre el sector eléctrico y el ingreso nacional.

Se obtiene una utilización más efectiva de estos procedimientos de extrapolación mediante la introducción de proyecciones de tipo "intervalo" en lugar de tipo "puntual". La modificación en la hipótesis teórica consiste en introducir un término aleatorio en la forma funcional admitida para la extrapolación. En otras palabras, se supone que para cada valor de la variable tiempo existe una distribución de valores de la demanda eléctrica de acuerdo con una determinada ley probabilística; el valor medio de esta distribución será en general el dado por la función misma, o sea, por ejemplo, por la curva exponencial. Así, pues, dicha curva pasa a ser en este planteamiento una curva de valores medios y si se supone además una cierta ley para el término aleatorio —por ejemplo, la distribución normal o gaussiana—, se está en condiciones de determinar no sólo la curva de valores medios, sino las curvas de valores extremos correspondientes a un determinado grado de seguridad (verbigracia, 95 por ciento).

Además de la "tendencia" dada por la función de valores medios, estas curvas permiten visualizar los niveles máximos y mínimos probables de los consumos y compararlos así tanto con los planes de expansión de las capacidades de generación como con los costos por exceso y por defecto de los errores posibles de previsión.

Debe notarse que la introducción de la terminología y los métodos del cálculo de probabilidades en las proyecciones de la demanda eléctrica obedece a un motivo real y no es meramente un refinamiento teórico. Dentro de las características del consumo existen variables —las condiciones meteorológicas por ejemplo—



que son típicamente aleatorias y que afectan de manera sustancial los parámetros fundamentales del diagrama de cargas, esto es, la demanda máxima de potencia y el consumo anual de energía.

La elección del intervalo de tiempo y, por consiguiente, del punto de partida para la determinación de la forma funcional más ajustada a los datos de la experiencia pasada, constituye uno de los puntos de mayor importancia y que a la vez ofrece más dificultades en la aplicación de los métodos de extrapolación.

Se trata, en esencia, de un compromiso entre dos factores que influyen en sentidos opuestos. Por un lado parecería más correcto tomar todo el período para el cual se dispone de datos en forma continua en virtud del elemental principio estadístico de incrementar el tamaño de la muestra a fin de obtener resultados que merezcan mayor confianza. Debe notarse, sin embargo, que este principio se basa sobre la hipótesis de una homogeneidad estadística en la población de la cual se extraen las muestras respectivas. Esta hipótesis de homogeneidad es evidente que no se cumple; por el contrario, es precisamente el cambio en la estructura económica el que altera la evolución relativa entre la demanda eléctrica y el desarrollo de otros sectores del sistema.

Desde este último punto de vista resultaría más lógico disminuir el tamaño de la muestra, tomando sólo períodos de tiempo recientes y relativamente cortos a fin de que la estructura económica de los mismos sea lo más representativa posible de las condiciones que van a regir en un futuro inmediato.

Esta consideración es tan importante que afecta no sólo la elección del intervalo de tiempo para la determinación de la relación funcional que da el consumo eléctrico, sino la elección o el valor relativo que tendrá el método de extrapolación en la proyección de la demanda. Si existen razones poderosas para pensar que las condiciones futuras distarán bastante de las que caracterizaron el período pasado, la extrapolación tendrá escaso valor. Tal es el caso, por ejemplo, en que se contemplan modificaciones sustanciales en la estructura productiva del sector industrial que, en cambio, no han tenido lugar en los últimos años. Cabe subrayar esta última condición, pues existe a menudo la impresión equivocada de que la extrapolación implica necesariamente una hipótesis estática con respecto a la marcha del mecanismo económico y, en particular, en lo que se refiere a la electrificación de los sectores de la demanda. Es obvio que no ocurre así; la objeción se presenta únicamente cuando hay razones para creer que el ritmo de electrificación en los años siguientes va a ser muy diferente del que prevaleció en el pasado reciente. En otras palabras, el método de extrapolación en el tiempo permite incorporar los factores dinámicos propios del desarrollo eléctrico; en cambio, como es lógico, no permite prever la influencia de cambios en dicha dinámica.

Otro caso en que las condiciones futuras pueden diferir mucho de las pasadas es cuando han existido restricciones en el uso de la energía eléctrica, fenómeno

muy común en los países de América Latina desde 1945. Es evidente que si se contempla el levantamiento de dichas restricciones, la extrapolación de la demanda pasada en el mejor caso no serviría más que para fijar un mínimo razonable en el consumo futuro previsto.

## 2. Métodos de proyección condicional o de segundo orden

Este grupo comprende aquellos métodos en los cuales la variación del consumo de electricidad se asocia a una o más variables macroeconómicas —y también al tiempo— mediante diversas formas funcionales. Como en el caso anterior, la selección de la función se hace en general dentro de una familia de funciones dependiendo de uno o más parámetros, y el cálculo de estos últimos se efectúa por el procedimiento de los mínimos cuadrados.

Una primera y fundamental distinción que debe hacerse dentro de este grupo es entre los procedimientos que incorporan explícitamente la variable tiempo y los que no lo hacen. Del análisis que se realiza en este trabajo surge como conclusión inevitable que sólo merecen ser tenidos en cuenta aquellos métodos que introducen específicamente al tiempo como variable independiente que influye sobre la demanda eléctrica. Este punto será analizado en detalle más adelante al discutir la interdependencia entre la demanda eléctrica y el proceso de innovaciones y progreso tecnológico, tanto en la industria como en el sector doméstico.

La forma más conocida y utilizada de dependencia entre la demanda eléctrica y determinadas variables macroeconómicas es la que vincula dicha demanda con el producto bruto o el ingreso real, según los casos. Para este fin se han utilizado dos tipos diferentes de correlaciones: la primera, entre las tasas anuales de crecimiento de ambas variables; la segunda, entre los niveles absolutos —totales o por habitante— de las mismas. En ambos casos se ha tomado un número determinado de países. Obsérvese en primer término que, pese a una pronunciada similitud o complementariedad en los alcances de su empleo, existe una diferencia entre ambos tipos de correlación: mientras que el primero tiene en cuenta la evolución dinámica del consumo eléctrico a través del tiempo —aparte el crecimiento que se podría llamar “normal” o “vegetativo”, paralelo al producto—, el segundo equivale a un análisis estático, a una “fotografía”, por así decir, de la relación entre consumo eléctrico e ingreso para un grupo de países en un determinado momento. Esta distinción no debe hacer olvidar, sin embargo, el hecho de que el segundo tipo de correlación incorpora implícitamente elementos dinámicos por la vía de la evolución del ingreso en los países más desarrollados.

El primer tipo de correlación fue efectuado, por ejemplo, por técnicos del Banco Internacional en un estudio sobre la evolución del consumo eléctrico en el que se utilizaron datos para 28 países y se llegó a la relación siguiente, correspondiente a la línea de regresión obtenida: que la tasa promedio anual de creci-

Cuadro 1

AMÉRICA LATINA: PRODUCTO BRUTO Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALGUNOS PAÍSES

(Tasas promedio de crecimiento para el período 1949/58)

País	Producto bruto	Generación eléctrica
Bolivia . . . . .	0.75	4.7
Argentina . . . . .	1.6	6.3
Paraguay . . . . .	2.5	11.4
Chile . . . . .	2.8	8.0
Uruguay . . . . .	2.8	9.1
Cuba . . . . .	3.4	8.7
Honduras . . . . .	3.6	5.6
Panamá . . . . .	3.9	9.5
Guatemala . . . . .	4.0	8.5
Colombia . . . . .	4.2	11.4
Brasil . . . . .	5.0	11.0
Ecuador . . . . .	5.0	12.5
El Salvador . . . . .	5.8	11.7
Costa Rica . . . . .	5.8	12.5
México . . . . .	7.1	8.5
Nicaragua . . . . .	7.9	6.8
Venezuela . . . . .	8.1	19.4
Coefficiente de correlación . . . . .	0.56	
Correlación de rango significativa, tanto según coeficientes de Spearman como de Kendall.		

miento del consumo eléctrico era igual a 2.6 por ciento más 1.3 veces la tasa de crecimiento del ingreso real. Nótese que tomando esta relación lineal entre ambas tasas, el ritmo de aumento de demanda eléctrica que corresponde a la duplicación cada 10 años —o sea 7.2 por ciento anual— sería compatible con una tasa de incremento de 3.5 por ciento anual de ingreso real.

En el cuadro 1 se observan las tasas de crecimiento de la demanda eléctrica y del producto bruto en los países de América Latina durante el período 1949-58. Se observa que el coeficiente de correlación convencional correspondiente al análisis de regresión simple es sumamente bajo, mientras que los coeficientes de *rank correlation* son ambos significativos. En otros términos: mientras existe una relación significativa entre el ordenamiento de ambas tablas, la línea de regresión simple no constituye un procedimiento muy adecuado para formular proyecciones de demanda eléctrica, ni siquiera si se conociera con bastante exactitud el ritmo futuro de expansión del sistema económico.

El segundo tipo de correlación se ha empleado generalmente en los estudios de la CEPAL referentes a energía, conjuntamente con la proyección de consumos específicos por sectores y ramos de producción, y con el agregado de la experiencia histórica, donde ésta era asequible o significativa. En otro documento presentado a este Seminario por la Secretaría de la CEPAL<sup>1</sup> se introducen elementos adicionales al comparar dos líneas de regresión correspondientes a un grupo de 55

<sup>1</sup> Véase *Estado actual y evolución reciente de la industria de la energía eléctrica en América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.01), documento reproducido supra, en esta misma sección, gráfico III.

países para dos períodos de tiempo diferentes. El resultado, sumamente significativo, fue que tanto el grado de correlación como el coeficiente de ambas rectas —coeficiente igual a la elasticidad consumo eléctrico-ingreso real— resultaron prácticamente iguales, pero la línea de regresión correspondiente al período más reciente se encuentra por encima de la anterior, con un desplazamiento vertical del orden de un 60 por ciento con respecto a las ordenadas de esta última. El interés de la comparación radica en que el desplazamiento vertical de dicha línea de regresión, en el período considerado (7 años), puede tomarse como un índice del ritmo de electrificación de la economía, o sea del grado en que ha aumentado el consumo eléctrico promedio para un mismo nivel de ingreso. En otros términos, en el desplazamiento vertical de esta línea de regresión se muestra la dinámica propia del proceso de electrificación.

De acuerdo con este análisis y en términos del diagrama consumo eléctrico-ingreso real, el incremento de la demanda eléctrica de un país determinado puede ser descrito como el resultado de dos movimientos concurrentes a través del tiempo o, en términos geométricos, por la suma de dos vectores: en primer término, un movimiento a lo largo de la línea de regresión consumo-ingreso correspondiente al instante inicial del período considerado, en que aumenta el ingreso; en segundo término, un desplazamiento vertical de la línea de regresión misma, relacionado con el avance tecnológico y la sustitución de otras formas menos avanzadas de la energía por electricidad.

Claro está que ello no significa que ambos movimientos sean independientes; por el contrario, las innovaciones y el avance tecnológico, que explican en gran parte el ritmo creciente de electrificación por unidad de producto y de ingreso, son a su vez unas de las principales fuerzas dinámicas de la inversión y del proceso general de desarrollo económico.

Otro ejemplo de lo inadecuado que resulta utilizar una simple relación lineal entre consumo eléctrico y producto bruto para la proyección del primero a corto plazo lo constituye la inercia de este consumo aun en procesos de recesión económica acentuada. Así, en los Estados Unidos el producto bruto disminuyó en 40 por ciento entre 1929 y 1933, mientras que el consumo eléctrico sólo decreció en 10 por ciento. En la recesión europea y norteamericana de 1958 el consumo de electricidad aumentó aun en países como Bélgica y los Estados Unidos, donde en el punto más bajo de la fase descendente del ciclo la caída de la producción industrial llegó a ser de 7 por ciento. Por lo que respecta a América Latina, entre 1955 y 1959 la generación de electricidad se incrementó en la Argentina y Chile a un ritmo anual de 9.1 y 4.6 respectivamente, pese a que el producto bruto por habitante se redujo durante el mismo período.

En los párrafos anteriores se ha señalado que no debe excluirse al tiempo entre las variables a considerar en proyecciones indirectas o de segundo orden. Aparte de esto, existe el problema que plantea toda proyección condicional, o sea que, además de la determinación de

la relación funcional entre las variables endógenas y exógenas del sistema, habrá que predecir el comportamiento de estas últimas. Y no es en manera alguna evidente que la predicción de las variables exógenas sea más sencilla o se pueda realizar con mayor confianza que la de las endógenas. En muchos casos los errores cometidos en las proyecciones del producto bruto son más serios que los cometidos en las del consumo eléctrico. Así ha sucedido incluso en casos en que la segunda se basó sobre la primera, lo que pone de manifiesto fallas serias en lo que se refiere a la validez de las hipótesis hechas sobre la relación funcional o estructural entre ambas.

Por consiguiente, el grado en que las proyecciones de demanda eléctrica pueden ser mejoradas con respecto a una simple extrapolación en el tiempo —por ejemplo, incorporando al análisis determinadas variables macroeconómicas—, siempre que no haya cambio de estructura, depende fundamentalmente de la confianza con que pueda predecirse el comportamiento futuro de dichas variables (ingreso real, producción industrial, urbanización, etc.).

Sin embargo, no se deben exagerar los requerimientos en este aspecto. Aunque el margen de incertidumbre con respecto a la evolución futura del producto bruto sea muy grande, la incorporación de esta variable al análisis de la demanda eléctrica asegura cierta congruencia entre las metas del plan de expansión eléctrica y el programa de desarrollo de otros sectores de la economía. En otras palabras, una búsqueda racional de la distribución óptima de los recursos de inversión requiere un análisis previo de la relación entre demanda eléctrica y crecimiento del producto y del ingreso, sobre todo en un período en que se prevén cambios de estructura.

Los dos tipos de demanda eléctrica en función del crecimiento del producto bruto por sectores y en función del ingreso personal disponible de la población urbana se pueden proyectar en términos generales. Sin embargo, conviene puntualizar algunos problemas respecto a estas formas de proyección.

En la medida en que la provisión de energía eléctrica resulte un requisito tecnológico indispensable y relativamente preciso para el funcionamiento de los equipos de capital, la proyección resulta de una operación casi matemática, si son conocidos el crecimiento de la producción de los sectores industriales y los coeficientes correspondientes de insumo eléctrico.

La demanda derivada de lo que se llama bienestar —que en primera aproximación puede estimarse en función del crecimiento del ingreso personal disponible de la población urbana—, presenta grados de flexibilidad mucho mayores que la anterior.

En los primeros pasos del proceso de desarrollo, el ingreso personal disponible se destina a incrementar el nivel de alimentación y de vestuario; en sus etapas posteriores se incrementa la demanda de bienes duraderos para el hogar que requieren un consumo apreciable de energía eléctrica, por encima de la que se gasta

en mera iluminación. Sin embargo, este proceso puede acelerarse en forma notable por el efecto de demostración de los países más desarrollados y porque el crecimiento industrial se dedica en parte apreciable a la producción de dichos bienes duraderos, primero para sustituir importaciones y luego para atender la nueva demanda creada por el incremento del ingreso. En consecuencia, una parte apreciable de la demanda derivada del aumento del bienestar estará estrechamente vinculada a la producción de los bienes durables para el hogar y a la capacidad de compra de estos bienes.

El crecimiento de la población urbana constituye un factor autónomo de la demanda eléctrica cuya vinculación con el nivel de ingreso no es muy estrecha. Este aumento de la población implica un crecimiento del área que abarcan las ciudades y, por lo tanto, un aumento del suministro del servicio público, además de una mayor demanda de energía para las viviendas.

Los factores mencionados —crecimiento del ingreso personal disponible, aumento de la población urbana y lógicamente una distribución más equitativa del ingreso— son los que principalmente afectan a la demanda de energía eléctrica que se ha distinguido aquí como derivada del bienestar.

En general, las necesidades de energía eléctrica derivadas del aumento del bienestar no tienen una relación que las ligue en forma matemática con el crecimiento económico, por lo menos dentro de ciertos límites. El suministro de energía para este tipo de consumo depende en la práctica de decisiones de tipo político, tal como ocurre con otros servicios urbanos (provisión de agua potable, desagües urbanos, servicios de educación, etc.). El problema se presenta más bien como un estudio de compatibilidad entre inversiones “productivas” e inversiones “sociales” frente a una tasa de crecimiento, una política social, un estado más o menos deficitario del suministro de esos servicios y una cuantía dada de recursos.

Dentro del grupo de métodos que se están analizando se encuentran aquéllos que contienen variables macroeconómicas pero de un menor grado de agregación que el producto bruto o el ingreso nacional. Un ejemplo lo constituyen fórmulas de tipo mixto con un factor potencial con respecto al índice de producción manufacturera (el exponente está comprendido generalmente entre 0.3 y 0.5) y otro factor del tipo exponencial en el tiempo. En otros términos, a las fórmulas de extrapolación simple en el tiempo se incorpora una tendencia dinámica específica relacionada con la expansión del sector manufacturero de la economía.

Diversos estudios estadísticos<sup>2</sup> —por ejemplo, los que ha llevado a cabo *Electricité de France*— demuestran hasta qué punto pueden atenuarse las irregularidades de la curva de consumo eléctrico en función del tiempo,  $C(t)$ , refiriéndolas al cociente  $C/I^{0.4}$ , siendo  $I$  el índice de producción industrial. Así, mientras la dispersión de los crecimientos relativos anuales de la primera

<sup>2</sup> Véase *Methods employed for the determination of electric power consumption forecasts* (E/ECE/224).

es de 5 por ciento, la del cociente mencionado anteriormente se reduce a casi 2 por ciento.<sup>3</sup>

En los Países Bajos se ha empleado la fórmula

$$E_i = P \times (P \times L)^2$$

donde  $E_i$  es el consumo industrial de electricidad,  $P$  el índice de producción industrial y  $L$  el índice de empleo, todos con base 1 en 1938. Esta fórmula se basa en el principio de que el consumo industrial de electricidad varía directamente con el nivel de la producción industrial y con el cuadrado de la productividad de la mano de obra.

Ese tipo de fórmula, que introduce la productividad, se ha empleado también en los Estados Unidos al nivel de la empresa.

**Cuadro 2**

**AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DEL SECTOR INDUSTRIAL Y MINERO EN EL TOTAL DEL CONSUMO ELÉCTRICO**  
(Porcentajes)

	1938	1949	1955	1959
<i>Primer grupo:</i>				
Argentina . . . . .	53.1	56.3	54.5	(57.9)
Cuba . . . . .	...	53.5	45.6	44.8
Chile . . . . .	83.4 <sup>a</sup>	80.3	75.3	74.5
Uruguay . . . . .	...	(52.0)	48.7	(45.4)
Venezuela . . . . .	(78.9)	(75.6)	(71.1)	(64.3)
<i>Segundo grupo:</i>				
Brasil <sup>b</sup> . . . . .	...	...	42.1	46.8
Colombia . . . . .	33.4	39.7	43.8	43.9
Costa Rica . . . . .	...	24.6 <sup>c</sup>	19.6	14.0
México . . . . .	(62.4)	58.0	57.3	(56.5)
Panamá <sup>d</sup> . . . . .	...	26.2	37.2	30.6
Perú . . . . .	76.8 <sup>a</sup>	78.8 <sup>e</sup>	80.6 <sup>f</sup>	(79.9)
<i>Tercer grupo:</i>				
Bolivia . . . . .	(86.8)	77.9	74.5	(66.6)
Ecuador . . . . .	...	21.4 <sup>e</sup>	36.0	(41.1)
El Salvador . . . . .	...	52.7 <sup>e</sup>	37.5	37.1
Guatemala . . . . .	...	49.0 <sup>e</sup>	47.9	45.5
Honduras . . . . .	...	83.0 <sup>e</sup>	76.4	67.1
Nicaragua . . . . .	...	83.3 <sup>e</sup>	79.5	65.4
Paraguay . . . . .	...	58.6	51.0	46.5
<i>América Latina:</i> . . . . .	65.6 <sup>g</sup>	62.0 <sup>h</sup>	54.0	54.9

<sup>a</sup> 1940.

<sup>b</sup> En los años 1955 y 1959 se excluye, por falta de informaciones, la electricidad administrada por las empresas de servicio público con potencia inferior a 100 kW, cuya generación en esos años se estima que fue de 1 934 y 3 007 millones de kWh, respectivamente.

<sup>c</sup> 1950.

<sup>d</sup> No incluye la Zona del Canal por carencia de informaciones.

<sup>e</sup> 1951.

<sup>f</sup> 1954.

<sup>g</sup> Incluye a la Argentina, Chile, Venezuela, Colombia, México, el Perú y Bolivia.

<sup>h</sup> Excluye al Brasil.

<sup>3</sup> Estos resultados corresponden a una muestra hecha en Francia. También se han utilizado, especialmente en el caso de economías centralmente planificadas, los consumos específicos de las diversas ramas manufactureras y mineras expresados en kWh por unidad física del producto.

Una de las ventajas de introducir explícitamente el índice de producción industrial en la metodología de proyección de la demanda eléctrica para los países de América Latina la constituye el hecho de que este índice es menos imprevisible y errático que el de la producción bruta o el del ingreso, debido a la influencia que sobre estas últimas variables ejercen las acentuadas fluctuaciones en el volumen y los precios de la producción primaria.

La participación del consumo del sector industrial y minero en el total del consumo eléctrico varía considerablemente, como se observa en el cuadro 2, siendo para el conjunto de América Latina del orden del 55 por ciento.

Además de la influencia directa que la industrialización tiene en el incremento de la demanda eléctrica, existe una importante influencia indirecta a través de la urbanización debido a la estrecha relación que hay entre el proceso de desarrollo industrial y el crecimiento de las zonas urbanas.

En general, tanto en los países desarrollados como en los menos avanzados, la importancia del sector industrial como consumidor de energía eléctrica supera la que tiene como generador de ingreso. Esto es particularmente cierto en los países de bajos niveles de ingreso debido a que la electrificación del sector doméstico está muy limitada por esa razón. Por consiguiente, la expansión de la demanda eléctrica en esos países es absorbida en gran parte por el desarrollo y la electrificación del sector industrial.

Debe señalarse que el uso de fórmulas binarias con dos factores, uno de los cuales es potencial con respecto al índice de producción industrial y el otro exponencial en el tiempo, no implica la admisión de un estancamiento en el consumo específico (kWh por unidad de producto) del sector manufacturero. La tendencia creciente de este cociente y el incremento del consumo específico por servicio doméstico conectado están comprendidos dentro del término crecimiento, que contiene a la variable tiempo.

Para aquellos países en que existen estadísticas adecuadas es posible introducir una mayor desagregación en los métodos de proyección de la demanda eléctrica estudiando en particular el comportamiento de los dos grandes sectores del consumo, el industrial y el doméstico. Aparte dicha desagregación, esto tiene la ventaja de que permite analizar atentamente la evolución del consumo eléctrico en sus dos formas, o sea como bien de consumo final y como factor de producción.

La demanda eléctrica como bien de consumo final depende sobre todo del nivel de ingreso personal disponible, de su distribución y composición y del grado de urbanización y precios relativos de los artefactos eléctricos. Como factor productivo, la demanda eléctrica depende del volumen de la producción industrial, de su grado de electrificación en cada sector y de la estructura del parque industrial.

Claro está que existe una estrecha interdependencia entre las variables que condicionan ambas partes de la

demanda eléctrica. Así, el nivel de insumo eléctrico es uno de los elementos determinantes de la productividad del proceso manufacturero, que influye a su vez sobre el nivel de ingreso por habitante de la comunidad. Es interesante hacer notar que tanto la experiencia de algunos países industrializados del continente europeo como el caso de los Estados Unidos parecen indicar que el incremento en la productividad del sector manufacturero —producción física por hombre-hora trabajado— se produce en una proporción similar al aumento en el consumo específico de energía eléctrica en el mismo sector. La importancia de esta observación radica en que el mayor porcentaje de crecimiento futuro del ingreso debe obtenerse —y así lo ha sido en la experiencia de la postguerra— no por el aumento de la fuerza laboral, sino por el aumento en la productividad por persona ocupada.

#### a) *Sector industrial*

El aumento del consumo de electricidad como factor productivo, o sea la demanda del sector industrial, se produce por la acción superpuesta de tres causas diferentes, que conviene distinguir:

1) el aumento de la producción industrial que, aun para un valor constante en el coeficiente de intensidad de consumo eléctrico (kWh por dólar de valor agregado) del sector, conducirá a un incremento paralelo en el consumo de electricidad;

2) el proceso de electrificación en cada uno de los sectores industriales que tiende a aumentar dicho coeficiente de intensidad, sea por un mayor grado de mecanización del proceso o por la utilización de hornos eléctricos que sustituyen a hornos convencionales (caso de la industria siderúrgica), etc., y

3) la modificación en la estructura industrial que conduce generalmente a un aumento en la participación relativa de industrias con altos coeficientes de intensidad de consumo eléctrico, como las industrias electro-metalúrgicas y electro-químicas, o la industria pesada en general.

La importancia de los cambios estructurales en lo que respecta al consumo específico o coeficiente promedio del sector industrial puede verse en las significativas diferencias que existen entre los coeficientes para diversas industrias. Así, el consumo eléctrico por unidad de valor agregado en algunas industrias electro-metalúrgicas es 50 y hasta 100 veces superior al de las industrias alimenticias o textiles. En general, son precisamente las industrias “dinámicas” —o sea aquellas que se introducen y crecen a un ritmo mayor durante el proceso de desarrollo económico— las que tienen coeficientes más altos de insumo eléctrico.

De ahí que en los países más avanzados el coeficiente promedio de intensidad de consumo eléctrico industrial sea bastante más alto que en los países menos desarrollados y que gran parte de ese consumo eléctrico corresponda a las industrias metalúrgicas y químicas.

La mayor parte de los procesos industriales más

comunes en los países menos desarrollados —o sea la industria liviana—, requieren menos de 1 kWh por dólar de valor agregado, mientras que en la industria química, petroquímica y siderúrgica, este coeficiente es en general superior a 1, llegando hasta 5 y a veces hasta 10 kWh por dólar en el caso de procesos que utilizan hornos eléctricos.

Las consideraciones precedentes revelan la importancia de las modificaciones estructurales del sector industrial en el consumo eléctrico total —especialmente cuando el consumo industrial es a su vez preponderante en el consumo total— y la necesidad de tener esto en cuenta cuando se establecen industrias con alta intensidad de uso eléctrico en las proyecciones de cada país.

Más aún, precisamente para estos consumidores masivos de electricidad son de importancia las tarifas de venta de la energía, ya que su costo constituirá un porcentaje importante del valor agregado por manufactura. Tal es la razón de que la elasticidad-precio de la demanda sea mucho mayor que para el resto de los consumidores, tanto industriales como domésticos, y quien programe el desarrollo eléctrico no podrá ignorar el problema de la política de tarifas en relación con la proyección de la demanda. Se volverá sobre este punto al analizar la interdependencia de la oferta y la demanda eléctricas.

#### b) *Sector doméstico*

El análisis y las proyecciones de demanda en el sector doméstico presentan menos dificultades debido a la mayor homogeneidad estadística de este sector en comparación con el industrial. Los dos parámetros fundamentales que determinan el consumo total —o sea el número de servicios conectados y el consumo promedio por servicio— están estrechamente vinculados al nivel de ingreso y a su distribución.

En ausencia de restricciones en la oferta, el aumento previsto en el número de servicios estará estrechamente vinculado con el número de permisos de construcción autorizados en el pasado reciente dentro del área que sirve la empresa eléctrica respectiva. La evolución del consumo promedio por servicio conectado ofrece quizás mayores dificultades; uno de sus índices determinantes será el ritmo de venta de aparatos eléctricos para el hogar, pues no debe olvidarse que la demanda de energía eléctrica es en este sentido una demanda “derivada”, que en cuanto tal exige una inversión previa del comprador.

A los efectos del análisis del consumo eléctrico del sector doméstico, hay que distinguir entre su utilización para 1) iluminación, 2) calor (cocina, agua, calefacción), y 3) uso mecánico (radio, televisión, refrigeración, limpieza).

Como es natural, estos tres componentes de la demanda eléctrica del sector doméstico tienen diferentes elasticidades-ingreso y elasticidades-precio. Con relación a estas últimas, nótese que mientras para el primero y el tercero no existen prácticamente sustitutivos de la

electricidad, en lo que toca a los usos comprendidos en el segundo la energía eléctrica debe competir con otras formas energéticas como el gas y el *fuel-oil* y aun en muchos casos en América Latina son el kerosene y la leña o el carbón de leña.

En lo que respecta a la elasticidad-precio de la demanda eléctrica, ha sido muy difícil—incluso para organizaciones estadísticas tan eficientes como la oficina Central de Planificación de los Países Bajos—, la determinación de relaciones entre el consumo y el precio de venta de la electricidad. Como el consumo ha aumentado y el precio real de la energía eléctrica ha disminuido constantemente, existe una correlación inversa natural; sin embargo, ello no significa en forma alguna que esta relación pueda identificarse con la curva de demanda en un momento dado.

De todos modos hay razones para creer que dicha elasticidad-precio es relativamente alta, sobre todo para los consumos del segundo grupo, donde existen fuentes competitivas de energía. Así, por ejemplo, el consumo promedio residencial en la zona servida por la TVA en los Estados Unidos fue de 8 800 kWh durante el año fiscal de 1960, con un precio promedio de 0.99 centavos de dólar por kWh, y sin embargo los valores promedios correspondientes a todo el país fueron para el período mencionado de 3 700 kWh y 2.5 centavos de dólar.

Esta diferencia tan notable entre los consumos promedios por servicio doméstico conectado aun en un país donde la utilización de aparatos eléctricos para el hogar está tan difundida como en los Estados Unidos revela el gran margen que existe para el incremento del consumo eléctrico por habitante y es una de las razones por las que no se prevé una saturación relativa en dichos valores.

No debe olvidarse que la intensificación en el ritmo de electrificación del sector doméstico no depende tanto de la tasa de incremento del ingreso como del nivel absoluto y el grado de distribución del mismo, principalmente porque esa electrificación significa gastos iniciales relativamente considerables con respecto al ingreso disponible de las clases de bajos y medianos ingresos. De ahí que no deban esperarse progresos muy espectaculares en el consumo eléctrico doméstico por habitante incluso en aquellos países menos avanzados que están creciendo a un ritmo muy rápido, por lo menos mientras no se llegue a un nivel medio de ingreso relativamente satisfactorio.

Si se compara la evolución del consumo eléctrico total con el sector industrial, se concluye que tanto en los Estados Unidos como en Europa el consumo eléctrico no industrial—que comprende, además del doméstico, los consumos comerciales, agrícola, municipal y el transporte— ha aumentado a un ritmo mayor que el industrial. Lo mismo ha sucedido en América Latina, donde la participación del consumo industrial ha disminuido desde 65 por ciento en 1938 hasta 55 por ciento en 1959. En los Estados Unidos se prevé que persistirá esta tendencia; así, mientras el consumo residen-

cial de electricidad representa en la actualidad el 28 por ciento del total, se estima que este porcentaje puede llegar al 40 en 1980, debido a que el ritmo de electrificación doméstica está superando al del sector industrial. Parte de la explicación de este fenómeno debe encontrarse en el hecho de que un cierto número de progresos logrados en la productividad industrial—automatización mediante mecanismos automáticos de control, por ejemplo— se obtienen gracias a un consumo adicional de electricidad relativamente pequeño respecto al ahorro de mano de obra. Por esta razón cabe esperar que en el futuro, a diferencia del pasado, la productividad del sector manufacturero aumente en mayor proporción que el consumo específico de energía eléctrica.

Otro tipo de proyección de segundo orden lo constituye el uso del modelo de insumo-producto para un sistema económico dado, tal como se hizo, por ejemplo, en el caso de Italia. Una vez obtenidos los coeficientes de requerimiento directos e indirectos mediante la inversión de la matriz (I-A), se obtendrán valores individuales de producción—entre ellos el de electricidad— multiplicando las líneas respectivas de dicha matriz inversa por el vector de demanda final previsto para el año con respecto al cual se proyecta. Así, en el caso italiano, se obtuvo en 5 años un aumento previsto del 63 por ciento en el consumo de electricidad, correspondiendo a un incremento de 25 por ciento en el producto bruto del mismo período.

Es indudable que la aplicación del modelo de insumo-producto significa una utilización mucho más racional de los datos económicos que la simple correlación entre consumo eléctrico y producto bruto. Pero no deben olvidarse las muy serias dificultades que se plantean en este caso y que pueden distorsionar los resultados obtenidos. En primer término, de nuevo se presenta aquí el problema de las proyecciones de segundo orden; aun conociendo con exactitud la matriz de coeficientes de requerimientos directos e indirectos, habrá que conocer o estimar también no sólo el volumen total de la demanda final, sino su distribución por sectores. Lo que es lo mismo y dicho en términos geométricos, debe conocerse el módulo y la dirección del vector de demanda final. Una estimación de esta naturaleza es sumamente difícil.

Se da además el problema de los cambios en los coeficientes tecnológicos, tanto de aquellos que son debidos a modificaciones o mejoras en los procesos de fabricación y que en consecuencia alteran el número de kWh consumidos por unidad de producto, como de los que se originan en cambios en la relación de precios unitarios del sector eléctrico y los diversos sectores fabriles, ya que tales cambios afectan también a los coeficientes de la matriz de Leontief.

Estas dificultades, unidas al hecho de la escasez de estadísticas adecuadas en la mayor parte de América Latina, obligan a prescindir del modelo de insumo-producto en este análisis de las proyecciones de la demanda eléctrica en sus países.

tina, Chile y otros países como Colombia, el Perú y Venezuela donde realizó estudios Electricité de France. Además, en muchos de ellos se hace intervenir las diferentes tasas de crecimiento regionales, de acuerdo con las condiciones diferenciales que prevalecen.

Las proyecciones aquí llamadas de segundo orden, en las que se relaciona al consumo eléctrico con determinadas variables macroeconómicas, se han empleado también con bastante frecuencia. Entre ellas, como se observa en el estudio aludido, las proyecciones contenidas en los planes elaborados alrededor de 1955, han resultado en general excesivamente optimistas, en parte porque la tasa de crecimiento del producto que se suponía en ellos estuvo lejos de verse confirmada por la experiencia y porque, como consecuencia de lo anterior, tampoco se destinaron al sector eléctrico los recursos previstos en los programas.

Cabe subrayar el diferente grado de adaptabilidad de los métodos analizados según la estructura económica del país de que se trate. Si el consumo industrial —como sucede en Chile y el Perú— comprende las tres cuartas partes del consumo eléctrico total, es evidente que debe realizarse una estimación mucho más detallada de la relación entre la demanda de este sector, la expansión del sector manufacturero y su interdependencia con el crecimiento del producto. Estas observaciones adquieren importancia especial en aquellos casos en que —y así sucede en los de la Argentina y el Brasil, por ejemplo— los países tienen la intención de emprender a corto o mediano plazo considerables modificaciones de su estructura industrial, especialmente en las ramas básicas pesadas.

Es importante destacar también la necesidad de separar de las proyecciones del primero y segundo tipo los sectores de la demanda eléctrica cuyo crecimiento depende de factores externos, sumamente imprevisibles y ajenos al control del programador. Tal es el caso del cobre en Chile y de los ingenios azucareros en Cuba. Esto está impuesto no sólo por la racionalidad en la metodología, sino por las realidades económicas. A los efectos de la expansión de capacidad del servicio público, no interesa directamente —aunque sí indirectamente por su influencia en el ritmo de desarrollo general— el crecimiento de la demanda eléctrica por parte de los productores de estas ramas, pues esa demanda será cubierta en forma adecuada por los mismos productores con sus propios recursos. Sólo cuando los centros de generación y/o de consumo de los mismos se interconectan con las redes de servicio público debe tener en cuenta el programador de este último el impacto directo de la expansión de dichos sectores de demanda.

En este caso, como en el de las grandes empresas industriales sin generación propia y que utilizan exclusiva o preponderantemente la energía de servicio público, debe recomendarse —y así se ha procedido en general en América Latina— la encuesta directa a dichos consumidores.

Por último, cabe destacar que en algunos países latinoamericanos los problemas metodológicos sobre pro-

yecciones de la demanda tienen un interés meramente académico, pues el grado de aidez de la demanda es tal con respecto a una oferta totalmente deficitaria que sólo la limitación de los recursos disponibles para inversión —tanto en su totalidad como los asignados al sector eléctrico— constituirá un freno efectivo para la expansión de aquella.

Igualmente difícil y aleatorio resulta predecir con un adecuado grado de seguridad la demanda futura de áreas a las que se lleva por vez primera el servicio eléctrico o que hayan estado abastecidas en el pasado por precarias instalaciones de suministro de ese fluido.

El peso relativo que se debe dar a los diferentes resultados obtenidos para un mismo país aplicando los diversos métodos para proyectar la demanda de electricidad es obvio que depende de las características especiales del caso de que se trate. Si la demanda se vio comprimida en el pasado reciente por restricciones en la oferta, por un estancamiento en el proceso de desarrollo o por ambas razones a la vez, la extrapolación de la tendencia histórica tiene poca importancia relativa. Tal sería el caso de la Argentina y Chile.

Los métodos de segundo orden, y en particular aquellos que relacionan la demanda eléctrica con el proceso de desarrollo manufacturero y la expansión del nivel de ingreso disponible, deben tenerse tanto más en cuenta cuanto más profundo sea el cambio estructural que se prevé para el sistema económico y cuanto más intensa sea la tasa de industrialización estimada para el futuro. Tal sería el caso, verbigracia, de la Argentina, el Brasil y Venezuela.

Los métodos directos o de encuesta, a su vez, son tanto más necesarios cuanto mayor sea el grado de agregación del parque industrial, sobre todo en industrias de alto insumo de electricidad por unidad de producto. En efecto, es bien sabido que los métodos estadísticos que utilizan el análisis de regresión son adecuados cuando se trata de grupos o universos numerosos y homogéneos. No es éste el caso de Venezuela en lo que se refiere a la demanda eléctrica del complejo industrial del Caroní, y de ahí que se haga necesario en este caso, como en otros similares, una estimación directa del consumo probable respectivo, mediante consulta a las empresas interesadas.

Por una razón similar conviene excluir de las proyecciones que emplean el análisis de regresión —como es el caso en la mayoría de los métodos de los tipos a) y b)— a sectores de la demanda que son de gran importancia, pero sobre los cuales hay razones para creer que en su ritmo de expansión y/o de electrificación diferirán del resto de la economía. Así se ha hecho, por ejemplo, en las proyecciones de demanda eléctrica contenidas en los planes gubernamentales de Cuba (azúcar), Chile (cobre) y Venezuela (petróleo). Ello se justifica tanto más cuanto que esas demandas no influyen en los programas de expansión del servicio público, pues la autogeneración cubre sus necesidades y su interconexión con el servicio público es tenue o inexistente.

Cuando hay información estadística adecuada, conviene realizar el análisis de la demanda por regiones geográficas, entre otras razones, para tener un elemento de planificación del desarrollo regional, aparte la disminución de los errores probables que se logra me-

dante la reducción del grado de agregación de la base que se proyecta. De este modo se ha procedido en el estudio eléctrico de la Argentina y en el programa de expansión de la ENDESA en Chile.

#### D. ANÁLISIS DE LA VARIACIÓN DEL FACTOR DE CARGA

El factor de carga es el parámetro de mayor importancia entre los que ayudan a caracterizar —aunque desde luego no lo determinan unívocamente— el diagrama de carga o la función de demanda en el tiempo de un centro de cierto consumo. La energía consumida en un intervalo de tiempo determinado —variable que generalmente se utiliza en los diversos métodos de proyección—, es la integral de dicha función de demanda en el intervalo considerado. El factor de carga se define como el cociente entre dicha integral y el producto del valor máximo de la función por el intervalo de tiempo dado, en general de un año (8760 horas).

Como se ha dicho ya, las proyecciones se refieren en general a valores de energía total consumidas en el año. Sin embargo, los planes de expansión deben formularse en términos de potencia a instalar. Así, pues, es necesario suponer un factor de carga determinado y, posteriormente, un margen de reserva entre demanda máxima del sistema y potencia instalada, a fin de poder formular el plan respectivo de expansión en las instalaciones de generaciones y su distribución entre las diversas fuentes (térmica, hidráulica, nuclear, etc.).

Una hipótesis posible es tomar para el futuro próximo un factor de carga igual al que rige en el momento en que se efectúa la proyección. Este procedimiento parecería bastante razonable —salvo en casos excepcionales— pues los cambios en el factor de carga se producen con cierta lentitud en el tiempo, por lo cual no cabe esperar cambios de gran magnitud en el curso de plazos más o menos cortos, como son los que se están considerando. Por otra parte, en el caso de los países latinoamericanos, suponer para el próximo quinquenio o decenio un factor de carga similar al actual o al promedio de los últimos años tiene la ventaja de introducir un cierto grado de seguridad en las previsiones, ya que la tendencia es hacia un aumento

Cuadro 3

VALORES MEDIOS Y COEFICIENTES DE VARIACIÓN DEL FACTOR DE CARGA, 1937-58

Sistema	Valor medio	Dispersión	Coefficiente de variación (Porcentaje)
Buenos Aires . . . . .	0.528	0.0034	11.04
Córdoba . . . . .	0.455	0.00186	9.48
Caracas . . . . .	0.506	0.0019	8.6
La Paz-Oruro . . . . .	0.555	0.0009	5.4
Guayaquil . . . . .	0.533	0.0016	7.5
Santiago . . . . .	0.530	0.0004	3.77

Cuadro 4

ENERGÍA Y DEMANDA: VALORES MEDIOS Y DISPERSIONES DE SUS TASAS DE CRECIMIENTO, 1937-58 (Valores en porcentos anuales)

	Valor medio		Desviación estándar	
	Energía <sup>a</sup>	Demanda máxima	Energía	Demanda máxima
Montevideo. . . . .	8.94	9.34	2.15	4.83
Buenos Aires . . . . .	5.47	5.18	3.71	4.51
Santiago . . . . .	4.58	4.23	2.70	4.91

<sup>a</sup> Los valores de "energía" corresponden a la generación anual.

lento de dicho factor, sobre todo debido a la creciente industrialización de sus economías.

En los cuadros 3 y 4 se incluyen algunos datos sobre valores promediales, desviaciones estándar y coeficientes de variación del factor de carga para algunos sistemas eléctricos latinoamericanos durante los últimos veinte años. Se notará en ellos que los cambios son relativamente lentos y reducidos los coeficientes de variación.

Al formular una hipótesis sobre el comportamiento del factor de carga durante un período de tiempo futuro debe cuidarse de no cometer el error de extrapolar resultados que se basan en circunstancias anormales, si lo que se intenta es hacer desaparecer las causas de dicha anomalía. Así, en el caso del Gran Buenos Aires sería erróneo suponer un factor de carga igual o levemente superior al actual, pues el valor relativamente alto del presente obedece a restricciones del servicio que tienen como consecuencia el relleno de huecos en el diagrama de cargas y por consiguiente un incremento en el valor de este factor. Si mediante una tasa elevada de inversiones en los próximos años se consiguiese eliminar el considerable déficit de potencia instalada, es sumamente probable que el factor de carga descendiese en forma apreciable.

Otro factor de suma importancia es el grado de interconexión del sistema y las perspectivas futuras de nuevas incorporaciones al mismo.

Ya se ha definido el sistema eléctrico como un conjunto de centros de generación y de consumo tal que cada uno de ellos tiene por lo menos un vínculo (línea de transmisión) con el resto del conjunto. Cada centro de consumo se caracteriza a su vez por su propia función de demanda y tendrá, por lo tanto, su factor de carga específico. Es intuitivo y fácil de demostrar matemáticamente que la función de demanda resultante de la suma de un número finito de funciones individuales



—o sea la que será en definitiva la curva y/o el diagrama de cargas del sistema interconectado— tiene un factor de carga que es siempre mayor que el mínimo de los factores individuales y menor que el máximo, y que está relativamente más cerca de los valores correspondientes a los centros de consumo de mayor peso o importancia dentro del sistema.

Una manera de medir las ventajas de la interconexión desde el punto de vista del consumo consiste en determinar el llamado coeficiente de diversidad entre varios diagramas de cargas. Este coeficiente se define como el cociente entre la suma de las demandas máximas de los diversos centros y el valor máximo de la función suma. Intuitivamente, mide la dispersión en el tiempo de las cargas máximas de los centros individualmente considerados.

#### E. PROYECCIÓN Y PROGRAMACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO DENTRO DE LA PROGRAMACIÓN GENERAL DEL DESARROLLO ECONÓMICO

Tanto del presente estudio como de otros documentos presentados a este Seminario por la Secretaría de la CEPAL se desprende claramente la estrecha relación que debe existir, en primer término, entre las proyecciones de la demanda y la programación de la expansión de la oferta dentro del propio sector eléctrico, en virtud de la interdependencia que existe entre ellas, y entre ambas y la programación general del desarrollo, en segundo término.

Sin pretender, en manera alguna, realizar un análisis exhaustivo del problema, cabe destacar algunos aspectos de esta relación que son de interés para quienes deben formular decisiones en materia de expansión del sector eléctrico.

La asignación de recursos es el reflejo de las prioridades de un programa de desarrollo económico integral, dentro de cuyo contexto debe ubicarse el sector energía eléctrica.

Los estudios del diagnóstico general de la economía y las necesidades de crecimiento de los sectores, frente a una tasa de incremento del producto bruto, indican los montos de las necesidades de capital a destinar por sectores de acuerdo con relaciones tecnológicas de productividad del capital.

Este procedimiento permite obtener resultados que dan una idea aproximada de las cifras definitivas de capitalización sectorial. Estas cifras deben modificarse según las alternativas técnicas de producción, la posibilidad práctica de ejecución, el período de maduración de las inversiones, las necesidades de recursos para la conclusión de inversiones en ejecución, etc.

La proyección de la demanda es el primer paso para apreciar la cuantía de recursos necesarios para el desarrollo eléctrico. Hay que contrastar dicha estimación preliminar con los recursos totales de la economía y establecer la posibilidad de obtener los asignados al sector eléctrico.

A este respecto cabe señalar que existen ciertas relaciones estructurales entre la formación de capital total

Generalmente se supone que el crecimiento industrial tiende a aumentar el factor de carga debido a la mayor regularidad del consumo eléctrico en el sector manufacturero, que se produce, además, en horas de menor consumo residencial. Una opinión algo distinta fue dada por la Oficina de Planificación de los Países Bajos en su respuesta al cuestionario de la Comisión Económica para Europa (ECE) en 1956. Según esa fuente, un análisis de los datos sobre 20 años permite concluir que el tiempo de operación —o sea, a menos de una constante de proporcionalidad, el factor de carga— es proporcional aproximadamente a la raíz cuarta del número de consumidores, que aparece así como la principal variable determinante. No se pudo comprobar, en cambio, ningún efecto preciso del volumen de producción industrial sobre dicho parámetro.

de un país y el monto que se destina a la inversión en energía eléctrica. Estas relaciones han de revisarse cuidadosamente, pues deben adaptarse a las condiciones particulares de cada país, en función tanto del déficit eléctrico actual, de la magnitud y el plazo de la proyección y los cambios en la localización de la producción, como de la constelación nacional de posibles fuentes eléctricas.

En su obra *The Design of Development*, Tinbergen menciona a la energía y los transportes como los dos casos más típicos del fenómeno de complementariedad en las inversiones, que fija límites relativamente estrechos al margen de arbitrio en las decisiones del planificador. Con respecto al transporte y las comunicaciones destaca el hecho de que su coeficiente sectorial respectivo —es decir, la proporción entre la inversión en el sector y la inversión bruta total— ha sido relativamente constante, variando en el intervalo 20 a 25 por ciento tanto para países con diferente estructura de producción y consumo como para diversos niveles de desarrollo. A título indicativo, cabe mencionar que el orden de magnitud del coeficiente sectorial de la energía, de acuerdo con la experiencia de América Latina que aquí se analiza y que se encuentra ratificada en muchos países europeos y en los Estados Unidos, oscila entre 10 y 15 por ciento, del que la energía eléctrica absorbe en general unos dos tercios, o sea entre 7 y 10 por ciento.

Sin negar la utilidad que el conocimiento de estos órdenes de magnitud pueda tener para el planificador, debe cuidarse de no exagerar su rigidez olvidando la flexibilidad que en materia de decisiones queda en manos de quien elabora un programa. Así, en el caso concreto de la energía eléctrica, cabe recordar una vez más que su utilización como bien intermedio en forma de insumo del sector manufacturero y de la minería abarca no mucho más de la mitad del consumo total. El resto constituye un componente del vector de demanda final y su ritmo de crecimiento obedecerá en gran

parte a decisiones deliberadas del proveedor de energía en materia de disponibilidad y precio de la misma. En otras palabras, sin olvidar el papel de la elasticidad-ingreso de la demanda de energía eléctrica, debe tenerse también muy en cuenta que desempeñan las elasticidades-precio no sólo de la energía, sino de la demanda de bienes duraderos de consumo, con cuya existencia y nivel de ventas está estrechamente relacionado el consumo doméstico de electricidad.

Aun en lo que respecta al consumo industrial, la complementaridad ya referida tiene sus limitaciones porque, sobre todo en los procesos tecnológicos que son intensos consumidores de electricidad —intensidad que es medida generalmente por el número de kWh requeridos por unidad de peso o de valor agregado—, existen en general procesos alternativos que usan otras fuentes de energía. Las elasticidades-precio de estos consumidores son naturalmente altas y ello subraya, además de la relativa ausencia de rigidez en el coeficiente sectorial de inversión, la necesidad de una política racional, o sea de diferenciación de tarifas y de análisis de las curvas de demanda en materia de venta de energía al sector industrial, en forma tal que se induzca en este último una política de aprovechamiento óptimo de los recursos nacionales.

Ya se ha señalado que la asignación de recursos para la producción de energía debe guardar no sólo una relación adecuada con la correspondiente a la producción industrial, sino también con las estimaciones de los gastos previsibles en aquellos bienes de consumo duradero o bienes de capital (viviendas) que se relacionan con el bienestar.

No son comunes en América Latina los estudios de este tipo, que son sin embargo de urgente necesidad. Se da el caso, por ejemplo, de que se facilita una expansión de la producción de bienes duraderos para el hogar, mediante medidas económicas diversas, en situaciones de agudo déficit energético, lo que agrava dicho déficit, provoca una mayor escasez de energía en otras actividades y compromete los ahorros de las personas en una actividad cuya prioridad puede ser discutible.

Otro aspecto de suma importancia debe tenerse en cuenta. En efecto, dada la entidad relativa de la inversión en el sector eléctrico, la selección del programa óptimo de proyectos y las prioridades temporales respectivas dentro del sector no pueden ser independientes de las decisiones generales en lo que se refiere a la cuantía y la distribución de las inversiones necesarias para alcanzar un determinado ritmo de crecimiento del ingreso.

Con respecto, a este punto hay dos problemas de especial interés en lo que respecta a la programación de la expansión del sector eléctrico. El primero es la elección de la relación entre la capacidad hidroeléctrica y térmica a instalar; el segundo, la distribución del gasto total entre instalaciones de generación, líneas de transmisión e interconexión y redes de distribución primaria y secundaria.

Las dos alternativas técnicas de producción de ener-

gía eléctrica que tienen importancia para el ajuste de una asignación de recursos son la generación térmica y la hidráulica. Se descartan de este análisis las usinas nucleares por no figurar en los programas de metas de los gobiernos latinoamericanos para la próxima década.

Las características principales de ambos tipos de generación, a los efectos que aquí interesan, pueden resumirse en forma general como sigue:

a) Generación térmica:

- i) menor costo de capital por kilovatio instalado;
- ii) mayores gastos anuales por concepto de depreciación e insumos para la producción;
- iii) menor plazo para la ejecución;
- iv) flexibilidad mayor para la localización, lo que generalmente redundará en un costo mucho menor por transmisión, y
- v) mayor componente en divisas extranjeras.

b) Generación hidráulica:

- i) mayor costo de capital por kilovatio instalado;
- ii) menores costos anuales por concepto de depreciación e insumos para la producción;
- iii) plazo más largo para la ejecución;
- iv) relativa inflexibilidad de la localización;
- v) beneficios secundarios o indirectos de las obras hidráulicas, como regularización de ríos, posibilidades de riego, etc., y
- vi) menor componente en divisas.

Estos elementos, que caracterizan a los respectivos tipos de generación, influyen de manera notable en la programación del sector frente a una asignación de recursos dada, aunque debe repetirse explícitamente que no es posible dar normas generales que indiquen qué tipo de generación es más conveniente, pues ello dependerá de las condiciones que presente cada país. Sin embargo, existen dos factores que merecen un comentario especial: el costo inicial de la potencia a instalar y el plazo de ejecución.

El costo inicial es el que en forma inmediata está vinculado a una determinada asignación de recursos. Por ejemplo, si la asignación es escasa, pero las perspectivas futuras de financiamiento son favorables y el déficit de energía es muy agudo, tal vez convendría inclinarse por la generación térmica, que permitirá proceder a una reducción más rápida del déficit, por su menor plazo de ejecución, aunque resulten superiores los costos anuales futuros por funcionamiento.

La forma de financiamiento también puede influir en la elección de los distintos tipos de generación. Si la obra puede financiarse con recursos externos en condiciones de tasa de interés y plazos de amortización favorables, cabe tal vez elegir un costo inicial mayor,

en el entendimiento de que las economías por los gastos anuales compensen los servicios de dicho préstamo, en especial si debe importarse el combustible para el funcionamiento de las plantas térmicas.

Como puede verse, es muy difícil tratar en abstracto las posibilidades de elección sin referirse a casos específicos. Pero no cabe duda que en materia de programación del desarrollo eléctrico es necesario plantear con claridad las variables que influyen sobre uno u otro sistema y adoptar para la generación de energía eléctrica aquella política que conjugue todos los factores y resulte en un menor costo social.

El plazo de ejecución suele ser a veces un factor de importancia decisiva en la elección de técnicas de producción. Desde el punto de vista económico, cuanto más largo sea el plazo de ejecución, mayor será el lucro cesante del capital invertido en las sucesivas etapas de la obra, lo que encarece su costo si se computa dentro del mismo, como corresponde, el interés que ese capital no produjo durante el período de ejecución. Sin embargo, la economía de funcionamiento que presenta la generación hidroeléctrica puede compensar ese mayor lucro cesante y determinar su conveniencia.

Cabe destacar que cuando un programa de desarrollo eléctrico se encuentra en plena ejecución, la provisión de energía crecerá como una curva discontinua, pero con saltos atenuados, pues las obras se escalonan en su ejecución y habilitación. De esa manera desaparece en general la objeción relativa a los plazos de espera en el suministro eléctrico, aunque puede ser de importancia para regiones determinadas. Por supuesto que para que estos comentarios sean válidos se requiere que exista un programa en el que se concatenen clara y eficazmente los proyectos sucesivos y las etapas de estudios previos, anteproyecto, proyecto y ejecución, dentro de los plazos previamente establecidos.

Existen naturalmente limitaciones técnicas con respecto a la determinación de los porcentajes hidráulico y térmico en un programa de expansión eléctrica. La más simple, desde luego, es la carencia lisa y llana de recursos hidráulicos. En el otro caso extremo, aun disponiendo de abundantes anteproyectos de aprovechamiento hidroeléctrico de fácil acceso y bajo costo unitario, la necesidad de garantizar la potencia respectiva obliga, en general, a utilizar un cierto porcentaje complementario de generación térmica.

Incluso dentro de esas limitaciones, queda un margen de elección sobre la base de consideraciones puramente económicas. Esta elección afecta considerablemente el monto de la inversión total en el sector y, por consiguiente, el coeficiente sectorial, debido a la diferencia entre las intensidades de capital —y la duración de los períodos de construcción— de ambos tipos de planta. Aunque la relación entre ambas intensidades varía bastante según sean las situaciones concretas, su distribución es asimétrica y son excepcionales los casos en que el costo de capital de la instalación térmica supera al de la hidroeléctrica. En cambio, la instalación hidroeléctrica se caracteriza por un

insumo prácticamente nulo de combustible y una productividad de la mano de obra ligeramente superior a la termoeléctrica. Se trata, pues, de un caso típico de elección entre dos tecnologías, una de las cuales exige mayor insumo unitario de capital, pero menor insumo de los demás factores productivos.

Los teóricos del desarrollo económico han argumentado repetidamente que en el caso de los países poco desarrollados existe en este tipo de problemas una tendencia indebida a decidir en favor de los procesos que involucran una mayor capitalización. Ello se debe fundamentalmente a que los desequilibrios estructurales que afectan a los sistemas económicos de dichos países, hacen que los precios de mercado se alejen de los valores intrínsecos o de equilibrio, o sea de aquéllos cuya consideración conduciría a decisiones racionales y a la distribución y uso óptimos de los recursos. Así, por ejemplo, del análisis de estas economías se concluye que, mientras la tasa de interés que prevalece en el mercado de capitales destinados a inversiones reproductivas es inferior al presunto nivel de equilibrio, el nivel de salarios —en gran parte por la presión política y social de los sindicatos— es superior al valor de equilibrio.<sup>7</sup>

Ambos desequilibrios tienen un efecto coincidente o acumulativo sobre el problema de decisión a que se hace referencia antes, pues tienden a distorsionar dicha decisión en favor de la alternativa con más intensidad de capital y mayor ahorro de insumos corrientes. De ahí que muchos economistas aconsejen la utilización de precios ficticios o de cuenta que representen más adecuadamente los valores intrínsecos de los diversos factores productivos del sistema económico.

Debe subrayarse este punto porque es de suma importancia para América Latina, región en que el desequilibrio en el nivel y la estructura del espectro de tasas de interés en algunas economías afectadas por la inflación ha llegado al punto de que la tasa bancaria estuvo muchas veces por debajo del ritmo de incremento en el nivel de precios, lo que equivale a decir que la tasa de interés real tenía un valor negativo.

Por otra parte, el error se acentúa en algunos cálculos sobre inversiones públicas, pues en lugar de adoptarse la tasa de interés bancaria para el mercado de capitales reproductivos— que ya de por sí sería inferior al valor de equilibrio—, se toma aquella tasa a la cual prestan fondos los organismos financieros internacionales, tasa que es todavía inferior a la primera. Este error ha sido señalado en un estudio del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento.<sup>8</sup>

Sin embargo, hay una tercera distorsión en el cálculo que, en el caso de que se trata —elegir entre centrales hidroeléctricas o térmicas—, tiende a veces a compensar, aunque sólo en forma parcial, los errores de los

<sup>7</sup> En lo que respecta a este último punto, cabe mencionar la posibilidad de que en algunos países latinoamericanos los estragos de la inflación hayan provocado un descenso en el nivel de salarios reales que los haya acercado más al valor de equilibrio.

<sup>8</sup> Véase *Cost of Capital in the choice between hydro and thermal power*, 1957.

dos desequilibrios mencionados. Se trata de la tasa de cambio adoptada para las divisas en esos cálculos, que suele ser la vigente en los mercados financieros. Ahora bien, esta tasa es inferior al valor de equilibrio que sería necesario tomar para analizar el impacto de programas alternativos, y ello por varias razones. Desde un punto de vista macroeconómico, es notorio que la capacidad para importar constituye uno de los puntos de estrangulamiento que presentan los programas de desarrollo, en virtud de dos motivos fundamentales: en primer lugar, por la disparidad entre el ritmo de crecimiento del ingreso y el de la capacidad para importar; en segundo lugar, porque el caudal de inversiones requerido por la tasa de crecimiento que se desea alcanzar obliga a un incremento en el coeficiente de inversión, con la consiguiente presión sobre la capacidad de pagos externos, ya que el contenido de importaciones en la inversión es más alto que el del consumo aun en aquellos países latinoamericanos que más han avanzado en el proceso de fabricación interna de bienes de capital.

En contraste con esta relativa escasez de las divisas como recurso para el desarrollo, se observa en los gobiernos y bancos centrales de América Latina una tendencia a estabilizar en lo posible las tasas de cambio de las monedas extranjeras aun en periodos de inflación interna, y ello provoca el desequilibrio a que se ha hecho referencia.

En tales circunstancias, como el suministro hidroeléctrico con sus equipos de generación y transmisión suele tener un contenido de importaciones relativamente menor<sup>9</sup> que el de las térmicas, debido a la preponderancia de la obra civil en el gasto total, la tercera distorsión que se acaba de analizar contribuye a hacer más atractiva la obra térmica. De esta suerte, se da una compensación parcial del efecto de los otros dos desequilibrios en la tasa de interés y en el nivel de salarios.

Conviene ahora mencionar brevemente el segundo problema apuntado más arriba, el que se refiere a la distribución de las inversiones entre las fases de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de un sistema.

En primer término, cabe señalar que las alternativas térmica, hidráulica y nuclear —y dentro de la primera la extensa gama de posibilidades que ofrece el empleo de diferentes máquinas de acuerdo con la magnitud y las características del mercado, la oferta y el precio de los combustibles, la disponibilidad de agua,

<sup>9</sup> Resulta difícil dar valores precisos al respecto, aunque en términos generales sea legítimo afirmar que mientras el componente importado en instalaciones térmicas es bastante superior al 50 por ciento, en las hidroeléctricas está debajo de ese nivel. Sin embargo, téngase en cuenta que a menudo —dado el mayor costo unitario del kilovatio hidroeléctrico— los valores absolutos de las necesidades respectivas de divisas pueden ser semejantes para las dos alternativas consideradas. Más aún, esa tasa de cambio inferior al valor de equilibrio o intrínseco puede determinar una preferencia injustificada por bienes de capital extranjeros en aquellos casos en que la producción nacional podría competir con las importaciones, al colocar a ésta en posición de comparativa desventaja de precios. Esto a su vez contribuiría a hacer más crítica la posición del balance de divisas.

las condiciones locales, etc.— difieren entre sí sólo en lo que concierne a la generación del fluido. Una vez alimentada dentro de la red la transmisión y distribución de la electricidad, no ofrece rasgos distintivos según cuál hubiese sido su origen. Ello significa que el costo de las líneas de transmisión —para iguales distancias de los centros de consumo— y el de la distribución —para condiciones equivalentes en ellos— sería el mismo de todos los casos.

En realidad resulta preferible incluir los costos de la transmisión de la electricidad junto con los de su generación, de tal modo que un segmento claramente diferenciado de las inversiones abarque todas las que se requieren para entregar esa energía en alta tensión en las proximidades de las zonas consumidoras y permita establecer sobre bases más comparables el cotejo entre varias soluciones.

Se ha tocado ese punto en las páginas que anteceden. En lo que concierne al sistema de distribución eléctrica, conviene recordar que las inversiones necesarias no son en manera alguna despreciables. Para centros urbanos densamente poblados pueden representar montos equivalentes a los que ha necesitado la entrega de la electricidad en alta tensión; en las comarcas rurales de baja densidad demográfica, industrial y de consumo—, las largas líneas de transmisión secundaria encarecen el costo de esa inversión por kW.

A ese respecto tiene una gran importancia elegir aquellos *standards* técnicos que, sin afectar naturalmente la seguridad del servicio ni de los consumidores, permitan disminuir las inversiones mediante el uso juicioso de materiales, tensiones, etc.

Como habrá podido observarse, la asignación de recursos está ligada tanto a las alternativas de generación como a las posibilidades de financiamiento. Éste es uno de los problemas que afectan con más intensidad el desarrollo eléctrico, en vista de que el rápido crecimiento de la actividad de este sector implica que en el conjunto de América Latina deba duplicarse en pocos años (5 y 8) la capacidad instalada, a la par que —dada su condición de insumo muy difundido— el precio de venta de la energía sea un componente del costo de casi todas las actividades económicas que, por lo tanto, incide en el nivel general de precios.

Éstas y otras consideraciones han determinado que los gobiernos de casi todos los países establezcan regulaciones sobre las tarifas que, aun cuando puedan ser retributivas en cuanto a la explotación se refiere, no permiten una acumulación de beneficios suficientes para contribuir en forma apreciable al financiamiento requerido para duplicar la capacidad de generación en periodos relativamente cortos. En consecuencia, el incremento del capital del sector eléctrico se financia en gran parte con recursos que provienen de otros sectores o del ahorro nacional en su conjunto.

Esta transferencia de fondos de inversión hacia el sector eléctrico suele realizarse a través de los presupuestos públicos mediante la participación directa del Estado en la prestación del servicio.

### 3. Métodos directos y de encuesta

Este grupo comprende en esencia aquellos procedimientos de consulta directa con las empresas industriales —al menos con todas las importantes y llevando a cabo además un muestreo de las otras— y un muestreo de las tendencias probables de los consumidores domésticos.

Sin perjuicio de complementar en muchos casos los métodos indirectos que emplean fórmulas matemáticas y que han sido analizados precedentemente, estos otros métodos constituyen en algunos países la base para las proyecciones de la demanda eléctrica. Tal es el caso de los Estados Unidos, país en que, además de disponerse de una excelente base estadística, esta tarea se ve facilitada debido a que la mayor parte de la industria de generación eléctrica está en manos de empresas que abastecen zonas geográficas relativamente limitadas y homogéneas que se hallan en condiciones de analizar y conocer con bastante exactitud la situación de su propio sector de influencia.

Normalmente, un grupo de compañías —incluyendo compañías privadas y estatales— que tiene sus centrales de generación dentro de una cierta región geográfica, interconecta las mismas y forma un *pool* dentro del cual reparte la generación y distribución de electricidad en forma tal que redunde en beneficio de todos sus integrantes. En estas condiciones, cada uno de los miembros del *pool* tiene la responsabilidad de proporcionar al grupo coordinador las características del diagrama de cargas actual y previsto para un futuro próximo en su propio sector consumidor. Estos datos son luego reunidos para determinar el diagrama total y la carga máxima prevista del sistema integrado. Este último parámetro es el de mayor importancia ya que la generación en los Estados Unidos es predominantemente de origen térmico. Las previsiones de los diversos *pool* son integradas a su vez para todo el país en las reuniones semestrales del Electric Power Survey Committee del Edison Electric Institute.<sup>4</sup>

Dentro del muestreo estadístico realizado por cada compañía en su sector consumidor deben destacarse

<sup>4</sup> Véase *Problemas que ofrece la proyección de la demanda y de la capacidad generadora necesaria* (ST/ECLA/CONF.7/1.15).

como de especial importancia las siguientes características: 1) el número de casas en construcción y 2) los planes de los constructores en cuanto a instalación de aparatos eléctricos, calefacción eléctrica y aire acondicionado. En lo que se refiere a los aparatos eléctricos para el hogar, se distingue cuidadosamente entre el crecimiento normal de su instalación y el crecimiento acelerado debido a programas especiales de ventas, incentivos varios, etc., aspecto éste de gran importancia dentro del sistema económico norteamericano. Muchas de las compañías eléctricas privadas y públicas ejecutan programas propios de promoción de determinados aparatos eléctricos con el propósito deliberado de rellenar los huecos del diagrama de cargas, mejorando así el factor respectivo y, consecuentemente, la rentabilidad de la empresa. Se estima, por ejemplo, que en algunos casos un incremento de 1 por ciento en el factor de carga del sistema aumenta hasta en 6 por ciento los beneficios netos de generación.

También dentro de este grupo, aunque de naturaleza totalmente diferente, pueden incluirse los procedimientos empleados en países de economía centralmente planificada y en particular en la Unión Soviética, donde la proyección del consumo de energía eléctrica es parte del "Plan" respectivo. A estos efectos se emplean las denominadas "normas" de consumo, o sea los consumos específicos por industria en kWh por unidad de producto, no sólo en términos actuales, sino previstos para el futuro teniendo en cuenta las tendencias del desarrollo tecnológico.

Podría pensarse que esta tarea de proyección se complicaría enormemente, aun en un sistema económico totalmente planificado, si se tiene en cuenta el sector consumidor privado de carácter autónomo y al que es más difícil fijar normas de consumo. Sin embargo, como en estos países no se ha alcanzado aún un nivel de satisfacción de la demanda potencial de la mayor parte de artículos de consumo, no se plantea habitualmente el problema creado por una posible saturación del nivel de la oferta. Será apenas en los próximos años y en aquellos países en que el nivel de vida ha aumentado sensiblemente, donde se complicará en grado sumo el problema de la determinación de los volúmenes de producción y la política de precios en los sectores de bienes de consumo.

### B. INTERDEPENDENCIA DE OFERTA Y DEMANDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Existe una estrecha relación entre los dos términos de la ecuación de equilibrio de la energía eléctrica, que tiende a oscurecer la insistencia sobre los aspectos de proyección de la demanda. Sucede así en algunos casos que las proyecciones resultan verificadas casi exactamente en la realidad a pesar de que hayan sido totalmente equivocadas las bases sobre las cuales se construyeron. La razón de ello no es que la proyección fuese buena, sino que la empresa o empresas encargadas del suministro eléctrico adaptaron a esa proyección su política de expansión y de precios y la

demanda se ajustó por su parte, además, a la oferta.

Tal es claramente el caso de aquellos países —y son muchos en América Latina— en los que rigen restricciones en el consumo de energía eléctrica, tanto en la conexión de nuevos servicios como en la utilización de conexiones existentes. La demanda está así artificialmente comprimida y se limita a ocupar de inmediato las expansiones de la capacidad instalada. Así, pues, muy poco puede deducirse del comportamiento de la demanda en tal situación, salvo concluir que supera en todo momento lo que la generación puede ofrecerle.

En estos casos y hasta que la demanda potencial insatisfecha quede cubierta, el análisis de la proyección de la demanda total es de escasa utilidad a los efectos de determinar la política de expansión de la capacidad instalada de generación. Nótese que en estos casos es incorrecto, a los efectos de determinar la capacidad instalada del futuro, añadir a un monto estimado actual del déficit respectivo una extrapolación del crecimiento de la demanda en los últimos años, ya que esta última pudo haber sido anormalmente baja o alta con respecto al comportamiento futuro una vez liberada de su dependencia directa de la oferta.

Otro aspecto de esta interdependencia lo constituye la política de precios en el sector eléctrico, aspecto éste de suma importancia que se trata más a fondo y particularmente en otro documento presentado por la Secretaría al Seminario.<sup>5</sup> Ello es tanto más importante cuanto que en esta materia ha habido cambios fundamentales en algunos países latinoamericanos durante los últimos años, cambios que pueden afectar el comportamiento futuro de la demanda con relación a la experiencia más reciente.

Es un hecho notorio que las tarifas eléctricas en los países de América Latina han quedado muy a la zaga del proceso inflacionario general, o sea que, en términos reales, ha descendido el costo de la energía eléctrica. En términos cualitativos esto no es en manera alguna excepcional, pues la industria eléctrica en general constituye un ejemplo típico de aquellos sectores industriales donde la productividad aumenta a un ritmo mayor que el del resto de la economía y en particular que el del sector manufacturero, lo que permite un retraso relativo de las tarifas con respecto al índice general de precios, sin que ello afecte sensiblemente los niveles de utilidad de las empresas respectivas.

<sup>5</sup> Véase *Algunos problemas en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.30), documento reproducido *infra*, sección IV.

### C. MÉTODOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA UTILIZADOS EN AMÉRICA LATINA

En un documento separado, sobre proyecciones de la demanda eléctrica en América Latina,<sup>6</sup> se analizan en detalle las previsiones formuladas en los principales países consumidores del área. A continuación se resumen algunas de las conclusiones que pueden extraerse de dicho análisis.

En términos generales se observa el empleo de los tres tipos de métodos señalados en las secciones anteriores, a veces en forma eléctrica y no siempre claramente distinguibles. La extrapolación de la experiencia reciente se emplea como elemento de información básico para las previsiones futuras, pero realizando los ajustes necesarios. Así, por ejemplo, debido a diversos factores —pero teniendo en cuenta sobre todo la necesidad de

<sup>6</sup> Véase *La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70* (ST/ECLA/CON./L.1.11), documento reproducido *infra*, sección IV.

Sin embargo, en algunos países latinoamericanos este retraso fue más considerable de lo que podía esperarse, sobre todo teniendo en cuenta que al mismo tiempo la productividad del sector —y en particular el consumo específico de combustible en las centrales térmicas de generación— permanecían estacionarios o mejoraban muy levemente.

Este fenómeno ha sido posible en general por la vía del subsidio a los combustibles, por ejemplo mediante la política de los cambios múltiples o mediante el subsidio directo o la descapitalización de las empresas productoras de energía eléctrica.

En lo que se refiere a este estudio interesa particularmente la relación entre el volumen de ventas de energía y la política de precios de la empresa proveedora del servicio público. La elasticidad-precio de la demanda tiene especial importancia en el caso de aquellos consumidores masivos para los cuales el alto nivel de demanda eléctrica por unidad de valor agregado hace que el precio de la misma constituya un rubro de importancia dentro de la estructura de costos globales. En consecuencia, el estudio de tarifas especiales resulta de gran interés en el caso de dichos consumidores, sobre todo cuando éstos aceptan la limitación de la demanda durante períodos críticos que permiten a la empresa abastecedora proceder al relleno de huecos en el diagrama de cargas. Este aspecto tiene especial valor cuando se está estudiando la sustitución de un proceso convencional manufacturero por otro de mayor intensidad de consumo eléctrico, como es el caso de los hornos eléctricos de arrabio o acero en la industria siderúrgica. La rentabilidad social de una sustitución de esta naturaleza muy bien puede estar condicionada a arreglos tarifarios y de consumos, pues de lo contrario la rentabilidad que el proceso de mayor intensidad eléctrica ofrece a la empresa siderúrgica —para seguir con el ejemplo— puede verse compensada con creces por la inversión adicional exigida al sector eléctrico para cubrir el incremento en la demanda de punta del sector industrial.

cubrir los déficit de capacidad instalada existentes en la mayoría de los países—, es común encontrar en las proyecciones una doble hipótesis con respecto a la tasa de crecimiento de la capacidad y de la demanda eléctricas: Se supone que durante los próximos años, o sea durante el período de recuperación del déficit, regiría un primer valor bastante más alto que el promedio del quinquenio o el decenio pasado —por ejemplo, del orden del 12 o 13 por ciento anual— y que en la segunda mitad del decenio 1960-70, es decir, una vez satisfecha la demanda que no puede cubrirse actualmente y por falta de equipos, sería válido un segundo valor, más bajo, generalmente del orden del 9 o 10 por ciento. Dicho de otro modo, se divide el futuro en dos etapas: una de crecimiento acelerado durante el período de transición y otra de crecimiento que se podría llamar normal o de equilibrio. Ejemplos de este tipo se encuentran en la Argen-

Sin embargo, la experiencia ha demostrado que el ahorro interno es insuficiente para atender la formación de capital de un país que pretenda desarrollarse a una tasa superior a la histórica, aunque sea moderada frente a las aspiraciones de la comunidad. Tal es la razón de que resulte necesario utilizar crédito externo para su capitalización.

Desde el punto de vista técnico, el sector eléctrico presenta condiciones favorables para financiar parte de la formación de capital con recursos externos, cuyo aporte puede dirigirse principalmente, en forma directa e indirecta, al financiamiento del componente importado de la inversión (equipos y materiales pesados). El ahorro nacional tomaría a su cargo los gastos en construcción y otros que correspondan a bienes de producción local.

Sin embargo, puede llegar a ser necesario que el crédito externo cubra también —por lo menos en parte— el costo en moneda local de la inversión eléctrica, en especial en aquellos países que presentan agudos déficit de capacidad instalada, de manera que los recursos necesarios para eliminarlos sean de tal magnitud que comprometan la realización de inversiones en otros sectores.

Otro aspecto fundamental en la interdependencia de la programación del sector eléctrico y la programación general se refiere al marco institucional y legal dentro del cual se planifica la expansión del sector, y a la política de tarifas para la prestación de este servicio público. Sin perjuicio de analizar el problema con mayor detalle en otro informe de la Secretaría de la CEPAL sobre fuentes de financiamiento del desarrollo eléctrico,<sup>10</sup> es oportuno precisar aquí algunos puntos.

Para acelerar el ritmo de desarrollo económico debe aumentarse el coeficiente de inversión, sin que este aumento afecte la racional distribución sectorial de los recursos totales disponibles. Para lograr este propósito sin comprimir los niveles de consumo de la población y crear las condiciones necesarias para un futuro incremento gradual y sostenido del coeficiente de ahorro interno, se supone generalmente en los programas de desarrollo que la aportación de capital extranjero cubrirá el saldo no financiable internamente durante el periodo de transición, hasta haber alcanzado un nivel de ahorro interno que permita por sólo mantener la tasa de desarrollo requerido.<sup>11</sup>

Por consiguiente, dentro de este esquema, la magnitud de la aportación necesaria de capital extranjero depende de la celeridad con que crezca el coeficiente de ahorro propio durante ese periodo de transición. En esta materia, como en otras, es obvio que la programación adecuada del sector exige evitar inconsistencias con las hipótesis generales del programa.

Así, por ejemplo, dentro de la economía general de

<sup>10</sup> Véase de nuevo *Algunos problemas en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico (ST/ECLA/CONF.7/L.1.30)*, documento reproducido *infra*, sección IV.

<sup>11</sup> Desde luego, ello no obsta a que se continúe con la financiación externa en las proporciones que se deseen, incluso después de haberse alcanzado este objetivo, pues hacerlo permitirá elevar la tasa fijada como meta.

un programa de desarrollo, no sería lógico establecer premisas en la parte macroeconómica respecto al volumen y formas de la contribución del capital extranjero o del capital privado nacional<sup>12</sup> sin procurar simultáneamente los canales de acceso de dicho capital mediante disposiciones institucionales y legales.

Resulta necesario, por consiguiente, aceptar una política definida con respecto a la participación del capital privado en la expansión eléctrica dentro del marco del financiamiento global, teniendo en cuenta su importancia actual y la que se le asigna para el futuro. Si se resuelve en contra de esos aportes para dicha expansión, debe asegurarse entonces que las empresas estatales o los organismos pertinentes puedan proveer los fondos necesarios para soportar el peso total del programa. Esta determinación, a su vez, debe guardar relación con el porcentaje que representan los gastos del gobierno dentro del ingreso nacional —que en general varía en el mundo occidental entre un décimo y un tercio— y con las respectivas partes de la inversión y de los gastos corrientes en el presupuesto del Estado.

Asegurar una corriente adecuada de recursos hacia los respectivos sectores de la economía es tanto más importante en situaciones como la del sector eléctrico, en el que la demanda crece a un ritmo mucho mayor que el del ingreso. En estos casos, aun suponiendo que la tasa de beneficios netos sea razonablemente alta— y es notorio que ello no suele suceder con las empresas eléctricas, sean de propiedad estatal o privada— y que el coeficiente de reinversión sobre dichos beneficios sea también alto, es más que improbable que los recursos generados dentro del sector por la vía de los beneficios netos y fondos de amortización basten para asegurar la expansión requerida por el crecimiento equilibrado del sistema económico. Debe notarse a este respecto que un autofinanciamiento en grado exagerado —verbigracia, mediante un impuesto específico a la venta de energía—, al afectar los costos marginales, distorsiona la estructura de precios y el proceso de selección del consumidor, conduciendo, por consiguiente, a una utilización no óptima de los recursos.

Otro aspecto en que la estructura del programa eléctrico se vincula estrechamente con la del programa general de desarrollo es el referente a la magnitud de las obras y a la secuencia temporal de su ejecución. Como se ha dicho con acierto, la programación del desarrollo económico implica fundamentalmente la selección de un sistema de prioridades a través del tiempo. En otras palabras, en el sector eléctrico, como en el resto de la economía, una vez que se dispone de una cartera adecuada de proyectos viables, el problema consiste —más que en abandonarlos— en postergar algunos en relación con otros.<sup>13</sup>

<sup>12</sup> Es superfluo subrayar que esos coeficientes macroeconómicos globales de inversión no tienen por qué cumplirse en cada sector, pues resultan como promedios de magnitudes que varían, a veces considerablemente, entre un sector y otro o entre una rama y otra de la economía.

<sup>13</sup> Claro está que la postergación a largo plazo de ciertos proyectos, bien puede significar su abandono definitivo si los cambios tecnológicos o las condiciones económicas posteriores hacen surgir nuevos proyectos que los sustituyen con ventaja.

En lo que se refiere a la magnitud, aunque habría muchos aspectos interesantes por considerar, hay que limitarse aquí a señalar la necesidad de lograr un justo equilibrio entre las economías de escala, por una parte, y la flexibilidad en el programa de expansión, por la otra. Como toda estrategia que se adopta para hacer frente a una situación futura relativamente incierta, un programa de esta naturaleza debe contener un elemento adecuado de flexibilidad que permita introducir cambios en las decisiones previstas para el futuro si los factores externos difieren sustancialmente en su comportamiento de las previsiones sobre las que se basó el programa. Es obvio que este argumento milita en contra de la ejecución de proyectos de grandes dimensiones, a pesar de que la tecnología moderna los favorece en vista de las considerables economías de escala.

La inestabilidad de las economías latinoamericanas exige tener en cuenta debidamente esta flexibilidad en los programas. En efecto, la experiencia demuestra la estrecha concomitancia entre las inversiones y la capacidad de pagos exteriores y la influencia acentuada sobre esta última de las variaciones en la relación de precios del intercambio, en particular a través de las fluctuaciones en los niveles de precios de los productos primarios en el mercado internacional.

Si, por ejemplo, se encoge la capacidad de pagos exteriores, para mantener el equilibrio en la expansión del sistema económico habrá que reducir las inversiones que tengan coeficientes de importación relativamente altos como los de plantas eléctricas. De lo contrario, al reducirse la inversión total y, por consiguiente, la tasa de crecimiento, mantener sin variaciones el ritmo previsto inicialmente para el aumento de la capacidad de oferta eléctrica llevaría a una disponibilidad excesiva de medios de producción con respecto a la demanda.

Como es natural, la reflexión anterior carece de base cuando la disminución de aquella capacidad de pagos se da dentro del marco de un crecimiento económico intenso, o cuando un adecuado financiamiento adicional de los requerimientos exteriores permite saldar las diferencias sin efecto sensible sobre el balance de pagos a mediano plazo. En estos casos, un desequilibrio corriente en el sector externo no tiene por qué frenar la tasa de crecimiento de la economía ni, en consecuencia, la del servicio eléctrico.

Hasta aquí se han considerado las inversiones necesarias para asegurar el suministro de energía eléctrica y la incidencia de esas inversiones sobre el monto total de la capitalización nacional. Pero es indudable que, para que pueda hacerse efectiva la demanda que se ha supuesto y que, como se ha visto, obliga a realizar tales gastos de capital en el parque eléctrico, habrá que asegurar además que la economía estará en condiciones de generar los ahorros necesarios en aquellos sectores de producción o de consumo —externos al sector de energía eléctrica— que originan la demanda, a fin de que tengan lugar las inversiones que transformarán esa demanda potencial en demanda efectiva.

No se trata aquí de la congruencia entre las inversiones en el sector electricidad y las de cada uno de los otros sectores, así como de la economía en su conjunto. Esto atañe a la programación general de las inversiones, tema que escapa a los alcances del presente informe. Se trata en particular de aquella porción de las inversiones fuera del sector eléctrico que condiciona el consumo de electricidad. Nótese que no quedan aseguradas automáticamente al hacer una asignación sectorial de los recursos. Así, a los efectos que aquí interesan, no bastará con vigilar que se cumpla, por ejemplo, la inversión que se había programado en los ferrocarriles, si no se asegura a la vez que la electrificación de la red ferroviaria proveerá, en el volumen, lugar y tiempo previstos, la demanda que se había supuesto. En el mismo sentido, es de la mayor importancia que los insumos eléctricos industriales se realicen, ya sea mediante la modernización fabril o la instalación de nuevos procesos y actividades que se preveían. Y en el sector de consumo residencial acaso el factor estratégico básico sea la inversión en viviendas y, especialmente, en bienes eléctricos para el hogar, que podría hacer posible una adecuada distribución del ingreso.

Así, pues, sería útil poder indicar un orden de magnitud de las inversiones accesorias o complementarias requeridas para esos fines en los sectores externos al eléctrico. Sin entrar en detalles, que aquí estarían fuera de lugar, puede señalarse que para utilizar la energía generada por cada kilovatio de potencia eléctrica instalada con un grado promedio normal de utilización, se necesitaría por parte del consumo una inversión entre 4 y 6 veces mayor de la que ha requerido aquél, y mucho mayor aún en las casas bien equipadas con las condiciones de los adelantos eléctricos modernos.

Es necesario, por consiguiente, llamar la atención sobre el problema de la repartición de las inversiones que podrían denominarse "orientadas" y que adquiere gran importancia práctica en las etapas finales de la programación económica.

Siendo la provisión de energía eléctrica un requisito indispensable para la producción, puede constituirse en un medio eficaz para inducir cambios deseables en la localización de esta última. Este problema adquiere especial importancia cuando se trata de resolver situaciones derivadas de grandes concentraciones de la actividad económica que significan desequilibrios y pueden redundar en altos costos sociales para la comunidad, aunque, en general, la descentralización implica una elevada inversión inicial en servicios.

Ejemplos ilustrativos hay en casi todos los países latinoamericanos, en los que se observan pocas áreas de relativamente alto desarrollo industrial y gran concentración de la población, y extensas zonas cuya vinculación con la actividad económica del país es endeble o casi nula.

Una manera de crear condiciones adecuadas para la descentralización o la incorporación de nuevas áreas es dotar a esas zonas del capital social básico capaz de producir economías de costos que constituyan un atrac-



tivo para localizar en ellas la producción. Las inversiones en energía eléctrica constituyen un caso típico de ese capital social básico que, dadas circunstancias propicias y una demanda potencial, permite la expansión de las actividades secundarias y de las actividades terciarias asociadas.

Frente a un problema como el planteado aparecen dos factores determinantes principales. El primero consiste en la decisión de incorporar nuevas áreas o reducir las diferencias de actividad económica entre las distintas regiones de un país; el segundo se relaciona con la presión que la actual localización de la producción ejerce sobre la demanda. Este último factor, por numerosas razones, tiende a robustecer la estructura existente y, por lo tanto, a requerir mayores servicios públicos a medida que crece.

Ambos factores compiten con los recursos destinados a la capitalización del sector energía eléctrica y, como el segundo presenta necesidades fácilmente palpables por su actualidad, suele ser el que más pesa en las decisiones. Se presentan así casos de construcción de largas líneas de transmisión para abastecer a centros desarrollados o, cuando se hallan muy alejados

de fuentes hidroeléctricas, prevalece la generación térmica sin que ésta esté siempre basada en una política general que tienda a utilizar con el máximo de rendimiento los recursos existentes.

En consecuencia, al igual que la del transporte, la programación del desarrollo eléctrico de un país debe tomar en consideración el hecho de que ambos servicios constituyen medios eficaces para provocar un cambio en la estructura geográfica de la producción. En este sentido constituyen elementos autónomos, es decir, que entre ciertos límites pueden ser independientes de la proyección de necesidades según la estructura actual de producción.

Otra forma de enfocar este mismo problema es el plazo de proyección de las necesidades de producción eléctrica. Si son de corto plazo las consideraciones fundamentales que inspiran la proyección, no cabe duda que ésta no constituirá un elemento capaz de cambiar la estructura. Pero si el problema se estudia a largo plazo y se contemplan los posibles cambios en la localización de la producción, la proyección de las necesidades de capitalización en el sector eléctrico puede resultar completamente distinta.

## Anexo I

### FUNCIONES DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Tomando un origen conveniente para el tiempo  $n$ , se trata de establecer, para la demanda de energía eléctrica  $E$ , una fórmula de proyección del tiempo  $E = f(n)$  válida para un sistema dado.

Las fórmulas del tipo exponencial puro  $E = E_0 a^n$  tienen una tasa de crecimiento constante, por lo que son inadecuadas para describir aquellas situaciones en que se comienza con una alta tasa de incremento de la demanda —por ejemplo, debido al levantamiento de restricciones en la oferta o porque se trata de un nuevo servicio en zonas no electrificadas con anterioridad—, que luego va disminuyendo en forma gradual hasta situarse a un nivel relativamente constante.

Las fórmulas potenciales del tipo de la de Robinson y Daniel  $E = E_0 \left( \frac{n}{a} + 1 \right)^b$  contemplan en parte dicha objeción, pues

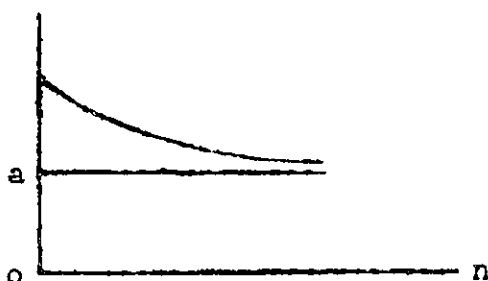
la tasa de crecimiento  $f(n+1)/f(n)$  es una función decreciente de  $n$ , pero tienen el grave inconveniente de que dicho cociente tiende a 1, o sea que conduciría teóricamente a la saturación de la demanda eléctrica, hipótesis que resulta poco admisible.

Se cree que lo ideal es encontrar una fórmula  $E = f(n)$  que presente las ventajas de ambas fórmulas:

- a)  $\frac{f(n+1)}{f(n)}$  debe ser decreciente con  $n$
- b)  $\frac{f(n+1)}{f(n)}$  debe tender al  $a$  "normal" para  $n \rightarrow \infty$ , o sea

que para  $n$  ya en el periodo "normal",  $f(n)$  debe comportarse como la exponencial (crecimiento acumulativo anual constante).

$$\frac{f(n+1)}{f(n)}$$



Una fórmula con estas propiedades describirá mejor toda la vida del sistema.

Se estima, pues, que una fórmula mixta como la siguiente sería mucho más conveniente:

$$E = A \left( \frac{n}{k} + 1 \right)^x a^n$$

llamando año 0 al año a partir del cual se aplicaría la fórmula.

Véase ahora si esta fórmula cumple con las condiciones requeridas:

$$a) \frac{f(n+1)}{f(n)} = \left( \frac{n+1+k}{n+k} \right)^x \cdot a \text{ es decreciente con } n.$$

En efecto, siendo  $x$  positivo:

$$\frac{dv}{dn} = x \cdot \left( \frac{n+1+k}{n+k} \right)^{(x-1)} \cdot \frac{-1}{(n+k)^2} a < 0$$

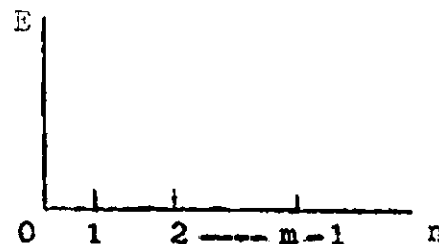
$$b) \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{f(n+1)}{f(n)} = a$$

De modo que ambas condiciones se cumplen.

*Determinación de los parámetros A, K, x, a*

La forma más razonable de determinar los parámetros de la fórmula es a partir de los puntos de demanda de energía obtenidos en los años anteriores (datos estadísticos conocidos).

Supóngase conocido un punto y se tomará como origen el primer año conocido:



Se conoce, por consiguiente, el valor  $E_i$  para

$$i = 0, 1, 2, \dots, m-1$$

Supónganse conocidos A, K, x, a. Habrá un diferencia (residuo) entre el valor calculado:

$$E_i^1 = A \left( \frac{i}{K} + 1 \right)^x \cdot a^i$$

y el valor  $E_i$  conocido:

$$E_i - E_i^1 = z_i$$

El principio de los mínimos cuadrados exige que

$$\sum_{i=0}^{m-1} z_i^2 \quad (1)$$

sea mínimo.

Supóngase que se hayan encontrado valores  $A_0, K_0, x_0, a_0$  más o menos satisfactorios sobre la base de datos para un período reciente. Se trata de utilizar la ley de los mínimos cuadrados para retocar esos valores gereros por cantidades

$$A = A_0 + \alpha \quad K = K_0 + \beta \quad x = x_0 + \gamma \quad a = a_0 + \delta$$

Si se desprecian derivadas parciales de orden superior, la diferencia

$$f(i, A, K, x, a) = A \left( \frac{i}{K} + 1 \right)^x \cdot a^i = E_i - z_i$$

se escribirá:

$$f(i, A_0, K_0, x_0, a_0) + \alpha \frac{\partial f}{\partial A_0} + \beta \frac{\partial f}{\partial K_0} + \gamma \frac{\partial f}{\partial x_0} + \delta \frac{\partial f}{\partial a_0} = E_i - z_i \quad (2)$$

Los términos de esta ecuación son:

$$f(i, A_0, K_0, x_0, a_0) = A_0 \left( \frac{i}{K_0} + 1 \right)^{a_0} a_0^i$$

$$\frac{\partial f}{\partial A_0} = \left( \frac{i}{K_0} + 1 \right)^{a_0} a_0^i = \lambda_i$$

$$\frac{\partial f}{\partial K_0} = A_0 a_0^i x_0 \left( \frac{i}{K_0} - 1 \right)^{a_0 - 1} \left( -\frac{i}{K_0^2} \right) = \Gamma_i$$

$$\frac{\partial f}{\partial x_0} = A_0 a_0^i \left( \frac{i}{K_0} + 1 \right)^{a_0} L \left( \frac{i}{K_0} + 1 \right) = \nu_i$$

$$\frac{\partial f}{\partial a_0} = A_0 \left( \frac{i}{K_0} + 1 \right)^{a_0} i a_0^{i-1} - 1 = \pi_i$$

Poniendo además

$$E_i - f(i, A_0, K_0, x_0, a_0) = \varphi_i,$$

se obtiene de (2):

$$z_i = \varphi_i - \lambda_i - \alpha - \Gamma_i \beta - \nu_i \gamma - \pi_i \delta$$

La expresión (1) toma entonces la forma

$$\sum_{i=0}^{m-1} (\lambda_i \alpha + \Gamma_i \beta + \nu_i \gamma + \pi_i \delta - \varphi_i)^2$$

Anúlense las derivadas parciales con respecto a  $\alpha, \beta, \gamma, \delta$  para lograr los mínimos cuadrados:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=0}^{m-1} (\lambda_i \alpha + \Gamma_i \beta + \nu_i \gamma + \pi_i \delta - \varphi_i) \lambda_i = 0 \\ \sum_{i=0}^{m-1} (\lambda_i \alpha + \Gamma_i \beta + \nu_i \gamma + \pi_i \delta - \varphi_i) \Gamma_i = 0 \\ \sum_{i=0}^{m-1} (\lambda_i \alpha + \Gamma_i \beta + \nu_i \gamma + \pi_i \delta - \varphi_i) \nu_i = 0 \\ \sum_{i=0}^{m-1} (\lambda_i \alpha + \Gamma_i \beta + \nu_i \gamma + \pi_i \delta - \varphi_i) \pi_i = 0 \end{array} \right.$$

Este sistema de ecuaciones normales se resuelve cómodamente luego de haber tabulado los coeficientes respectivos para  $i = 0, 1, 2, \dots, m-1$ .

#### Aplicación

Se utilizó este método para hallar las fórmulas respectivas en el caso de dos países de estructura muy diferente como el Uruguay y Venezuela, con los datos del quinquenio 1955-59. Las ecuaciones obtenidas fueron:

$$\text{Venezuela: } E = 2193 \left( \frac{n}{117.3} + 1 \right)^{44.47} \times 0.8001^n$$

$$\text{Uruguay: } E = 704 \left( \frac{n}{74.47} + 1 \right)^{24} \times 0.8047^n$$

## Anexo II

### CORRELACIÓN DE RANGOS E INFERENCIA NO PARAMÉTRICA

En los métodos estadísticos convencionales suele suponerse una distribución normal (gaussiana) de la población o de los errores. No cabe duda de que esto es una suposición restrictiva.

En el caso de la inferencia no paramétrica no se hacen estas suposiciones restrictivas. Se puede suponer, por ejemplo, que la distribución del error es simétrica, pero no necesariamente normal.

En su conjunto, estas pruebas no tienen tanta potencia y debemos pagar el precio de esta generalización.

Entre las pruebas estadísticas no paramétricas está la correlación de rangos. La motivó primitivamente la circunstancia de que algunas variables no son mensurables, por lo que las observaciones sólo pueden ser ordenadas por rango en relación ordinal, pero no cardinal. Sin embargo, a menudo se le emplea con las variables mensurables por cuanto las suposiciones no son tan rigurosas y la computación es mucho más fácil.

En la correlación de rangos se diría, por ejemplo: si el ingreso es más elevado, el ahorro es más elevado. No se supone ninguna forma lineal, exponencial o de alguna otra clase particular para la relación funcional. Solamente debe concluirse que la tendencia es "el alza". Es evidente que estas correlaciones son aplicables al caso de que se trata. Por consiguiente, los dos métodos empleados se explicarán brevemente a continuación. Se emplean dos métodos diferentes para medir el alcance de la correlación de rangos: el coeficiente de Spearman y el coeficiente de Kendall.

#### El coeficiente de Spearman

Los datos de entrada están presentados en la forma de dos columnas de cifras, correspondiendo a una observación o experimen-

to cada par horizontal. Sean  $X_i$  e  $Y_i$  los rangos (es decir, los números enteros que denotan su posición respecto al tamaño del número) de uno de estos dos pares. Definase:

$$d_i = X_i - Y_i$$

y compárese la suma de los cuadrados de estas diferencias entre los números de los rangos con el valor supuesto de esta suma en el caso de que las variables no guardasen relación en forma alguna.

Si  $n$  es el número de observaciones —es decir, la longitud de cada una de las tablas de variables que se comparan—, la esperanza matemática de la suma de los cuadrados, en ausencia de cualquiera relación, se verifica que es

$$n(n^2 - 1)/6$$

Es importante señalar —aunque resulte demasiado obvio— que éste no es el valor máximo posible de la suma de los cuadrados de las diferencias de los rangos. Este valor máximo aparecerá cuando exista una correlación inversa perfecta y será igual a

$$n(n^2 - 1)/3$$

Si existe una correlación directa perfecta, la suma de los cuadrados es 0.

Para cualquier suma dada de cuadrados de las diferencias de los rangos, el coeficiente de Spearman se define por:

$$S = 1 - \frac{\text{Suma de los cuadrados de las diferencias de los rangos}}{\text{Valor supuesto de la suma de los cuadrados de las diferencias de los rangos}}$$

Sustituyendo la expresión anterior:

$$S = 1 - \frac{6 \sum d_i^2}{n(n^2 - 1)}$$

M. G. Kendall ha demostrado que  $S$  puede probarse en una distribución de Student

$$t = S \cdot \left( \frac{n-2}{1-S^2} \right)^{1/2}$$

de modo que si la probabilidad ( $t$ ) es pequeña, de acuerdo con las tablas de la distribución de Student, no es posible rechazar la independencia entre las dos variables que se están analizando y el valor de  $S$  es declarado "no significativo" de acuerdo con el nivel de significación escogido.

#### El coeficiente de Kendall

Este coeficiente se refiere al número de inversiones del orden en una de las variables, suponiendo que el orden esté ordenado. Este número se representará por  $s$ . Luego la definición del coeficiente de Kendall es.

$$K = \frac{2s}{n(n-1)}$$

en donde  $n$ , como antes, representa el tamaño de la muestra, es decir, el número de pares de observaciones de las variables.

Existen diferentes maneras de calcular el número de inversiones del orden en una variable después de ordenar la otra. Probablemente la manera más sencilla sea la siguiente: considérese el primer elemento, es decir, aquel que está en el rango 1, y su posición en la fila de elementos de los que se desea contar el número de inversiones del orden. Sean  $D(1)$  y  $L(1)$ , respectivamente, representativos del número de elementos que están hacia

la derecha y hacia la izquierda de 1. Exclúyase el elemento mismo, de modo que como verificación se obtenga:

$$D(1) - L(1) = (n-1)$$

Tomando la diferencia

$$h(1) = D(1) - L(1)$$

y repitiendo la misma cosa para el elemento con el rango 2 después de eliminar el primero, de modo que  $D(2) - L(2) = n-2$ , y así sucesivamente, es posible demostrar que el número total de inversiones del orden es igual a la suma de todas estas diferencias, es decir:

$$s = \sum_i h(i)$$

Del mismo modo que el coeficiente de Spearman, el de Kendall es igual a 1 sólo si la correspondencia entre las dos series de rangos es perfecta, y  $-1$  si las series de rangos están invertidas.

Es posible demostrar que la distribución de  $K$  tiende a la normalidad cuando  $n$  tiende al infinito.

Aun cuando los dos coeficientes son diferentes, en su concepción y método de cálculo guardan íntima relación. Es posible demostrar que la correlación producto-momento entre ellos se aproxima a  $1 - n/4$  para los grandes valores de  $n$ . También para los grandes valores del tamaño de la muestra la relación  $S/K$  está en la vecindad de  $3/2$ .

#### Referencias bibliográficas

M. G. Kendall, *The advanced theory of Statistics*, 3 vols. (Londres, 1958).

M. G. Kendall, *Rank correlation methods*, 2ª ed. (Londres, 1955).

E. S. Pearson, *Biometrika tables for statisticians* (Cambridge University Press, 1954).

# COORDINACIÓN DE PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN EN CENTROAMÉRICA

por Eugenio Salazar \*

## A. PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL EN LA ZONA

Con las obras realizadas en los últimos años y las que se hallan actualmente en ejecución o prontas a iniciarse, la electrificación en Centroamérica está alcanzando en 1960 los objetivos de más urgente prioridad.

Se ha logrado, o se logrará a corto plazo en el caso de Honduras, asegurar un abastecimiento adecuado de energía eléctrica a las áreas económicamente más desarrolladas y de mayor densidad de población de cada país.<sup>1</sup>

Cumplida en general esta primera etapa, la tarea de planeación a largo plazo en cada país se propone dos finalidades primordiales:

a) Mantener el abastecimiento normal y oportuno frente al crecimiento de las demandas de energía eléctrica en las regiones ya servidas, y

b) Ampliar el suministro de energía eléctrica a las regiones o sectores de población cuyo desarrollo se desea estimular o mejorar, sea mediante la extensión de las instalaciones existentes o a través de sistemas eléctricos locales. Cuando las demandas lo justifiquen, estos sistemas locales independientes se irán integrando a los sistemas centrales de transmisión.

De acuerdo con las tendencias observadas y con los programas formulados en los diversos países, en los próximos 12 años se requerirá instalar en Centroamérica (sin incluir a Panamá) una capacidad generadora adicional de más de 470 000 kW. Ello representa una inversión en obras de generación, transmisión e instalaciones anexas de los sistemas primarios que se estima aproximadamente en 190 millones de dólares. (Véase el cuadro 1.)

Teniendo en cuenta la importancia de las obras necesarias por realizar en los próximos años, el monto de inversiones requeridas y el efecto que dichas obras han de tener en el desarrollo futuro de la electrificación del Istmo, parece llegado el momento de examinar en conjunto los diversos programas nacionales y considerarlos dentro de una perspectiva regional centroamericana.

Un análisis de esta especie podría conducir a una planeación a largo plazo en la que el conjunto de los

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.2, presentado también (E/CN.12/CCE/SC.5/7) a la Segunda Reunión del Subcomité de Electrificación, del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano.

<sup>1</sup> Guatemala constituye la excepción, ya que —aparte de la zona de la capital y sus alrededores, que cuentan con abastecimiento normal—, no se ha realizado obra alguna de importancia ni se ha formulado hasta el momento un programa adecuado para superar el déficit apreciable de energía eléctrica, que afecta a gran parte de la región central del país.

Cuadro 1

CENTROAMÉRICA: ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD GENERADORA REQUERIDA E INVERSIONES CORRESPONDIENTES A OBRAS E INSTALACIONES DE ELECTRIFICACIÓN PRIMARIA, 1961-72

País	Capacidad generadora requerida (kW)	Inversión estimada (Millones de dólares)
Honduras, ENEE (Programa Harza Eng.) . . . . .	72 000	22.3
El Salvador, CEL (Programa Harza Eng.) . . . . .	150 000	72.0
Guatemala (estimación mínima para todo el país) . . . . .	100 000	40.0
Nicaragua, ENLF (Programa Electro Consult) . . . . .	50 000	18.5
Costa Rica, ICE (Programa ICE hasta 1968 y proyección estimada hasta 1972) . . . . .	100 000	38.0
<i>Total estimado</i> . . . . .	<i>472 000</i>	<i>190.8</i>

recursos de energía de los diversos países se combinara en forma armónica para lograr un desarrollo coordinado de resultados más eficientes y una economía apreciable en las inversiones y en los costos del suministro.

El crecimiento normal de las instalaciones de abastecimiento primario de cada país llevará necesariamente, dentro de algunos años, a la interconexión gradual de los sistemas eléctricos centroamericanos dentro de un área geográfica cuyos centros de carga extremos (San José y Guatemala) no llegan a distar 1 000 kilómetros.

Sin embargo, sería de lamentar que, por carecer de una visión de conjunto del problema eléctrico centroamericano, el proceso se realizara de manera improvisada, con desperdicio de los limitados recursos de capital de que se dispone y con un aprovechamiento inapropiado de los recursos naturales disponibles.

Los dos objetivos principales de la planeación eléctrica a escala nacional que se han señalado podrían lograrse en algunos casos más económica y racionalmente —acelerando el proceso de electrificación, en otros—, si en la etapa actual de desarrollo se formula y analiza el problema a escala regional, prescindiendo de fronteras administrativas.

En la primera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación, celebrada en 1959, las delega-

ciones de Costa Rica y El Salvador pusieron de manifiesto las ventajas de una planeación regional, señalaron casos específicos de proyectos que beneficiarían a dos o más países vecinos, y aconsejaron llevar a cabo sin demora una investigación detallada al respecto, de plena actualidad.

En general, resumiendo las ideas expuestas por las delegaciones mencionadas, al abordar un planeamiento eléctrico a largo plazo a escala regional, tendrían que considerarse varias circunstancias que se presentan o habrán de presentarse con frecuencia, en distintas épocas o zonas geográficas dentro del área conjunta, a saber:

1) Aprovechamiento común, para fines de generación eléctrica y otros usos (riesgo, control de inundaciones, abastecimiento de agua a poblaciones, etc.) de recursos hidráulicos que pertenecen a dos o más países vecinos.

Según la magnitud que tuvieran en definitiva, estas explotaciones internacionales podrían servir para el abastecimiento eléctrico local de alguna región fronteriza común a los países o para el suministro de energía en gran escala a los centros principales de consumo mediante la interconexión con los sistemas eléctricos primarios de los países interesados;

2) Aprovechamiento de recursos hidroeléctricos económicamente atractivos, pero demasiado amplios para las necesidades inmediatas de un país. El desarrollo anticipado de estos proyectos de cierta magnitud podría justificarse para abastecer, mediante la transmisión de energía en alta tensión, los centros de carga de países vecinos, cuando las soluciones alternativas en estos últimos fueran de mayor costo, de utilización inadecuada o de complicada ejecución.

En este caso un país actúa como exportador de energía a los mercados vecinos, mientras no puede consumir toda su producción; entretanto, el país exportador tiene la oportunidad de intensificar el desarrollo de mercados adicionales de energía eléctrica, dentro de su propio territorio, haciendo ofertas de energía a precios más bajos, gracias a la ejecución anticipada de obras que de otro modo no se habrían justificado económicamente;

3) Aprovechamiento, mediante la interconexión de los sistemas eléctricos primarios, de la diversidad y diferencias existentes entre países vecinos en cuanto a naturaleza del consumo (energía y potencia), a las condiciones hidrológicas y climáticas, y a las características de las obras de generación (centrales térmicas, hidráulicas con embalse, de pasada, etc.).

En este caso y a diferencia del anterior, el flujo de energía y de potencia entre países se realiza alternativamente, en uno u otro sentido, según el período diario, semanal o estacional considerado. La interconexión da lugar a un intercambio de energía y potencia, en diversas combinaciones cuantitativas, para lograr el óptimo aprovechamiento de las instalaciones interconectadas, con economía en la capacidad total y de reserva requeridas y en los gastos correspondientes de capital y de explotación;

4) Abastecimiento de mercados de energía existentes o potenciales en zonas colindantes de dos o más países, cuya magnitud y alejamiento de los sistemas eléctricos primarios no justifiquen la extensión de dichos sistemas.

Se trata aquí del aprovechamiento de recursos que no son de propiedad común, como en el primer caso mencionado, sino del desarrollo de sistemas eléctricos de carácter local, normalmente alimentados por centrales generadoras de mediana capacidad, ubicadas o por instalarse en uno de los países considerados.

La ejecución de estos proyectos de tipo local-internacional facilitaría el alcance del segundo objetivo señalado para la planeación interna de cada país, esto es, la ampliación del abastecimiento de energía eléctrica a las zonas alejadas de los principales centros productores y de consumo.

La clasificación anterior, hecha principalmente desde el punto de vista del origen del abastecimiento eléctrico, admite evidentemente diversas variantes y combinaciones.

Así, por ejemplo, el desarrollo de un recurso internacional de cierta importancia (caso 1) que sólo pudiera ser utilizado, inicialmente al menos, por uno de los países propietarios, tiene mucha semejanza con el caso 2, en el que un país ejecuta o facilita la ejecución en su territorio de obras destinadas a servir un mercado exterior.

Del mismo modo, la interconexión de dos sistemas destinada originalmente al transporte y venta de energía de un país a otro (caso 2) puede convertirse, al crecer la demanda en el país proveedor, en un elemento de intercambio o de complementación mutua de energía y potencia (caso 3), con un desarrollo ulterior combinado de las instalaciones de ambos países.

Por último, es posible que convenga abastecer el mercado de una zona limítrofe de dos o más países mediante la extensión de las líneas de transmisión del sistema primario de uno de ellos, con ventaja sobre la solución de un desarrollo de tipo local, como el que se describe en el caso 4.

Todas las situaciones expuestas, que interesan a dos o más países vecinos, se presentarán prácticamente al abordar una planeación eléctrica en escala regional centroamericana. Muchas de ellas se ofrecerán como soluciones alternativas, que tendrían que compararse al estudiar los casos específicos.

En una perspectiva del desarrollo eléctrico de Centroamérica para los próximos 10 a 15 años, hay que contemplar desde luego diversas posibilidades de proyectos de carácter internacional que resultan ventajosos con respecto a soluciones restringidas o de alto costo relativo que pudieran formular aisladamente algunos países dentro de sus programas nacionales de electrificación.

A continuación se mencionan los proyectos de carácter regional-internacional que participan de las características descritas y cuyo estudio se considera de actualidad.

### 1. *Coordinación de los programas de electrificación de Honduras y El Salvador mediante la interconexión de los sistemas eléctricos primarios de ambos países*

Honduras deberá iniciar en breve plazo la construcción de la primera central del desarrollo hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo y de un sistema de transmisión que abarcará desde la costa noroeste hasta la zona de Tegucigalpa, con una capacidad generadora instalada que eventualmente llegará a unos 160 MW. De acuerdo con el crecimiento previsto de la demanda, esta capacidad bastaría para cubrir las necesidades del país (en la región considerada) durante los próximos 20 años. Aunque el proyecto de Honduras parece muy económico en su desarrollo ulterior (inversión unitaria inferior a 300 dólares por kW, incluyendo transmisión, según estimación de Harza Engineering), en la etapa inicial el costo de las obras y los consiguientes cargos de capital resultarán relativamente elevados.

Por otra parte, el desarrollo eléctrico de El Salvador (sistema nacional interconectado que cubre todo el territorio del país) requerirá en promedio durante los próximos 12 años un incremento de la capacidad generadora de unos 12 MW por año.

Dadas las características hidrológicas y topográficas de la cuenca del río Lempa, único recurso hidroeléctrico de importancia con que cuenta prácticamente el país, el costo de las obras necesarias para atender un crecimiento como el indicado resulta en general bastante elevado (alrededor de 480 dólares por kW, incluyendo obras accesorias de transmisión, según Harza Engineering).

Es posible que las investigaciones que se están realizando actualmente en El Salvador proporcionen soluciones más económicas en cuanto a inversiones unitarias, pero en cualquier caso tendrían que ser de tal magnitud, con una regulación adecuada del caudal del río, que su ejecución sólo se justificaría en una etapa más avanzada.

La interconexión y el desarrollo combinado de los sistemas eléctricos de Honduras (ENEE) y El Salvador (CEL) requeriría adelantar la construcción de las centrales generadoras de la zona Yojoa-Río Lindo (Honduras), y aplazar al mismo tiempo la ejecución de las obras de mayor costo en el río Lempa.

La capacidad generadora necesaria en el sistema interconectado sería normalmente menor que la suma de las capacidades por instalar en los desarrollos independientes de ambos países (incluso sin considerar una posible diversidad de las demandas respectivas). Además, el costo unitario medio en el sistema interconectado, referido a kW de capacidad generadora, resultaría bastante más bajo. Habría, en consecuencia, una apreciable economía en las inversiones y en los correspondientes gastos de capital.

La operación del sistema interconectado aprovecharía la amplia capacidad de regulación del lago Yojoa en Honduras para cubrir durante la estación seca los déficit de energía que ocurrieran en el sistema salvadoreño, cuya capacidad de regulación es limitada. A la

inversa, durante la estación lluviosa, El Salvador suministraría energía excedente a Honduras para economizar agua en el lago Yojoa y almacenar en él mayor energía para atender las demandas del sistema interconectado durante la estación seca.

### 2. *Desarrollo eléctrico de la zona limítrofe entre Panamá y Costa Rica*

Se trata de un proyecto de electrificación local para el abastecimiento de un área común a dos países: el sector occidental de la providencia de Chiriquí, en Panamá, y la región de Golfito, en Costa Rica.

La zona considerada comprende una faja adyacente a la costa del Pacífico, de una anchura media de unos 40 km por más de 100 km de longitud, con la carretera interamericana como eje.

Además de las importantes plantaciones bananeras que existen en ambos países, esta zona comprende terrenos de gran producción agrícola, que adquirirán mayor auge con la apertura de la carretera. Vive en ella una población de cerca de 200 000 habitantes.

De acuerdo con las informaciones disponibles, en el sector occidental de la provincia de Chiriquí existen recursos hidroeléctricos de mediana magnitud y desarrollo económico, que sólo se utilizan para el abastecimiento de la ciudad de David y otros pueblos de la provincia, existiendo un proyecto de extensión a la zona bananera en territorio panameño (Chiriquí Land Co.).

La demanda de energía en la zona limítrofe de Costa Rica no parece justificar por ahora la extensión de las líneas del sistema central de transmisión de este país, pero la zona representa un mercado que, incluyendo las plantaciones bananeras y otras actividades agrícolas de la United Fruit Co., abastecidas en la actualidad por centrales diesel-eléctricas, puede resultar interesante para el desarrollo de un sistema eléctrico local integrado por los sectores vecinos de ambos países.

Considerada este área internacional como una sola unidad económica, para no duplicar instalaciones e inversiones sería conveniente estudiar su abastecimiento de energía eléctrica con un criterio de conjunto, sea mediante la ampliación de las obras de generación en territorio panameño o procediendo a la construcción de una central hidroeléctrica en el sector costarricense interconectada con aquél.

Al ampliar el mercado de energía a una zona más extensa se justificaría la construcción de obras de generación y transmisión de mayor capacidad, menor costo unitario y mejor utilización, que no se concebirían para atender exclusivamente las necesidades más reducidas de los sectores aislados de ambos países.

Una investigación detallada de este problema podría demostrar la factibilidad de un desarrollo local-internacional, con instalaciones de propiedad particular, estatal o mixta en los respectivos países, que contribuiría a estimular y difundir el uso de la energía eléctrica y, por consiguiente, a mejorar la condición económica de una extensa y valiosa región agrícola de Centroamérica.

### 3. *Abastecimiento de Puerto Barrios y la región noroeste de Guatemala*

De acuerdo con los planes de fomento económico del gobierno de Guatemala, la zona de Puerto Barrios, Puerto Matías de Gálvez y localidades vecinas en la región noreste del país deberá adquirir en el futuro gran importancia comercial e industrial. Para ello es indispensable disponer de un amplio abastecimiento de energía eléctrica a precios adecuados. En la actualidad, el servicio eléctrico en esta zona se halla muy restringido por causa de la escasa capacidad de las instalaciones de suministro y de las elevadas tarifas de venta.

Los recursos hidroeléctricos investigados hasta el presente dentro del área (proyecto de Río Bobos) parecen limitados frente a la demanda de energía que el mercado podría requerir al impulsarse su desarrollo. Por otra parte, la distancia a que se encuentra la zona de los sistemas eléctricos existentes, que se hallan en la vertiente del Pacífico y en la región central del país, no justifica de momento la transmisión de energía desde dichos sistemas.

Con un conocimiento más completo de las necesidades a mediano y largo plazo de la región, podrían estudiarse diversas soluciones alternativas para su abastecimiento, con vistas a la formulación de un programa de desarrollo eléctrico de carácter local. Entre dichas alternativas habría que considerar la posibilidad de abastecimiento recurriendo a la extensión de las líneas del futuro sistema central de transmisión de Honduras, desde San Pedro Sula. La distancia de San Pedro Sula a Puerto Barrios (unos 65 km en línea recta), podría justificar la construcción de una línea de transmisión para una carga de 5 a 10 kW en la región guatemalteca. Una solución como la indicada sería inaplicable antes de 1964, año en el que se estima que podrá entrar en servicio el sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo de Honduras. Por consiguiente, para que la solución resultara factible habría que obtener cierta sincronización entre las demandas del mercado de Guatemala y las disponibilidades del sistema hondureño.

Si esta alternativa resultara conveniente, sería una razón más para justificar un adelanto en el desarrollo del sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo, aparte de las ventajas que reportaría su interconexión con el sistema central de transmisión de El Salvador, comentadas anteriormente.

### 4. *Otros proyectos internacionales*

Además de los proyectos de carácter internacional mencionados, que tendrían prioridad en un estudio de la región centroamericana, se vislumbra para el futuro la posibilidad de una interconexión de Nicaragua con los sistemas eléctricos de Honduras y El Salvador. Se lograría con ello producir un desplazamiento de energía firme o regulada de Nicaragua (sistema Tuma-Viejo-Matalgalpa y central térmica de Managua) a Honduras y de ésta a El Salvador, país que devolvería al

sistema interconectado común los excedentes de energía generada durante la estación de las lluvias en centrales de pasada (sin embalse) en el río Lempa.

Del mismo modo, el desarrollo eléctrico de El Salvador puede aconsejar en un futuro no lejano la interconexión de su sistema de transmisión con el de la Empresa Eléctrica de Guatemala, que cuenta con una alta proporción de capacidad generadora térmica y se complementaría muy bien, por lo tanto, con el régimen hidrológico de las centrales de El Salvador.

Es probable que, si se demuestra la factibilidad de las ideas expuestas, dentro de un período no mayor de 12 a 15 años gran parte de la región centroamericana, desde el suroriente de Nicaragua hasta la zona occidental de Guatemala, quedara cubierta por un sistema eléctrico interconectado, que operaría según programas definidos de movimientos de energía entre países y sistemas y permitiría obtener la utilización más eficiente de las instalaciones y la mayor economía de su explotación conjunta.

Por consiguiente, el desarrollo ulterior de la electrificación dentro de esta zona interconectada podría planearse en forma coordinada tomando en cuenta las necesidades de la región, las de cada uno de los países y las fuentes de abastecimiento aprovechables que mejor pudieran llenar dichas necesidades, tanto desde el punto de vista técnico como desde el económico.

Al formular proyectos de carácter internacional como los descritos, además de la justificación económica necesaria, deberían considerarse en cada caso los problemas de financiamiento de las obras y las modalidades que convendría especificar en los convenios de suministro o de intercambio de energía entre los diversos países.

En la Primera Reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación, la delegación de Costa Rica<sup>2</sup> planteó con respecto a a estos problemas ciertos principios generales que podrían servir de orientación en el estudio de casos específicos.

La presente exposición, que en gran parte repite o resume lo que en el seno de los organismos de electrificación de Centroamérica se ha venido considerando con creciente atención en los últimos años, tiene por objeto señalar la necesidad de iniciar formalmente un estudio de coordinación de los programas nacionales de desarrollo eléctrico en Centroamérica.

En las circunstancias actuales parece difícil constituir a muy corto plazo un comité técnico internacional, formado por representantes de los diversos países, que se responsabilice de esta labor. Tal vez fuera recomendable, por ello, que los gobiernos centroamericanos solicitaran de las Naciones Unidas el envío de una misión para que se encargara de realizar el estudio propuesto con la colaboración de los institutos de electrificación de los diferentes países y de formular las recomendaciones pertinentes.

<sup>2</sup> Instituto Costarricense de Electricidad, Aprovechamiento combinado de proyectos de carácter internacional (CCE/SC.5/1/DT/10).



### 1. Plan de electrificación de Honduras

El plan de electrificación de Honduras, que deberá llevar a cabo la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), tiene en estudio, en lo que respecta a obras de abastecimiento primario (generación y transmisión), la instalación de 72.5 MW de capacidad generadora en el período 1961-72. (Véase el cuadro 2.)

De la potencia total por instalar, 2.5 MW corresponden a la ampliación, actualmente en proceso, de la central dieseléctrica de Tegucigalpa (La Leona) y 70 MW a las dos primeras centrales del desarrollo hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo (Centrales Cañaveral y San Buenaventura).

El sistema de transmisión programado, con líneas de 138 kV y 69 kV, interconectará las centrales hidroeléctricas de Yojoa-Río Lindo con las centrales de la ENEE en Tegucigalpa, y se extenderá a la región Norte-Atlántico para suministrar energía a importantes consumidores industriales (plantaciones bananeras, cemento, minas) y a empresas eléctricas de servicio público.

Con un crecimiento anual estimado entre un 10 y un 12 por ciento, según el año, desde la puesta en servicio del sistema Yojoa-Río Lindo, se calcula que hacia 1972 la demanda máxima en centrales alcanzaría a unos 53 MW con una generación requerida de 234 millones de kWh.

Las inversiones en obras de generación y transmisión (la ENEE es además distribuidora en Tegucigalpa) por ejecutar en el período de 12 años indicado, se calculan en unos 22.3 millones de dólares, que representan un costo medio de 308 dólares por kW instalado. Aproximadamente un 25 por ciento de la inversión total del período corresponde a obras de transmisión.

De acuerdo con el programa formulado y considerando sólo el sistema abastecedor primario de la ENEE (excluidas las actividades de distribución), se ha determinado el ingreso medio por kWh vendido tanto a los grandes consumidores industriales y a otras empresas eléctricas como al propio servicio de distribución de la ENEE.

En los primeros años, antes de la puesta en servicio del sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo, se estima que el ingreso medio por kWh (suministrado a la red distribuidora de Tegucigalpa) se mantendrá en unos 3.5 centavos de dólar por kWh. En el período subsiguiente, con la incorporación de los consumos de la zona Norte-Atlántico, el ingreso medio general descendería a 2.2 centavos por kWh y disminuiría en los últimos años a 1.4 centavos por kWh, mediante sucesivas rebajas de tarifas.

La proyección de los resultados de explotación del sistema primario de la ENEE indica que con los ingresos medios previstos la empresa tendría una rentabilidad de 20 a 25 por ciento sobre sus inversiones durante

los primeros años, hasta la puesta en servicio del sistema Yojoa-Río Lindo. En el período subsiguiente la rentabilidad anual fluctuaría entre un 9 y un 10.5 por ciento.

### 2. Plan de desarrollo eléctrico de El Salvador

El plan de desarrollo eléctrico para El Salvador en el período de 1961 a 1972 contempla un programa de obras de abastecimiento primario que deberá realizar la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL) para hacer frente a los incrementos de consumo del país, estimados en promedio entre un 12 y un 13 por ciento acumulativo anual.

Se calcula que hacia 1972 la demanda en el sistema primario de la CEL llegará a unos 190 000 kW, con una generación neta requerida de unos 830 millones de kWh. (Véase el cuadro 3.)

De acuerdo con el programa de obras previsto, la capacidad generadora instalada de la CEL, que en 1960 era de 45 MW (Central 5 de Noviembre), debería incrementarse en 150 MW; del aumento, 135 MW corresponderían a capacidad hidráulica y 15 MW a una central a vapor. La capacidad hidroeléctrica por instalar comprende la ampliación a 60 MW de la Central 5 de Noviembre; la construcción de una central de 15 MW en un afluente del río Lempa, aguas abajo del lago Güija, y la instalación de dos centrales con una capacidad de 90 MW, más una obra de embalse, en el curso medio del río Lempa.

Según los presupuestos elaborados por la firma consultora (aparte de pequeños ajustes para instalaciones generales), las inversiones totales por realizar en las obras de generación y transmisión de la CEL durante el período 1961-72, ascenderían a unos 72 millones de dólares, que representan un costo medio de 480 dólares por kW instalado. Aproximadamente un 15 por ciento de la inversión total corresponde a ampliaciones del sistema de transmisión.

Se estima que con las obras programadas la CEL podría cubrir adecuadamente los incrementos previstos en el consumo, salvo algunos años durante los que habría un pequeño déficit de producción que se compensaría con generación térmica de la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador y de otras empresas eléctricas del sistema interconectado nacional.

Los ingresos de explotación de la CEL se han calculado a base de un precio medio de venta de 1.65 centavos de dólar por kWh a lo largo de todo el período, manteniéndose el nivel actual de las tarifas primarias de la empresa. Los ingresos por venta de energía calculados permitirían a la CEL cubrir los gastos de explotación y obtener una rentabilidad sobre sus inversiones de alrededor de 8 por ciento en los primeros años; la rentabilidad subiría hasta un promedio de 10.5 por ciento en los años finales del período considerado.

## HONDURAS: DESARROLLO DEL SISTEMA PRIMARIO

Referencia	Unidades	1960	1961	1962
1. Consumo en subestaciones del sistema primario . . . . .	Millones de kWh	24.2	26.7	31.4
2. Generación neta en centrales. . . . .	Millones de kWh	24.5	27.0	31.7
3. Demanda máxima en centrales (factor de carga 0.5) . . . . .	MW	5.6	6.1	7.2
4. Capacidad generadora instalada . . . . .	MW			
.1 Centrales hidráulicas La Leona y Rosario . . . . .		3.2	3.2	3.2
.2 Central diesel La Leona. . . . .		4.1	6.6	6.6
.3 Sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo . . . . .		—	—	—
<i>Total capacidad generadora.</i> . . . . .	MW	7.3	9.8	9.8
5. Generación anual. . . . .	Millones de kWh			
.1 Hidro La Leona y Rosario. . . . .		11.0	11.0	11.0
.2 Diesel La Leona . . . . .		13.5	16.0	20.7
.3 Hidro Yojoa Río Lindo . . . . .		—	—	—
<i>Total generación anual</i> . . . . .		24.5	27.0	31.7
6. Activo fijo, obras en servicio . . . . .	Millones de dólares			
.1 Centrales La Leona y Rosario, transmisión y obras anexas		1.90	2.60	2.60
.2 Sistema Yojoa-Río Lindo . . . . .		—	—	—
<i>Total activo fijo</i> . . . . .		1.90	2.60	2.60
7. Depreciación acumulada . . . . .	Millones de dólares	0.40	0.50	0.60
8. Activo fijo neto (6 — 7) . . . . .	Millones de dólares	1.50	2.10	2.00
9. Capital de explotación . . . . .	Millones de dólares	0.15	0.20	0.20
10. Inversión inmovilizada (8 + 9) . . . . .	Millones de dólares	1.65	2.30	2.20
11. Ingresos de explotación . . . . .	Miles de dólares			
.1 Ventas en A. T. a otras empresas . . . . .		—	—	—
.2 Valor calculado de energía entregada a Tegucigalpa . . . . .		860	988	1 074
<i>Total ingresos sistema primario</i> . . . . .		860	988	1 074
12. Energía suministrada por sistema primario . . . . .	Millones de kWh			
.1 A otras empresas y consumos en A. T. . . . .		—	—	—
.2 Al sistema distribución de Tegucigalpa . . . . .		24.2	26.7	31.4
<i>Total energía suministrada.</i> . . . . .		24.2	26.7	31.4
13. Ingreso medio por kWh suministrado . . . . .	Centavos de dólar			
.1 A otras empresas y consumos en A. T. . . . .		—	—	—
.2 Al sistema distribución Tegucigalpa . . . . .		3.6	3.7	3.4
<i>Ingreso medio total.</i> . . . . .		3.6	3.7	3.4
14. Gastos de explotación. . . . .	Miles de dólares			
.1 Sistema Rosario-La Leona, fijos. . . . .		185	200	200
.2 Sistema Rosario-La Leona, variables . . . . .		226	238	310
.3 Sistema Yojoa-Río Lindo . . . . .		—	—	—
<i>Subtotal gastos directos</i> . . . . .		411	438	510
.4 Depreciación total sistema primario . . . . .		76	104	104
<i>Total gastos de explotación</i> . . . . .		487	542	614
15. Ingreso neto de explotación sistema primario (11 — 14) . . . . .	Miles de dólares	373	446	460
16. Ingreso neto, en porcentaje de inversión inmovilizada ( $\frac{15}{10} \times 100$ ). . . . .	Porcientos	22.6	19.4	20.9
17. Costo (según activo fijo) por kW instalado ( $\frac{6}{4}$ ) . . . . .	Dólares	270	265	265
18. Gastos de explotación por kWh suministrado por sistema primario ( $\frac{14}{1}$ ) . . . . .	Centavos de dólar	2.01	2.03	1.96

## (GENERACIÓN-TRANSMISIÓN) DE LA ENEE, 1960-72

1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
37.2	109.0	118.0	128.0	144.0	157.0	171.0	187.0	205.0	224.0
37.5	112.0	121.0	132.0	149.0	163.0	178.0	195.0	214.0	234.0
8.6	25.6	27.7	30.2	34.0	37.1	40.5	44.5	48.9	53.0
3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
—	30.0	30.0	30.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	70.0
9.8	39.8	39.8	39.8	59.8	59.8	59.8	59.8	59.8	79.8
11.0	11.0	11.0	11.0	—	—	—	—	—	—
26.5	1.0	10.0	21.0	—	—	—	—	—	—
—	100.0	100.0	100.0	149.0	163.0	178.0	195.0	214.0	233.0
37.5	112.0	121.0	132.0	149.0	163.0	178.0	195.0	214.0	233.0
2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60
—	14.48	14.48	14.48	18.92	18.92	18.92	18.92	18.92	21.57
2.60	17.08	17.08	17.08	21.52	21.52	21.52	21.52	21.52	24.17
0.70	1.13	1.55	1.98	2.52	3.06	3.60	4.14	4.67	5.28
1.90	15.95	15.53	15.10	19.00	18.46	17.92	17.38	16.85	18.09
0.20	0.50	0.50	0.50	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.70
2.10	16.45	16.03	15.60	19.60	19.06	18.52	17.98	17.45	19.59
—	1 088	1 108	1 174	1 245	1 331	1 423	1 360	1 348	1 495
1 277	1 278	1 488	1 696	1 601	1 561	1 455	1 358	1 584	1 745
1 277	2 366	2 596	2 870	2 846	2 892	2 878	2 718	2 932	3 240
—	64.2	67.4	71.8	81.3	86.9	92.8	99.6	107.3	115.0
37.2	44.8	50.6	56.2	62.7	70.1	78.2	87.4	97.7	109.0
37.2	109.0	118.0	128.0	144.0	157.0	171.0	187.0	205.0	224.0
—	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.4	1.3	1.3
3.4	2.9	2.9	3.0	2.6	2.2	1.9	1.6	1.6	1.6
3.4	2.2	2.2	2.2	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4	1.4
200	200	200	200	100	100	100	100	100	100
398	20	155	315	—	—	—	—	—	—
—	315	315	315	405	405	405	405	405	450
598	535	670	830	505	505	505	505	505	550
104	466	466	466	577	577	577	577	577	644
702	1 001	1 136	1 296	1 082	1 082	1 082	1 082	1 082	1 194
575	1 365	1 460	1 574	1 764	1 810	1 796	1 636	1 850	2 046
27.4	8.3	9.1	10.1	9.0	9.5	9.7	9.1	10.6	10.4
265	429	429	360	360	360	360	360	360	303
1.89	0.92	0.96	1.01	0.75	0.69	0.63	0.58	0.53	0.54

## EL SALVADOR: DESARROLLO DEL SISTEMA PRIMARIO

Referencia	Unidades	1960	1961	1962
1. Consumo en sub-estaciones del sistema primario . . . . .	Millones de kWh	194	221	251
2. Generación neta en centrales . . . . .	Millones de kWh	204	233	264
3. Demanda máxima en centrales (f. de carga 0.5) . . . . .	MW	47	53	60
4. Capacidad generadora instalada . . . . .	MW			
.1 Hidro 5 de Noviembre . . . . .		45	60	60
.2 Hidro Guajoyo. . . . .		—	—	—
.3 Hidro Paso del Oso. . . . .		—	—	—
.4 Hidro Poza del Silencio . . . . .		—	—	—
<i>Subtotal capacidad hidráulica</i> . . . . .		45	60	60
.5 Central a vapor . . . . .		—	—	—
<i>Total capacidad generadora instalada</i> . . . . .		45	60	60
4a. Déficit de capacidad generadora (suplida por CAESS y otros) (3 — 4). . . . .	MW	2	—	—
5. Generación anual CEL . . . . .	Millones de kWh			
.1 Centrales hidráulicas . . . . .		187	223	236
.2 Central a vapor . . . . .		—	—	—
<i>Total generado por CEL</i> . . . . .		187	223	236
5a. Déficit, energía térmica suministrada por CAESS y otros (2 — 5). . . . .	Millones de kWh	17	10	28
6. Activo fijo obras en servicio . . . . .	Millones de dólares			
.1 Central 5 de Noviembre y obras regulación Güija . . . . .		20.4	25.9	25.9
.2 Otras obras de generación hidráulica . . . . .		—	—	—
.3 Central a vapor. . . . .		—	—	—
.4 Obras de transmisión e instalaciones generales . . . . .		5.0	6.3	6.3
<i>Total activo fijo sistema primario CEL</i> . . . . .		25.4	32.2	32.2
7. Depreciación acumulada . . . . .	Millones de dólares	3.2	3.9	4.6
8. Activo fijo neto (6 — 7). . . . .	Millones de dólares	22.2	28.3	27.6
9. Capital de explotación. . . . .	Millones de dólares	0.8	1.0	1.0
10. Inversión inmovilizada (8 + 9) . . . . .	Millones de dólares	23.0	29.3	28.6
11. Energía suministrada por CEL . . . . .	Millones de kWh	177	211	223
12. Ingresos de explotación CEL (base 1.65 centavos de dólar por kWh) . . . . .	Miles de dólares	2 921	3 482	3 680
13. Gastos de explotación CEL. . . . .	Miles de dólares			
.1 Gastos directos de explotación, fijos . . . . .		510	580	580
.2 Combustibles y otros gastos variables . . . . .		—	—	—
<i>Subtotal gastos directos de explotación</i> . . . . .		510	580	580
.3 Depreciación. . . . .		560	710	710
<i>Total gastos de explotación CEL</i> . . . . .		1 070	1 290	1 290
14. Ingreso neto de explotación CEL (12 — 13) . . . . .	Miles de dólares	1 851	2 192	2 390
15. Ingreso neto, por ciento de inversión inmovilizada ( $\frac{14}{10} \times 100$ ). . . . .	Porcientos	8.0	7.5	8.4
16. Costo (según activo fijo) por kW instalado ( $\frac{\%}{4}$ ) . . . . .	Dólares	627	537	537
17. Gasto adicional generación térmica CAESS y otros (estimado en 1.3 centavos por kWh) . . . . .	Miles de dólares	221	130	364
18. Gastos de explotación por kWh suministrado en sub-estaciones. . . . .				
.1 Energía suministrada por CEL . . . . .	Centavos de dólar	0.60	0.61	0.58
.2 Promedio general, incl. energía térmica de CAESS y otros. . . . .		0.67	0.64	0.66

## (GENERACIÓN TRANSMISIÓN) DE LA CEL, 1960-72

1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
284	320	358	401	449	503	563	631	707	792
299	337	377	422	473	529	593	664	744	834
68	77	86	96	108	121	135	152	170	190
60	60	75	75	75	75	75	75	75	75
15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
—	—	—	—	15	15	15	15	15	30
—	—	—	—	—	—	40	40	40	60
75	75	90	90	105	105	145	145	145	180
—	—	15	15	15	15	15	15	15	15
75	75	105	105	120	120	160	160	160	195
—	2	—	—	—	1	—	—	10	—
290	305	321	339	413	433	573	602	629	768
—	—	56	74	60	77	20	62	79	66
290	305	377	413	473	510	593	664	708	834
9	32	—	9	—	19	—	—	36	—
25.9	25.9	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5
5.1	5.1	5.1	5.1	14.5	14.5	32.5	32.5	32.5	53.4
—	—	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
8.6	8.6	8.9	8.9	9.8	9.8	11.7	11.7	11.7	12.0
39.6	39.6	45.8	45.8	56.1	56.1	76.0	76.0	76.0	97.4
5.5	6.4	7.5	8.6	9.9	11.2	12.9	14.6	16.3	18.5
34.1	33.2	38.3	37.2	46.2	44.9	63.1	61.4	59.7	78.9
1.2	1.2	1.4	1.4	1.7	1.7	2.2	2.2	2.3	2.9
35.3	34.4	39.7	38.6	47.9	46.6	65.3	63.6	62.0	81.8
275	288	358	392	449	484	563	631	671	792
4 538	4 752	5 907	6 468	7 409	7 986	9 290	10 412	11 072	13 068
715	715	920	920	1 070	1 070	1 370	1 370	1 370	1 750
—	—	532	703	570	732	190	589	751	627
715	715	1 452	1 623	1 640	1 802	1 560	1 959	2 121	2 377
870	870	1 050	1 050	1 280	1 280	1 720	1 720	1 720	2 090
1 585	1 585	2 502	2 673	2 920	3 082	3 280	3 679	3 841	4 467
2 953	3 167	3 405	3 795	4 489	4 904	6 010	6 733	7 231	8 601
8.4	9.2	8.6	9.8	9.4	10.5	9.2	10.6	11.7	10.5
528	528	436	436	467	467	475	475	475	499
117	416	—	117	—	247	—	—	468	—
0.58	0.55	0.70	0.68	0.65	0.64	0.58	0.58	0.57	0.56
0.60	0.63	0.70	0.70	0.65	0.66	0.58	0.58	0.61	0.56

**Cuadro**  
**DESARROLLO DEL SISTEMA INTER**

<i>Referencia</i>	<i>Unidades</i>	1960	1961	1962
				<i>Sistemas</i>
1. Generación neta requerida . . . . .	Millones de kWh			
.1 Honduras-sistema ENEE. . . . .		24.5	27.0	31.7
.2 El Salvador-sistema CEL. . . . .		204.0	233.0	264.0
<i>Total generación requerida.</i> . . . . .		228.5	260.0	295.7
2. Demanda máxima en centrales, requerida . . . . .	MW			
.1 Honduras-sistema ENEE. . . . .		5.6	6.1	7.2
.2 El Salvador-sistema CEL. . . . .		47.0	53.0	60.0
<i>Total demanda máxima (diversidad 1.0)</i> . . . . .		52.6	59.1	67.2
3. Capacidad generadora instalada (Cuadro 5) . . . . .	MW			
.1 Honduras-sistema ENEE. . . . .		7.3	9.8	9.8
.2 El Salvador-sistema CEL. . . . .		45.0	60.0	60.0
<i>Total capacidad generadora instalada.</i> . . . . .		52.3	69.8	69.8
4. Generación de energía (Cuadro 6) . . . . .	Millones de kWh			
.1 Honduras-sistema ENEE. . . . .		24.5	27.0	31.7
.2 El Salvador-sistema CEL. . . . .		204.0	233.0	264.0
<i>Total generación (igual a línea 1)</i> . . . . .		228.5	260.0	295.7
5. Activo fijo, obras en servicio sistema primario (Cuadro 4-A) .	Millones de dólares			
.1 Honduras-sistema ENEE. . . . .		1.9	2.6	2.6
.2 El Salvador-sistema CEL. . . . .		25.4	32.2	32.2
.3 Obras de interconexión (a contar de 1965) . . . . .		—	—	—
<i>Total activo fijo, sistema primario.</i> . . . . .		27.3	34.8	34.8
6. Inversión inmovilizada . . . . .	Millones de dólares			
.1 Honduras-sistema ENEE. . . . .		1.7	2.3	2.2
.2 El Salvador-sistema CEL. . . . .		23.0	29.3	28.6
.3 Obras de interconexión . . . . .		—	—	—
<i>Total inversión inmovilizada</i> . . . . .		24.7	31.6	30.8
7. Ingresos de explotación (con tarifas iguales que en los programas independientes) . . . . .	Miles de dólares			
.1 Honduras-sistema ENEE. . . . .		860	988	1 074
.2 El Salvador-sistema CEL <sup>a</sup> . . . . .		2 921	3 482	3 680
<i>Total ingresos de explotación.</i> . . . . .		3 781	4 470	4 754
8. Gastos de explotación (Cuadro 7) . . . . .	Miles de dólares			
.1 Honduras-sistema ENEE. . . . .		487	542	614
.2 El Salvador-sistema CEL. . . . .		1 070	1 290	1 290
.3 Obras de interconexión . . . . .		—	—	—
<i>Total gastos de explotación sistema interconectado</i> . . . . .		1 557	1 832	1 904
9. Ingreso neto de explotación sist. interconectado (7 — 8) . .	Miles de dólares	2 224	2 638	2 850
10. Ingreso neto, en por ciento de inversión inmovilizada ( $\frac{9}{6} \times 100$ ) . . . . .	Porcientos	9.0	8.3	9.3
11. Ingreso neto, para rentabilidad media de 10 % calculada en programas independientes, a contar de 1965 (10 % de 6)	Miles de dólares	—	—	—
12. Excedente o utilidad adicional sobre rentabilidad de 10 % anual (9 — 11) . . . . .		—	—	—

<sup>a</sup> Total de la energía requerida por el sistema es suministrado por la CEL a contar de 1965.

## CONECTADO ENEE-CEL, 1965-72

1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
<i>independientes</i>		<i>Sistema interconectado</i>							
37.5	112.0	112.0	132.0	149.0	163.0	178.0	195.0	214.0	233.0
299.0	337.0	377.0	422.0	473.0	529.0	593.0	664.0	744.0	834.0
336.5	449.0	498.0	554.0	622.0	692.0	771.0	859.0	958.0	1 067.0
8.6	25.6	27.7	30.2	34.0	37.1	40.5	44.5	48.9	53.0
68.0	77.0	86.0	96.0	108.0	121.0	135.0	152.0	170.0	190.0
76.6	102.6	113.7	126.2	142.0	158.1	175.5	196.5	218.9	243.0
9.8	39.8	59.8	59.8	79.8	119.8	119.8	119.8	119.8	154.8
75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	90.0	105.0	105.0
84.8	114.8	134.8	134.8	154.8	194.8	194.8	209.8	224.8	259.8
37.5	112.0	177.0	215.0	260.0	317.0	396.0	464.0	510.0	630.0
299.0	337.0	321.0	339.0	362.0	375.0	375.0	395.0	448.0	437.0
336.5	449.0	498.0	554.0	622.0	692.0	771.0	859.0	958.0	1 067.0
2.6	17.1	21.6	21.6	24.3	33.3	33.3	33.3	33.3	39.8
39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.8	40.0	41.9	46.5	46.9
—	—	4.0	4.0	4.0	4.0	6.5	6.5	6.5	6.5
42.2	56.7	65.2	65.2	67.9	77.1	79.8	81.7	86.3	93.2
2.1	16.5	20.3	19.7	21.9	30.2	29.4	28.5	27.7	33.4
35.3	34.4	33.5	32.7	31.8	31.1	30.4	31.5	35.2	34.6
—	—	4.0	3.8	3.7	3.5	5.9	5.7	5.5	5.3
37.4	50.9	57.8	56.2	57.4	64.8	65.7	65.7	68.4	73.3
1 277	2 366	2 596	2 870	2 846	2 892	2 878	2 718	2 932	3 240
4 538	4 752	5 907	6 616	7 409	8 299	9 290	10 412	11 665	13 068
5 815	7 118	8 493	9 486	10 255	11 191	12 168	13 130	14 597	16 308
702	1 001	1 100	1 100	1 215	1 720	1 720	1 720	1 720	2 030
1 585	1 585	1 585	1 585	1 585	1 585	1 585	1 680	2 450	2 350
—	—	215	215	215	215	345	345	345	345
2 287	2 586	2 900	2 900	3 015	3 520	3 650	3 745	4 515	4 725
3 528	4 532	5 593	6 586	7 240	7 671	8 518	9 385	10 082	11 583
9.4	8.9	9.7	11.7	12.6	11.8	13.0	14.3	14.6	15.8
—	—	5 780	5 620	5 740	6 480	6 570	6 570	6 840	7 330
—	—	(187)	966	1 500	1 191	1 948	2 815	3 242	4 253

### 3. Interconexión de los sistemas de Honduras, El Salvador

En resumen, los programas de electrificación formulados para el período 1961 a 1972 requerirán la instalación de 72.5 MW en Honduras, con una inversión de 22.3 millones de dólares, y de 150 MW en El Salvador, con inversión de 72 millones. Para el conjunto de los dos países, las entidades nacionales de electrificación deberán agregar, por consiguiente, 222.5 MW de capacidad generadora, con una inversión de 94.3 millones de dólares en obras de abastecimiento primario.

Mediante la interconexión de los sistemas eléctricos primarios de la ENEE (Honduras) y de la CEL (El Salvador), justificada a partir del año 1965, sería posible coordinar los programas de electrificación de ambos

países, adelantando la construcción de las centrales hidroeléctricas del desarrollo Yojoa-Río Lindo en Honduras, de bajo costo unitario, y aplazando la ejecución de los proyectos de generación en el río Lempa de El Salvador, de costo relativamente elevado por las importantes obras de regulación que se requieren.

La interconexión de los dos sistemas nacionales permitiría una mejor utilización combinada de las obras de generación y requeriría una potencia instalada menor para satisfacer las demandas del sistema eléctrico integrado, sin considerar diversidad alguna.

Habría, en consecuencia, una doble economía en las inversiones, derivada de la menor capacidad para instalar y del menor costo unitario de las respectivas instalaciones.

A pesar de la menor potencia instalada total en el

Cuadro

#### DETALLE DE OBRAS E INVERSIONES EN

	1960	1961	1962	1963
	<i>Sistemas independientes</i>			
				M
<i>Capacidad generadora instalada:</i>				
1. Honduras-Sistema ENEE				
Diesel-La Leona . . . . .	4.1	6.6	6.6	6.6
Hidro-Rosario y La Leona . . . . .	3.2	3.2	3.2	3.2
Hidro-Central Cañaveral . . . . .	—	—	—	—
Hidro-Central-Buenaventura . . . . .	—	—	—	—
Hidro-Central Río Lindo . . . . .	—	—	—	—
<i>Total capacidad instalada ENEE . . . . .</i>	7.3	9.8	9.8	9.8
2. El Salvador-sistema CEL				
Hidro-5 de Noviembre . . . . .	45.0	60.0	60.0	60.0
Hidro-Guajoyo . . . . .	—	—	—	15.0
Central a vapor . . . . .	—	—	—	—
<i>Total capacidad instalada CEL . . . . .</i>	45.0	60.0	60.0	75.0
<i>Total capacidad instalada sistema interconectado . . . . .</i>	52.3	69.8	69.8	84.8
				Millones
<i>Activo fijo, obras en servicio sistema primario:</i>				
1. Honduras-sistema ENEE (incl. inst. generales)				
Centrales hidro y diesel La Leona, Rosario y transmisiones . . . . .	1.9	2.6	2.6	2.6
Central Cañaveral y transmisiones . . . . .	—	—	—	—
Central San Buenaventura . . . . .	—	—	—	—
Central Río Lindo . . . . .	—	—	—	—
Desviación Río Jaltique y Presa . . . . .	—	—	—	—
<i>Total activo fijo sistema primario ENEE . . . . .</i>	1.9	2.6	2.6	2.6
2. El Salvador-sistema CEL				
Central 5 de Noviembre y obras Juija . . . . .	20.4	25.9	25.9	25.9
Central Guajoyo . . . . .	—	—	—	5.1
Central a vapor . . . . .	—	—	—	—
Sistema de transmisión o inst. generales . . . . .	5.0	6.3	6.3	8.6
<i>Total activo fijo sistema CEL . . . . .</i>	25.4	32.2	32.2	39.6
3. Obras de interconexión ENEE-CEL . . . . .	—	—	—	—
<i>Total activo fijo, obras en servicio . . . . .</i>	27.3	34.8	34.8	42.2



sistema interconectado, la capacidad de reserva resulta para El Salvador en general más favorable que en el programa de desarrollo independiente de este país.

Un primer examen del problema permite concebir desde luego un plan coordinado de desarrollo eléctrico de ambos países, según el cual se requeriría en el período 1961 a 1972 la instalación de 147.5 MW de capacidad generadora en el sistema hondureño y de 60 MW en El Salvador, con un total de 207.5 MW para el sistema interconectado. La totalización de los desarrollos independientes requiere 222.5 MW. (Véase el cuadro 4.)

La interconexión empezaría a operar en 1965, año en el que se pondría en servicio una línea de transmisión de 138 kV desde Yojoa-Río Lindo hasta la Central 5 de Noviembre (aproximadamente 200 km) y un se-

gundo circuito de 115 kV desde esta central hasta San Salvador, además de las subestaciones de transformación de 138 a 115 kV, y de recepción en San Salvador.

Se ha supuesto, además, que en 1969 se instalaría una segunda línea de 138 kV entre Yojoa y la Central 5 de Noviembre.

Las inversiones en obras de abastecimiento primario durante el período 1961-72, en un desarrollo combinado como el propuesto, alcanzarían aproximadamente a unos 38 millones de dólares en el sistema de la ENEE (Honduras) y a 21.5 millones en el sistema de la CEL (El Salvador). A esto habría que agregar el costo de las obras de interconexión que es estimado, para dos circuitos de 138 kV en servicio, en unos 6.5 millones de dólares.

La inversión total requerida por el desarrollo del

5

SISTEMA INTERCONECTADO ENEE-CEL, 1965-72

1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
<i>Sistema interconectado</i>								
6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	45.0
—	20.0	20.0	20.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
—	—	—	—	40.0	40.0	40.0	40.0	60.0
39.8	59.8	59.8	79.8	119.8	119.8	119.8	119.8	154.8
60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	75.0	75.0	75.0
15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
—	—	—	—	—	—	—	15.0	15.0
75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	90.0	105.0	105.0
114.8	134.8	134.8	154.8	194.8	194.8	209.8	224.8	259.8
<i>de dólares</i>								
2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	16.5
—	4.5	4.5	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
—	—	—	—	9.0	9.0	9.0	9.0	12.3
—	—	—	—	—	—	—	—	1.1
17.1	21.6	21.6	24.3	33.3	33.3	33.3	33.3	39.8
25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	27.5	27.5	27.5
5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
—	—	—	—	—	—	—	4.3	4.3
8.6	8.6	8.6	8.6	8.8	9.0	9.3	9.6	10.0
39.6	39.6	39.6	39.6	39.8	40.0	41.9	46.5	46.9
—	4.0	4.0	4.0	4.0	6.5	6.5	6.5	6.5
56.7	65.2	65.2	67.9	77.1	79.8	81.7	86.3	93.2

## DISPOSICIÓN DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL

Referencias	1965			1966			1967		
	Período seco	Período de lluvia	Total del año	Período seco	Período de lluvia	Total del año	Período seco	Período de lluvia	Total del año
1. Energía requerida (millones de kWh)									
.1 Honduras, sistema ENEE . . . . .	73	48	121	79	53	132	89	60	149
.2 El Salvador, sistema CEL . . . . .	226	151	377	253	169	422	284	189	473
<i>Total energía requerida . . . . .</i>	<i>299</i>	<i>199</i>	<i>498</i>	<i>332</i>	<i>222</i>	<i>554</i>	<i>373</i>	<i>249</i>	<i>622</i>
2. Detalle de generación (millones de kWh)									
.1 Honduras, ENEE hidro . . . . .	129	48	177	162	53	215	203	57	260
.2 El Salvador, CEL hidro . . . . .	170	151	321	170	169	339	170	192	362
técnica . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
<i>Subtotal CEL . . . . .</i>	<i>170</i>	<i>151</i>	<i>321</i>	<i>170</i>	<i>169</i>	<i>339</i>	<i>170</i>	<i>192</i>	<i>362</i>
<i>Total generación sistema interconectado</i>	<i>299</i>	<i>199</i>	<i>498</i>	<i>332</i>	<i>222</i>	<i>554</i>	<i>373</i>	<i>249</i>	<i>622</i>
3. Demanda máxima (MW)									
.1 Honduras, sistema ENEE . . . . .	28	26		30	28		34	32	
.2 El Salvador, sistema CEL . . . . .	86	81		96	91		108	102	
<i>Total demanda máxima (div. 1.00) . . . . .</i>	<i>114</i>	<i>107</i>		<i>126</i>	<i>119</i>		<i>142</i>	<i>134</i>	
4. Capacidad instalada (MW)									
.1 Honduras, ENEE . . . . .	53	53		53	53		73	73	
.2 El Salvador, CEL hidro . . . . .	75	75		75	75		75	75	
técnica . . . . .	—	—		—	—		—	—	
<i>Total capacidad instalada . . . . .</i>	<i>128</i>	<i>128</i>		<i>128</i>	<i>128</i>		<i>148</i>	<i>148</i>	
5. Transferencias de energía (millones de kWh)									
.1 De ENEE a CEL, neto en cada período . . . . .	56	—	56	83	—	83	114	—	114
.2 De CEL a ENEE, neto en cada período . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	3	3
.3 Potencia hidro mínima disponible en ENEE (MW). . . . .	25	27		23	25		39	41	
.4 Potencia máxima requerida por CEL (MW). . . . .	11	6		21	16		33	27	

sistema interconectado ENEE-CEL en el período 1961-1972 llegaría, en resumen, a unos 66 millones de dólares, suma inferior en 28.4 millones de dólares a la estimada en los programas de electrificación propuestos en forma independiente para los dos países en el mismo período. (Véase el cuadro 5.)

En los programas independientes formulados para Honduras y El Salvador se ha calculado que los ingresos por venta de energía primaria de la ENEE y de la CEL, respectivamente, bastarían para cubrir los gastos de explotación y asegurar, en ambos casos, una rentabilidad media anual de alrededor de 10 por ciento sobre las inversiones inmovilizadas a contar del año de 1965.

Como consecuencia de las menores inversiones requeridas y de la operación combinada de los sistemas interconectados, los gastos de explotación, y especialmente los cargos fijos, se reducirían apreciablemente.

De este modo, los ingresos por venta de energía

primaria, a los mismos precios medios estimados en los programas independientes, permitirían en el sistema integrado obtener, por encima de la misma rentabilidad media de 10 por ciento sobre las inversiones inmovilizadas, un excedente o utilidad adicional estimado en promedio en más de 1.9 millones de dólares anuales durante el período 1965 a 1972, a contar de la fecha de la interconexión.

En resumen, el desarrollo de un programa coordinado de electrificación para Honduras y El Salvador como el propuesto reportaría una economía en las inversiones de más de 28 millones de dólares en el período 1961 a 1972. Además, durante el período de ocho años de 1965 a 1972, contado desde la fecha de interconexión, las ventas de energía del sistema interconectado permitirían obtener una utilidad adicional acumulada de 15.7 millones de dólares (1.96 promedio anual) sobre la rentabilidad media de 10 por ciento calculada en los programas independientes.

## SISTEMA INTERCONECTADO ENEE-CEL, 1965-72

1968			1969			1970			1971			1972		
Período seco	Período de lluvia	Total del año	Período seco	Período de lluvia	Total del año	Período seco	Período de lluvia	Total del año	Período seco	Período de lluvia	Total del año	Período seco	Período de lluvia	Total del año
98	65	163	107	71	178	117	78	195	128	86	214	140	93	233
317	212	529	356	237	593	398	266	664	446	298	744	500	334	834
415	277	692	463	308	771	515	344	859	574	384	958	640	427	1 067
245	72	317	293	103	396	345	119	464	351	159	510	428	202	630
170	205	375	170	205	375	170	225	395	170	225	395	170	225	395
—	—	—	—	—	—	—	—	—	59	—	53	42	—	42
170	205	375	170	205	375	170	225	395	223	225	448	212	225	437
415	277	692	463	308	771	515	344	859	574	384	958	640	427	1 067
37	35		41	38		45	42		49	46		53	50	
121	115		135	128		152	144		170	161		190	180	
158	150		176	166		197	186		219	207		243	230	
113	113		113	113		113	113		113	113		148	148	
75	75		75	75		90	90		90	90		90	90	
—	—		—	—		—	—		15	15		15	15	
188	188		188	188		203	203		218	218		253	253	
147	7	154	186	32	218	228	41	269	223	73	296	288	109	397
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
76	78		72	75		68	71		64	67		95	98	
46	40		60	53		62	54		65	56		85	75	

En la operación del sistema interconectado, a partir del año 1965, habría una entrega de energía de Honduras a El Salvador que aumentaría año por año, hasta llegar a cerca de 400 millones de kWh en 1972, con lo que se aprovecharía totalmente la producción de Yojoa-Río Lindo. (Véanse el cuadro 6 y los gráficos I y II.)

Prácticamente no habría transmisión de energía de El Salvador a Honduras, salvo en los primeros años de la interconexión, durante el período de lluvias (junio a octubre), período en el que habría un pequeño intercambio de energía *off peak* de El Salvador por energía *on peak* de Honduras.

La mayor entrega en cada año de Honduras a El Salvador correspondería a la estación seca (7 meses, noviembre a mayo), época en que las deficiencias de gasto en el río Lempa se suplirían con descarga del agua almacenada en el lago Yojoa durante el período de lluvias.

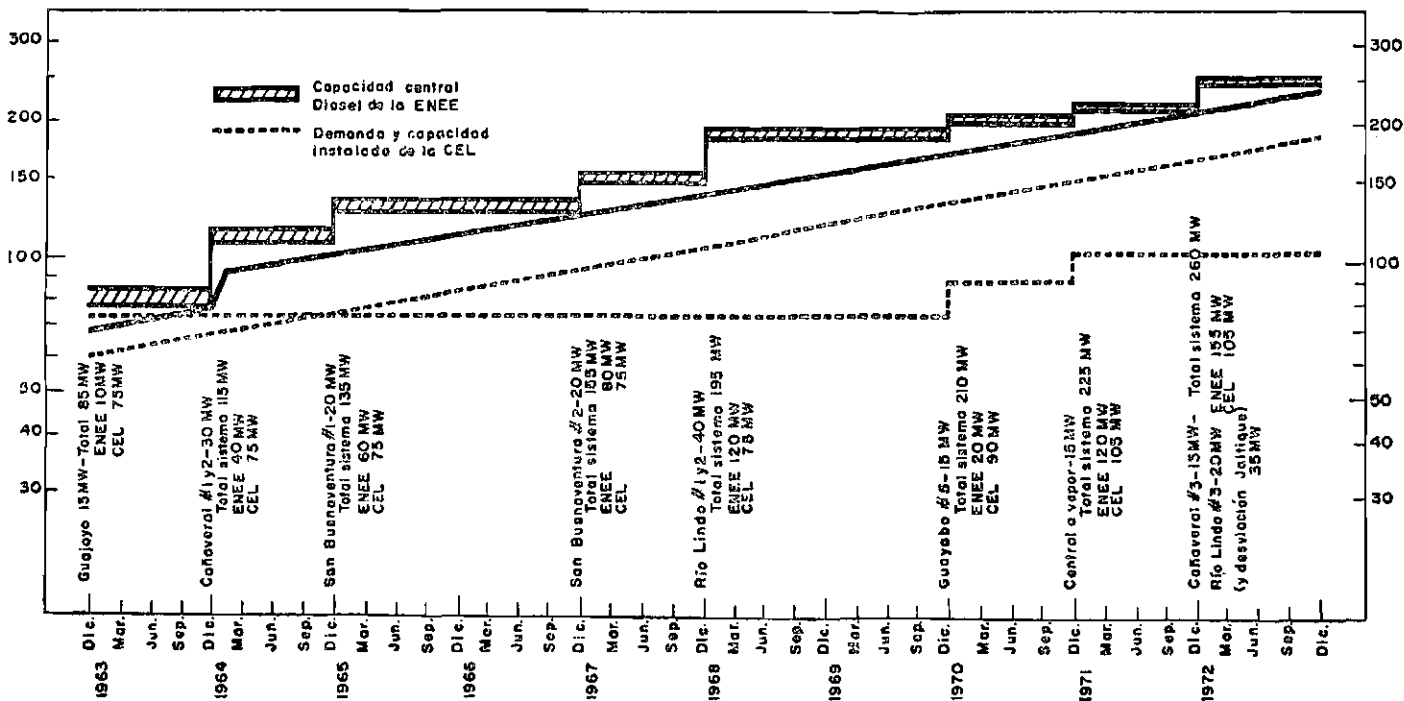
El sistema interconectado operaría exclusivamente con energía hidroeléctrica hasta 1970. Se supone que a fines de 1970 entraría en servicio una central a vapor de 15 MW de la CEL en El Salvador, para generar alrededor de 50 millones de kWh anuales durante la estación seca de los años 1971 y 1972.

Las cifras de capacidad de producción, monto de inversiones, gastos de explotación, etc. utilizadas en este análisis se derivan, con ligeras modificaciones, de los estudios de electrificación hechos por Harza Engineering Co. separadamente para Honduras y El Salvador.

Las ventajas económicas que se desprenden de este examen preliminar de una alternativa de desarrollo conjunto son de tal magnitud que parecen justificar un estudio más detallado que abarque la prolija revisión y actualización de los datos básicos, para llegar a definir con mayor precisión un programa óptimo de desarrollo dentro de las alternativas posibles.

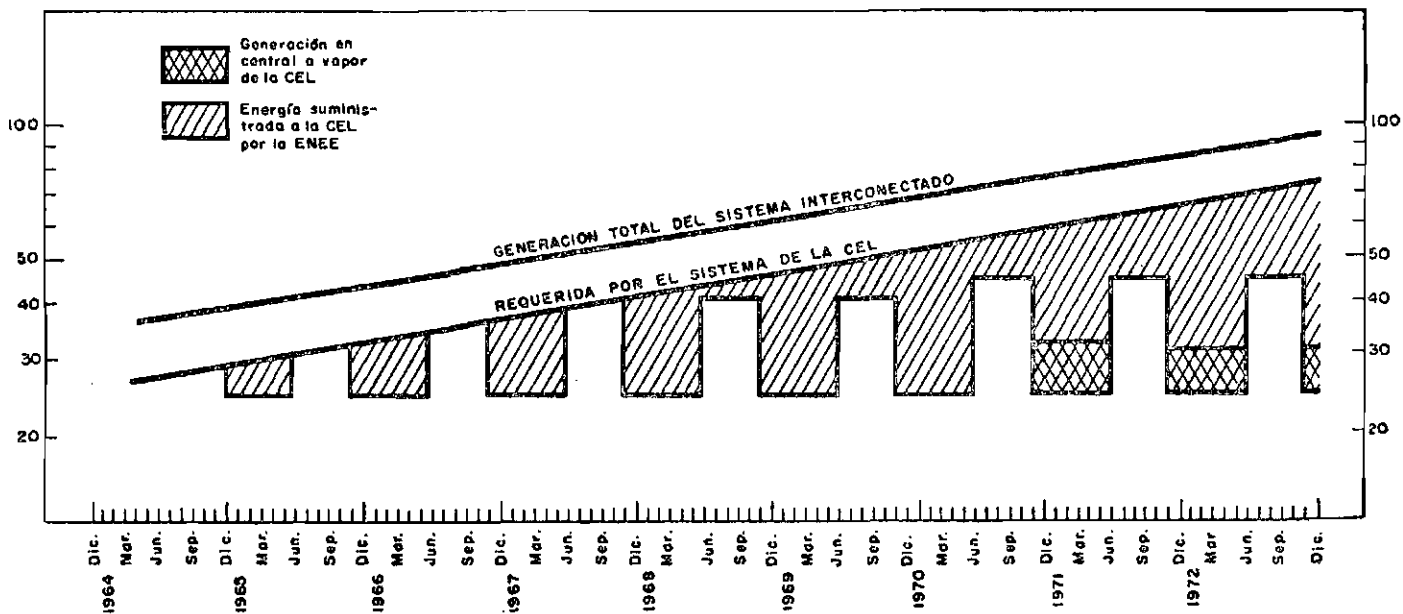
**Gráfico I**  
**DEMANDAS MÁXIMAS Y CAPACIDAD GENERADORA INSTALADA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO**  
**ENEE-CEL, 1965-72**  
 (Megavatios)

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



**Gráfico II**  
**GENERACIÓN NETA MENSUAL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO ENEE-CEL, 1965-72**  
 (Millones de megavatios)

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



Cuadro 7

## DETALLE DE GASTOS DE EXPLOTACIÓN EN SISTEMA INTERCONECTADO ENEE-CEL, 1965-72

(Miles de dólares)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Honduras, sistema ENEE:								
Gastos generación La Leona y Rosario . . . . .	100	100	100	100	100	100	100	100
Gastos generación y transmisión Yojoa-Río Lindo . . . . .	420	420	470	750	750	750	750	900
Depreciación, total sistema primario . . . . .	580	580	645	870	870	870	870	1 030
<i>Total gastos de explotación del sistema ENEE . . . . .</i>	<i>1 100</i>	<i>1 100</i>	<i>1 215</i>	<i>1 720</i>	<i>1 720</i>	<i>1 720</i>	<i>1 720</i>	<i>2 030</i>
2. El Salvador, sistema CEL:								
Gastos generación hidráulica . . . . .	715	715	715	715	715	760	760	760
Gastos generación a vapor - fijos . . . . .	—	—	—	—	—	—	160	160
Gastos generación a vapor - variables (0.95 ctvs/kWh) . . . . .	—	—	—	—	—	—	505	400
Depreciación total del sistema primario . . . . .	870	870	870	870	870	920	1 025	1 030
<i>Total gastos de explotación del sistema CEL . . . . .</i>	<i>1 585</i>	<i>1 585</i>	<i>1 585</i>	<i>1 585</i>	<i>1 585</i>	<i>1 680</i>	<i>2 450</i>	<i>2 350</i>
3. Obras de interconexión:								
Total gastos directos . . . . .	80	80	80	80	130	130	130	130
Depreciación . . . . .	135	135	135	135	215	215	215	215
<i>Total gastos de explotación de la interconexión . . . . .</i>	<i>215</i>	<i>215</i>	<i>215</i>	<i>215</i>	<i>345</i>	<i>345</i>	<i>345</i>	<i>345</i>
<i>Total gastos de explotación del sistema primario interconectado . . . . .</i>	<i>2 900</i>	<i>2 900</i>	<i>3 015</i>	<i>3 520</i>	<i>3 650</i>	<i>3 745</i>	<i>4 515</i>	<i>4 725</i>



### III. CRITERIOS ECONÓMICOS

---

#### CRITERIOS ECONÓMICOS PARA LA SELECCIÓN Y DESARROLLO DE CENTRALES Y SISTEMAS ELÉCTRICOS

por Raúl Sáez \*

##### INTRODUCCIÓN

Constituye un lugar común hoy día afirmar que la energía es un elemento esencial del desarrollo, junto a otros factores importantes. Las disponibilidades de materias primas diversas, las condiciones climáticas y de suelos, los recursos de agua, el nivel educacional alcanzado por las poblaciones, la cantidad e intensidad en el uso del capital, son otros tantos requisitos que condicionan las posibilidades y velocidad del progreso económico de las naciones.

Numerosos estudios han comprobado una correlación evidente entre el consumo de energía y el producto nacional bruto. Aun en los países de más alto consumo de energía, se mantiene una fuerte tendencia al aumento. Así, según el estudio de *Resources for the Future Inc.* (1), el incremento en el uso de energía por habitante en los Estados Unidos entre 1955 y 1975 será de 33 por ciento.

Los nuevos métodos de producción industrial requieren formas de energía de manejo fácil, posibles de medir y controlar en su uso de modo simple. Aquéllas que mejor cumplen con estas exigencias son las llamadas formas secundarias: electricidad, productos derivados del petróleo, coque, etc. De ahí resulta una acentuada tendencia al mayor consumo de estas formas de energía a partir de las fuentes primarias: carbón, petróleo bruto, gas natural, energía hidráulica, etc.

Se comprende que el aumento constante del consumo general y, en especial, de formas secundarias de energía más y más elaboradas exige una demanda considerable de capital. Así, en 1954, los 17 países integrantes de la Organización Europea de Cooperación Económica (OEEC) emplearon el 18 por ciento del total de sus inversiones, excluyendo sus programas habitacionales, en energía. Los desarrollos previstos por estos países hacen esperar que, en 1975, el 21 por ciento de la inversión de ese año, considerada en igual forma, irá al sector energía (2).

Estas cifras que parecen extraordinariamente altas,

no están, sin embargo, muy lejos de lo que debería ser la realidad en América Latina. En efecto, de los estudios de la CEPAL (3) cabe deducir que en el conjunto de la América Latina, la inversión en el sector energía para el consumo interno, durante el período 1955-65, será del orden del 10 por ciento en relación a la inversión bruta total incluida la inversión en viviendas. En el caso chileno, el Programa General de Desarrollo Económico para el decenio 1959-68 (4) consulta una inversión en el sector energía que es el 13.6 por ciento de la inversión total descontado el programa de vivienda.

Frente a esta inversión considerable, es necesario constatar la relativa pequeña contribución directa del sector energía en la formación del producto nacional bruto. Así, para el grupo de países de la OECE esta contribución sólo alcanza al 6 por ciento del producto nacional bruto (2). En Chile se puede estimar que la proporción es casi exactamente la misma.

Las informaciones anteriores permiten situar el problema que se estudia en el presente trabajo dentro de su verdadera perspectiva. Tres son tal vez las observaciones principales que se desprenden de lo dicho: a) El problema de la energía, por su naturaleza, es de aquellos que los economistas llaman estructurales. No debe por tanto depender de la coyuntura económica a corto plazo y no debería estar sometido a una política de alternativas diarias de acuerdo con las circunstancias del momento. b) Si un país desea progresar, cualquiera que sea la forma que tome este progreso, el sector energía en conjunto debe crecer rápidamente en cantidad y calidad. c) La contribución directa del sector energía en el progreso del país, medida a través del producto nacional bruto, no es importante; ella se hace sentir indirectamente a través de su influencia en el aumento de las demás actividades, de ahí la estrecha relación que debe existir entre los criterios de desarrollo del sector energía y los de los restantes sectores de la economía.

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.2.1.

La electricidad es una parte muy importante del sector energía. No tanto en cuanto a cantidad, puesto que del consumo mundial de energía en 1958, equivalente a 3 699 millones de toneladas de carbón, la electricidad contribuyó con  $1\ 896.22 \times 10^9$  kWh que, de acuerdo con los criterios de equivalencia calórica adoptados por las Naciones Unidas, representan 238 millones de toneladas de carbón, o sea sólo un 6.5 por ciento del total (5). Esta cifra se eleva al 24.2 por ciento si se utiliza el procedimiento más lógico para medir la electricidad por el equivalente de combustible que sería necesario para generarla.

La verdadera importancia de la electricidad deriva de cuatro hechos básicos: *a)* su papel fundamental como fuente de energía mecánica, *b)* sus aplicaciones insustituibles tales como la electrónica y todos los usos derivados de ésta, la electroquímica, etc., *c)* la proporción creciente que toma en el abastecimiento energético mundial, *d)* la magnitud de las inversiones anuales que demanda su rápido crecimiento.

Respecto al primer punto se sabe que la mecanización, que es la manifestación más aparente en el progreso de los métodos productivos, se realiza, preponderantemente, a base de productos derivados del petróleo en las instalaciones móviles y de electricidad en las instalaciones fijas.

Las aplicaciones electrónicas requieren de la electricidad por definición; el consumo en cantidad no es importante, pero la difusión obligada de su uso hace indispensable disponer de esta forma de energía de modo cada vez más extendido. Asimismo, ciertos procesos electroquímicos son insustituibles por otros métodos con resultados equivalentes. En este caso, el consumo de electricidad puede ser muy considerable.

El consumo de electricidad aumenta a un ritmo considerablemente mayor que el consumo de energía en general. La cifra habitual de duplicación de la producción de electricidad una vez cada diez años puede aceptarse como representativa de la situación mundial. Más aún, pese a este considerable ritmo de crecimiento, no presenta síntoma alguno de saturación.

La violencia de este crecimiento sólo se puede satisfacer con un considerable volumen de inversiones, por lo que una parte esencial de las inversiones del sector energía se destina al rubro electricidad. De la considerable inversión en el sector energía que harán los países de la OCEC durante el período 1955-75, se calcula que el 72.2 por ciento irá a la producción de electricidad hidráulica, térmica y nuclear, a su transporte y distribución (2).

De las estimaciones globales de inversión en el sector energía hechas por la CEPAL (3) para el decenio 1955-65, en América Latina, el 57 por ciento debería invertirse en electricidad. Según las estimaciones realizadas en Venezuela, de las inversiones brutas necesarias hasta 1968 para atender las necesidades internas del sector energía, un 42 por ciento por lo menos deberá

destinarse a electricidad (6). En el Plan Decenal Chileno de Desarrollo a que se hizo referencia anteriormente, la electricidad representa, aproximadamente, el 65 por ciento del total de la inversión sectorial.

La importancia fundamental que tiene el disponer de energía en cantidad y calidad adecuadas, el volumen de inversiones que se requiere para alcanzar esta meta y el papel preponderante que representa la electricidad dentro del conjunto sectorial, crean una relación estrecha entre las ideas generales de desarrollo de un país, la política que se siga en el sector energía y los criterios económicos para la selección y desarrollo de centrales y de sistemas eléctricos.

La electricidad tiene dos aspectos que la relacionan en forma muy estrecha con el conjunto del sector energía y que condicionan en forma importante algunos de los criterios que interesa estudiar en el presente trabajo. Estos dos aspectos son: *a)* la posición competitiva de la electricidad con otras formas de energía en un cierto número importante de usos posibles, *b)* el hecho que la energía eléctrica puede ser generada a partir de cualquier forma importante de energía primaria o secundaria.

En el primer aspecto pueden citarse numerosos ejemplos de competencia lógicamente posible: en las aplicaciones de calor doméstico la electricidad puede ser reemplazada alternativamente por el gas doméstico o el gas natural; para la calefacción en general deben tomarse en cuenta, además, el carbón, el petróleo combustible y el kerosene. En el transporte urbano y ferroviario son altamente competitivos el petróleo diesel y la electricidad.

De las condiciones de abastecimiento de las distintas formas de energía y de las posiciones relativas de precios que existan entre ellas se desprende una cierta estructura del consumo de energía. Si esta estructura se ha deformado por el mantenimiento en el mercado, durante períodos más o menos largos de tiempo —algunos años en general— de condiciones artificiales tales como racionamiento de algunos tipos de energía, precios alterados hacia arriba o hacia abajo, políticas tributarias o subvenciones gubernamentales, tasas preferenciales de cambio, etc. estos factores deben pesarse cuidadosamente antes de definir cuáles deben ser los criterios de selección de futuros desarrollos, a corto y largo plazo. En especial, a largo plazo debe preverse cuál sería la situación si las condiciones artificiales tienden a desaparecer para poner a toda la economía en iguales términos de comparación. Esta conclusión, que es por cierto válida para todo el sector energía, tiene una importancia básica para la electricidad debido a la magnitud de sus inversiones.

Un ejemplo real ilustrará el problema que deseamos destacar. Desde el año 1940 hacia adelante y hasta los años más recientes, las principales regiones de Chile han estado sometidas a restricciones en su abastecimiento de energía eléctrica. Estas condiciones se



hicieron particularmente agudas en la región central del país, la más densamente poblada y más desarrollada industrialmente, en especial durante el período 1946 a 1952. Sin embargo, las bajas tarifas eléctricas y la falta de limitaciones legales, permitieron el aumento considerable de la calefacción eléctrica doméstica, aun cuando en esa zona de Chile las condiciones de clima son tales que la calefacción sólo es necesaria durante 4 meses del año y durante algunas pocas horas diarias. De este modo, a pesar de la falta de energía para usos esenciales, la calefacción eléctrica creció en poco tiempo, estimulada por las bajas tarifas y el reducido costo de instalación, hasta representar más de un 15 por ciento de la demanda máxima.

Esta situación absurda fue corregida posteriormente, primero imponiendo restricciones para el uso de la electricidad residencial en invierno y después, a través de una tarificación más racional que colocó el precio de la caloría eléctrica en su verdadero nivel. Pero es evidente que un consumo de las características del descrito tiene una influencia directa sobre el criterio de selección de la central generadora destinada a servirlo.

Más grave aún que el aspecto recién expuesto es el que se refiere a las energías primarias destinadas a producir la electricidad. Aun cuando el criterio primordial de hace 10 o más años de procurar producir la electricidad principalmente a base de fuentes primarias nacionales ha perdido importancia desde un punto de vista económico, sin embargo, problemas de seguridad del abastecimiento (la crisis de Suez es un ejemplo al respecto), condiciones derivadas del balance de pagos, consideraciones proteccionistas de riquezas o producciones internas existentes, son factores que tienen peso muy importante en las decisiones y pueden modificar sustancialmente las determinaciones que serían recomendables atendiendo únicamente a consideraciones del costo económico. De ahí que los criterios que deciden entre dos fuentes generadoras de electricidad pueden corresponder a situaciones del sector energía de índole de política económica o social que es preciso examinar sobre todo desde el punto de vista de su permanencia.

Uno de los problemas más serios en las decisiones referentes a las fuentes primarias que deben utilizarse para producir electricidad está en el conocimiento de lo que puede suceder a plazo mediano o largo con dichas fuentes. Estos pronósticos son extremadamente difíciles de realizar, en particular en economías en desarrollo como las latinoamericanas, en las cuales las bases para una estimación del futuro y el conocimiento de las riquezas y reservas nacionales son muy inciertos.

Consideremos la situación del petróleo, que en pocos años ha tenido un cambio fundamental. Las reservas conocidas de petróleo representan ahora 50 años de consumo, contra sólo 20 antes de la guerra. Esta nueva situación ha influido poderosamente en el precio del petróleo y por lo tanto en su posición de competencia frente al carbón. En una previsión a plazo mediano es difícil estimar que el carbón pueda si-

quiera mantener su actual nivel de producción en Europa (7). Sin embargo, en el reciente estudio ya mencionado de *Resources for the Future Inc.* (1), al estimar la evolución de las diversas fuentes de energía primaria en Estados Unidos entre 1955 y 1975, se calcula que el carbón bituminoso debe aumentar su producción en un 75 por ciento. He aquí un ejemplo de cómo una misma situación general puede conducir a pronósticos extremadamente diferentes.

Un ejemplo más violento aún es el caso del carbón chileno. Hasta hace muy pocos años, Chile era netamente deficitario en su abastecimiento de carbón y debía importar una cuota de este combustible. Ello llevó a un programa de modernización y ampliación de sus principales minas en base a esta situación deficitaria real y a los estudios de demanda futura que se realizaron. En estas circunstancias, teniendo el país abundantes reservas de energía hidráulica distribuidas en la mayor parte de su territorio e insuficiente producción de carbón y petróleo y careciendo de un balance de pagos equilibrado, la alternativa de electricidad de generación térmica sólo podía plantearse en lugares carentes de energía hidráulica (norte desértico) o como potencias de punta de invierno y reserva de muy baja generación de kWh. En no más de tres años las circunstancias han variado totalmente. Antes que la ampliación en curso de las minas de carbón se termine, el país se encuentra en plena sobreproducción de este combustible por disminución sustancial de la demanda.

Los estudios realizados conducen a reconocer que si bien esta reducción de la demanda es en parte derivada de una coyuntura momentánea desfavorable, en parte no menos importante es la consecuencia de una política equivocada de precios en el sector energía y de la falta de competencia comercial en el mercado de combustible sostenidas durante muchos años.

En esas condiciones, uno de los consumos posibles para el exceso de producción sería la generación permanente de una cierta cuota de energía termoeléctrica. He aquí un ejemplo de cómo en un plazo sumamente corto, las previsiones hechas experimentan modificaciones radicales y de qué modo circunstancias ajenas al problema eléctrico pueden, sin embargo, influir los criterios de selección de los medios de generación más apropiados.

El caso chileno es una buena ilustración de cómo la falta de continuidad en la política de energía tiene una influencia fundamental en los resultados que pueden producirse. Así, en los últimos veinte años se puede observar que el carbón ha gozado de una protección oficial a través de un sistema de derechos de importación que gravan los productos derivados del petróleo. Sin embargo, hasta 1958 ha existido un sistema múltiple de cambios que ha significado bonificaciones evidentes para los productos importados con las tasas de cambio más bajas. El petróleo ha estado dentro de este grupo y por lo tanto el deseo consciente de protección al carbón ha sido contradicho por la importación de petróleo y sus derivados con cambios

preferenciales. La situación sostenida durante un tiempo muy largo debía conducir fatalmente a una crisis del carbón, que se ha acentuado con la baja de precio del petróleo en el mercado mundial.

Una situación parecida a la descrita para Chile se presenta en el Perú, que desde 1954 se ha transformado en importador de productos de petróleo, mientras el carbón se encuentra limitado en sus posibilidades de desarrollo por razones de precio. En efecto, la política seguida al respecto ha sido la de mantener el precio de los productos residuales del petróleo a un costo inferior al del mercado internacional, con lo cual, automáticamente, se ha bajado el precio de la caloríacarbón que debe competir dentro de un mercado tradicionalmente organizado para consumir combustibles líquidos.<sup>1</sup>

Los ejemplos anteriores nos parecen suficientemente representativos de la forma en que las condiciones generales del sector energía influyen los criterios de selección de los nuevos medios de generación de electricidad. Repetimos, la energía y su desarrollo son un problema estructural; sus inversiones son cuantiosas, lentas y de relativa pequeña flexibilidad. Por eso las decisiones que afectan al sector deberían ser cuidadosamente pesadas. De ahí la recomendación inicial sobre la necesidad de una política de energía. La interdependencia creciente de las diversas fuentes de energía hacen más urgente la conveniencia de entregar a una autoridad única la responsabilidad de formular dicha política en cada país; sin embargo, el caso más corriente hoy en día en la mayoría de las naciones continúa siendo aquél en el cual las cuestiones relativas a los diversos recursos de energía son tratadas por distintos organismos administrativos sin relación entre ellos (10).

Esta política de la energía podría alcanzar hasta la programación del sector energía, como se recomienda en el estudio de las Naciones Unidas citado más arriba, pero debería por lo menos tomar en cuenta las siguientes ideas de orden general:

a) Debe considerar los recursos naturales propios del país y la proyección futura más acertada posible de sus necesidades generales de energía.

b) Debe tener continuidad suficiente para permitir el desarrollo de las grandes inversiones del sector.

<sup>1</sup> Aunque carecemos de informaciones recientes, parece que esta situación ha tendido a corregirse en el Perú (8) (9).

## B. ALGUNOS FACTORES ESPECIALES QUE INFLUYEN SOBRE LOS CRITERIOS ECONÓMICOS EN MATERIAS ELÉCTRICAS

En los capítulos anteriores se ha llamado la atención hacia dos grupos de consideraciones que si bien no pertenecen específicamente al campo materia del presente estudio, tienen sin embargo influencia decisiva en algunos de los criterios económicos que guían la selección y desarrollo de sistemas eléctricos.

En primer término se ha recordado que el desarrollo del servicio eléctrico guarda estrecha relación con el

c) Debe estar orientada a obtener el máximo de energía con el menor precio y la mayor seguridad (11).

Es evidente que en materia de política de energía hay dos aspectos esenciales sobre los cuales es bien difícil establecer principios válidos para todos los países. Estos se refieren a la libertad del mercado y al precio; ambos por cierto están en cierta forma ligados entre sí. La libertad del mercado se refleja por el principio de no discriminación de precios entre los compradores posibles de un mismo lugar y la libertad de éstos para escoger.

El riesgo del precio está en los factores de muy diversa índole que producen distorsiones. Por ejemplo, es un hecho reconocido que prácticamente en todos los países del mundo los impuestos recargan en forma apreciable el precio de los combustibles líquidos en comparación del carbón. Otro elemento de distorsión es el que resulta de la importación de determinadas formas de energía que a veces se ven beneficiadas o entorpecidas con relaciones de cambio especiales, derechos de aduana u otras condiciones de internación artificiales. Entre estas últimas, se puede señalar la fijación de contingentes, caso relativamente frecuente en países de balances de pago deficitarios.

Muchas de las distorsiones señaladas —seguramente hay otras— son inevitables o necesarias. Lo importante es reconocerlas y establecer su validez en función de la política de energía que se desee desarrollar para evitar que sean alteradas por razones ajenas a la finalidad que se persigue con las mismas. Establecer impuestos sobre ciertas formas de energía y permitir las variaciones de sus tasas simplemente por exigencias de mayores recursos financieros para el fisco puede destruir totalmente la política de energía que se persigue. Igual cosa puede suceder, y ha sucedido con frecuencia, a través de autorizar importaciones de combustibles con cambios preferenciales o por el empleo de otras formas indirectas de subvención cuyo costo y efecto es muy difícil de prever.

Será indispensable examinar, en consecuencia, al tomar decisiones sobre soluciones alternativas en materia de electricidad, hasta qué punto están influenciadas por medidas de carácter duradero establecidas en función de una política coherente en materia de energía o, por el contrario, corresponden a distorsiones momentáneas, que deforman los criterios reales y no tienen permanencia para ser consideradas en las determinaciones que se adoptan.

resto de las actividades de un país o de una región. En segundo término se ha señalado la interdependencia existente dentro del sector energía entre la electricidad, que es sólo una relativa pequeña fracción, cuantitativamente hablando, y las restantes fuentes energéticas. Serán las condiciones relativas de precios, cantidad y calidad que puedan obtener ahora y en el futuro inmediato las diversas formas de energía y los aparatos

para utilizarla, las que inducirán al consumidor hacia una elección determinada. A su vez, los criterios para decidir sobre tipo y ubicación de centrales generadoras dependerán igualmente de las posibilidades actuales y futuras que ofrezcan los diversos recursos primarios existentes tanto en precio como en cantidad y seguridad de aprovechamiento. Como el consumo de electricidad y su producción dependen de lo que sucede en el resto del sector energía, los criterios económicos que se utilicen en las decisiones en cuanto a centrales generadoras y desarrollo de sistemas, lógicamente también serán función de la política de energía y de su permanencia.

En el presente capítulo se desea destacar un grupo de condiciones que se refieren directamente al problema si bien no son exclusivas de éste.

El análisis económico, en general, persigue obtener que los recursos disponibles, humanos, financieros o naturales, produzcan el máximo de beneficios. Es lo que en algunos casos se ha llamado la eficiencia económica definida como "una situación en la cual los recursos productivos están asignados de tal modo entre diversos usos alternativos que cualquier modificación del modelo aceptado no puede mejorar la posición particular de uno y dejar todos los demás usos tan bien como anteriormente" (12).

El problema realmente difícil está en definir y medir los beneficios que se producen con varios proyectos alternativos, particularmente cuando éstos son de naturaleza diferente, para producir bienes o servicios distintos en áreas diversas.

En el caso de la electricidad, el hecho que el programa de desarrollo implica inversiones cuantiosas a largo plazo y que sus beneficios deben proyectarse por períodos de tiempo que fluctúan entre 30 y 65 años, según el carácter de las obras, hace aún más difícil la medida de estos beneficios.

### 1. Propiedad del servicio eléctrico

Los criterios con los cuales se miden estos beneficios dependen de muchas circunstancias muy particulares. Entre ellas queremos, en primer término, señalar la propiedad del negocio eléctrico. Esta puede ser privada o pública. Después de la guerra, la tendencia hacia la nacionalización de los servicios eléctricos se ha acentuado en todas las regiones del mundo. América Latina no escapa, por cierto, a este movimiento general, hecho de todos conocido. Ahora bien, existe una diferencia fundamental en los criterios para medir los beneficios de un mismo proyecto cuando éste es de propiedad privada o pública. Por lo tanto este hecho debe estar presente en cualquier evaluación.

¿En qué consiste la principal diferencia? Dicho en los términos del *Manual de Proyectos* publicado por las Naciones Unidas: "El empresario privado juzga los méritos de un proyecto esencialmente en términos de las utilidades que produciría y ése es, en consecuencia, el rubro del cual le interesa lograr un máximo. Por otra parte, todos los recursos que pondría en juego

para obtener estas utilidades los reduce al común denominador de unidades de capital, rubro que le interesa reducir al mínimo compatible con los requisitos del proyecto. El criterio básico para el empresario privado es, pues, obtener el máximo de utilidades por unidad de capital empleado en el proyecto" (13). No hay nada de equivocado en este criterio, pues si bien la empresa tiene otras responsabilidades sociales, la primera y esencial para que pueda subsistir en un mundo competitivo es satisfacer en la mejor forma posible el objetivo económico-financiero para el cual fue creada.

Por el contrario, en los proyectos que se originan en el sector público, los efectos favorables o adversos que puedan derivarse de su realización y operación tienen importancia básica, estén ellos directamente ligados al proyecto o no.

Mientras el empresario privado está obligado a considerar todo y sólo aquello que afecta las cifras de su balance, la empresa de propiedad pública puede y debe considerar los efectos sociales que se derivan de sus inversiones. A veces se les denomina "efectos indirectos"; cuantificarlos y determinar su extensión "hacia atrás" y "hacia adelante", es decir, hacia los insumos y hacia el destino de los bienes y servicios producidos es tarea muy difícil pero necesaria de abordar.

Algunos casos concretos contribuirán a aclarar los puntos de vista sustentados. Si se está estudiando una central térmica cuya ejecución implica la decisión entre dos combustibles, *fuel oil* y carbón, por ejemplo, el empresario privado resolverá por aquél que signifique, en último término, la mayor rentabilidad para su capital. Sin embargo, la empresa pública deberá dar particular consideración a otros factores como, por ejemplo, la economía de divisas que puede representar uno de los combustibles, pues las divisas así economizadas permitirán a la colectividad hacer utilidades en otros rubros derivados de un mejor uso de ellas en otras importaciones. El factor ocupacional en las minas de carbón, el mantener estas minas en un nivel mínimo de producción, etc., son efectos indirectos "hacia atrás" que pueden tener un valor considerable desde el punto de vista social y orientar la decisión en la elección del combustible en una dirección diferente a aquella que se mide exclusivamente por una decisión de máxima utilidad de la central térmica.

Es frecuente en las empresas de propiedad pública la decisión de suministrar servicio en áreas en las cuales es fácil determinar que éste no puede producir la rentabilidad normal del capital. La razón para ello está en los beneficios de orden social que se pueden alcanzar por la sola disponibilidad de electricidad, beneficios que lógicamente no son un estímulo suficiente para el empresario privado y que éste no puede considerar en sus criterios de decisión.

### 2. Rentabilidad y costo económico del dinero

De todos modos, que el negocio eléctrico sea de propiedad pública o privada, la elección de alternativas en-

tre diferentes proyectos obliga a comparar los beneficios directos y/o indirectos que se obtienen. Estos beneficios, en particular en el caso de los indirectos, pueden ser de distinta naturaleza y deben traducirse a una medida común para poderlos adicionar y comparar con las inversiones comprometidas en el proyecto. Esta cuantificación de los beneficios será más necesaria aún, si se trata de resolver, dentro del sector público, entre la ejecución de un desarrollo eléctrico y un problema de naturaleza diferente, por ejemplo, un camino o un proyecto de regadío.

No se trata aquí de discutir los criterios de evaluación que serán tema de detenido examen más adelante. Sólo se desea señalar que los proyectos de desarrollo eléctrico requieren inversiones muy cuantiosas en relación al precio del servicio producido o al valor agregado de éste. De ahí que el costo del dinero en cualquier sistema de comparación de diferentes alternativas tiene una importancia fundamental para decidir cuál de ellas es la más favorable.

Por ejemplo, en el caso del desarrollo del Hells Canyon, en los Estados Unidos, los estudios realizados en aquella oportunidad demostraban que si el interés del dinero era de 2.5 por ciento (tasa usada por la autoridad federal para el análisis económico de desarrollo de hoyas hidrográficas), la solución de tranque único resultaba más favorable que la de tres tranques aceptada finalmente. Sin embargo, si la comparación se hacía con un interés de 5.5 por ciento que se estimaba correspondía al "costo de oportunidad"<sup>2</sup> del capital en Estados Unidos (en la fecha del estudio), resultaba más favorable la solución de tres tranques (12).

En el caso del servicio eléctrico, si la Empresa es de propiedad privada, el costo del dinero comprometido en la inversión es en general relativamente fácil de determinar. En la gran mayoría de los casos, las tarifas de venta de esta energía están reguladas y controladas por organismos oficiales. Estas reglamentaciones normalmente estipulan una rentabilidad máxima sobre el valor actual de la inversión. Si es éste el caso, el empresario privado deberá estudiar cuál de las alternativas a su alcance le permite satisfacer el servicio en mejor forma. Si la rentabilidad máxima legal fijada a las inversiones es inferior al interés que normalmente obtienen los capitales en el mercado privado en el cual el concesionario gestiona sus recursos, las inversiones sólo podrán llevarse adelante si consigue financiar una parte de ellas con créditos a tasas de interés menores que la rentabilidad fijada para calcular las tarifas.

La empresa de propiedad pública se financiará en gran proporción con capital público nacional, sea directamente a través del presupuesto fiscal o municipal, sea con empréstitos colocados con la garantía de los organismos públicos, sea con tributos especialmente asignados al desarrollo eléctrico. El costo de este dinero es siempre bastante menor que el de aquél que se encuentra dis-

ponible en el mercado privado de capitales, lo que se explica fácilmente si se piensa que el capital privado requiere un estímulo directo en sus decisiones de inversión que no existe en el caso del capital público. Así, en los Estados Unidos, la Comisión Federal de Energía calcula como costo del dinero en los proyectos hidroeléctricos con financiamiento privado el 6.75 por ciento y con financiamiento federal sólo 2.625 por ciento.<sup>3</sup>

Uno de los casos más frecuentes en el estudio de alternativas de centrales generadoras, donde el interés del capital juega un papel decisivo, es en la comparación de centrales térmicas con centrales hidroeléctricas. Si la tasa de interés con la cual se calculan las inversiones es excesivamente baja resultará favorecida en la comparación la central hidroeléctrica; lo inverso sucederá si la tasa es alta. ¿Cuál sería la tasa apropiada para evitar que una estimación demasiado baja del costo del capital público nacional conduzca a un derroche de éste en proyectos excesivamente intensivos de capital? Ya se ha mencionado el concepto de "costo de oportunidad", pero la determinación de éste es bastante difícil sobre todo si se limita al estudio de usos alternativos del dinero en el sector público, muchos de cuyos proyectos producen principalmente beneficios indirectos bastante difíciles de cuantificar. Si el "costo de oportunidad" se investiga en toda la gama posible de proyectos, se llegará a determinar una tasa de interés análoga a la tasa de interés de las inversiones del sector privado, resultado que no parece lógico si aceptamos que el capital público no busca los mismos estímulos del capital privado.

La empresa de propiedad pública, en general, está sometida a las mismas reglamentaciones tarifarias que la empresa privada y, por lo tanto, un criterio de comparación de alternativas puede basarse en la rentabilidad estipulada en dichas reglamentaciones. Esta tasa de interés tampoco refleja un valor real del capital pero, en cierta forma, indica un criterio de valoración establecido por un acto deliberado de la autoridad.

Frente a todas estas variantes posibles, que van desde una tasa mínima, que sería el precio a que la empresa puede recibir el capital público nacional, hasta un máximo que sería el costo del dinero en el mercado privado de capitales,<sup>4</sup> se sugiere examinar el problema con diversas tasas, la más alta de las cuales sería intermedia entre la rentabilidad legal y el costo del dinero en el mercado privado de capitales.

Un caso que se produce con frecuencia es la elección entre alternativas de solución propuestas por entidades de propiedad pública y privada para desarrollos eléctricos competitivos. En estos casos, no sólo entra en juego el problema del costo del dinero sino, además, se deben considerar todos los factores que de algún modo significan subsidios para la empresa de propiedad pública. En Estados Unidos, por ejemplo, en un

<sup>2</sup> Los economistas designan por "costo oportunidad" de un "recurso requerido por un proyecto el valor —imputable a este recurso— de lo que se dejaría de producir en otra actividad en la que se le podría utilizar y de la que se le sustraería para emplearlo en el proyecto" (13).

<sup>3</sup> Datos del trabajo de Frank L. Weaver presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica.

<sup>4</sup> No se trata del interés bancario, sino de la rentabilidad que normalmente obtienen las inversiones seguras del sector privado.

proyecto hidroeléctrico, los impuestos federales y estatales anuales que debe pagar una empresa privada, y de las cuales está generalmente exenta la inversión federal, representan alrededor del 6 por ciento del monto de dicha inversión (14).

Una última observación. Ya se ha señalado que la inversión eléctrica requiere un período de varios años desde el momento que se decide hasta su puesta en servicio y, además, su vida útil es generalmente de muchos años. Al resolver entre varias alternativas, la elección no se hace a base de la solución más favorable en el momento inicial sino en un período de tiempo determinado, durante el cual las entradas y los gastos van a ser variables, pero previsibles dentro de la justificación de cada alternativa. Para poder comparar las diferentes situaciones existen diversos métodos, siendo posiblemente el más aceptado hoy día el de los "valores presentes" que consiste simplemente en reducir cualquier cantidad, entrada o gasto del año  $n$ , al momento presente elegido como origen de los tiempos, dividiendo dicha cantidad por  $(1 + i)^n$ . En esta expresión  $i$  representa, en tantos por uno, precisamente el costo del dinero. Ahora bien, en un período largo de tiempo, supuestas condiciones de estabilidad económica y desarrollo general de un país, parece posible afirmar que la tasa de interés debe tender a bajar de los altos niveles que tiene actualmente en América Latina. Como es muy difícil prever razonablemente costos futuros del dinero, se recomienda no subir exageradamente la tasa utilizada.

### 3. Tarifas

El negocio eléctrico, por su naturaleza, es de monopolio y, por lo tanto, está sometido a las limitaciones de la autoridad superior. Las reglamentaciones de tarifas fijan los precios del mercado y por lo tanto no se cumplen las condiciones de competencia que conducirían al valor real del servicio suministrado. Para el empresario eléctrico público o privado, ésta es una realidad que debe entrar en su criterio de decisión.

La vida útil considerable de las inversiones hace que ellas estén sometidas a situaciones inflacionarias, variaciones de tasas de cambio, coyunturas económicas diversas, etc., con lo cual resulta particularmente complicado fijar una rentabilidad justa a las inversiones existentes en un momento dado y determinar las tasas correctas de depreciación.

Las economías latinoamericanas en su mayoría han estado sometidas a fuertes desvalorizaciones monetarias. Por otro lado, la generalidad de las reglamentaciones tarifarias, hasta hace algunos años, establecían una rentabilidad de la inversión según su costo "original o histórico".<sup>5</sup> De este modo, la retribución del capital en términos reales sufría un fuerte castigo. ¿De qué modo ha influido esta situación en el criterio del empresario? Frente a la obligación de satisfacer la demanda creciente de servicio eléctrico, estimulada aún más por un precio artificialmente bajo, ha buscado las soluciones

que le signifiquen la menor inversión aun cuando no sean las de costo mínimo; este criterio se ve favorecido aún más por el hecho de que los reglamentos tarifarios generalmente reconocen el costo efectivo anual de operación o incluyen cláusulas de reajuste de tarifas por alza de combustibles, salarios y otros ítem. En otros términos, una legislación tarifaria como la descrita favorece, sin duda, la elección de centrales térmicas comparada con las alternativas hidroeléctricas.

Un aspecto también generalmente reglamentado, y que influye sustancialmente en los criterios de decisión de soluciones, es el referente a la depreciación. La depreciación máxima autorizada, la fórmula de cálculo (lineal o acumulativa), el reajuste de ella con relación al costo histórico, etc. son todos factores que pesan sustancialmente en cualquier selección de alternativas. Más aún, siendo la depreciación un gasto no sujeto a impuesto de utilidades, la discrepancia frecuente entre los reglamentos tarifarios y las leyes tributarias sobre la forma de calcularla también tiene influencia en el criterio de decisión.

Tanto los organismos privados como los públicos o mixtos deben perseguir una política financiera sana y, por lo tanto, tienen la obligación de no influenciar sus decisiones de inversión por condiciones creadas en forma artificial por disposiciones legales establecidas para situaciones distintas de la realidad del momento. Siempre debe estar presente el concepto de que la inversión eléctrica es a largo plazo y de que, de algún modo, la situación artificial tendrá que ser corregida en algún momento posterior.

De todos modos, si el objetivo original de las tarifas es producir ingresos suficientes para cubrir los gastos de operación y rentar el capital, ellas tienen, sin embargo, una gran influencia en el desarrollo de los sistemas eléctricos, en las características de éste, etc. Es importante considerar que el sistema de tarifas, en el cual el empresario recibe un porcentaje predeterminado de rentabilidad sobre su inversión, no constituye un buen estímulo para instalar las centrales que puedan producir la energía a menor costo sino aquéllas que tengan la menor inversión, pues en último término el gasto de operación alto lo pagará de todos modos el consumidor. Es esta situación real y peligrosa la que debe llevar a meditación para buscar sistemas tarifarios que estimulen al empresario a realizar inversiones mayores, pero que signifiquen un menor costo y precio para la energía. El tema es de gran importancia y tiene influencia considerable en la política de inversiones de una empresa privada.

El consumo de energía eléctrica tiene una particularidad que no es común a la mayoría de los bienes que se utilizan. En efecto, ya señalamos que lo que el consumidor desea usar es luz, energía mecánica o calor. Para obtener estos productos requiere simultáneamente la electricidad y un aparato apropiado para transformar dicha energía en el bien utilizable deseado. A veces, el mayor o menor consumo de electricidad será función sólo del precio del aparato consumidor

<sup>5</sup> Véase (15); muchas reglamentaciones han cambiado después.

como es el caso de la mayoría de los artefactos domésticos, tales como radio, secadores de pelo, máquinas lavadoras, refrigeradores, etc.; las investigaciones de mercado han demostrado fehacientemente que la tarifa eléctrica no tiene influencia sobre el uso de estos artefactos (16). En otros casos, por el contrario, tales como el alumbrado doméstico, la cocción de alimentos, el uso de pequeños motores eléctricos en trabajos varios agrícolas, etc., el precio de la energía es justamente determinante del consumo más intenso.

La preocupación por los estudios sobre la "elasticidad de la demanda eléctrica" es bastante antigua. En Francia, una de las investigaciones más completas fue llevada a cabo en 1934 por M. Genissieu. Ella demostró que el consumo doméstico era menos elástico que el de fuerza motriz, pero ambos eran bastante sensibles al precio (17). Investigaciones análogas, se han realizado en otros países de Europa y Estados Unidos y han demostrado que la elasticidad es importante y que la política de precios tiene una influencia definida sobre el consumo.<sup>6</sup> De desear sería que en algunos países de América Latina, en condiciones del desarrollo, de mercado, de rentas, de educación y hábitos de consumo y ahorro totalmente diferentes, se pudieran realizar algunas de estas investigaciones que tienen influencia directa sobre la previsión del consumo, la política tarifaria más conveniente y los criterios de selección y diseño de futuros proyectos eléctricos.

#### 4. Otras consideraciones que influyen sobre los criterios de decisión

Finalmente, es conveniente tener presente otro tipo de consideraciones que fijan criterios de selección y desarrollo de sistemas eléctricos que, si bien constituyen criterios económicos, son, estrictamente hablando, ajenos a los métodos habituales de comparación entre varias alternativas de instalaciones eléctricas para satisfacer determinadas exigencias del consumo. Entre estas condiciones mencionaremos las siguientes:

##### a) Escasez de medios financieros

Es el caso, en el cual, si bien los métodos de evaluación elegidos indican como solución más apropiada una determinada alternativa, la falta de suficientes recursos financieros inmediatos obliga a la elección de otra alternativa de menor inversión.

Un ejemplo de este tipo de decisiones se encuentra en el informe presentado al gobierno argentino por las firmas que lo han asesorado en el problema eléctrico (20). Al estudiar la solución hidroeléctrica de Salto

<sup>6</sup> Una investigación muy completa se realizó hace algunos años en las ciudades alemanas de Karlsruhe y Tréveris (18). Actualmente y desde 1957 está en curso una gran experiencia en Francia, llamada de "Trois Villes" (las ciudades de Avignon, Boulogne-sur-Seine y Orléans). Los resultados preliminares alcanzados demuestran, entre otras cosas, un notable desplazamiento de los consumos hacia las horas vacías, 37 por ciento de aumento contra sólo 14 por ciento en la demanda máxima. Este resultado se ha alcanzado por una política comercial directa y por el establecimiento de tarifas binomias especiales (19).

Grande, en comparación con una central térmica nueva, se establece que aquélla es la más favorable pero no se considera recomendable su realización por exigir una mayor inversión de 100 millones de dólares.

##### b) Urgencia de una solución

Es perfectamente concebible que una solución de mayor plazo de ejecución resulte económicamente más favorable, aun cuando se consideran los intereses intercalarios durante la construcción y se tomen debidamente en consideración los beneficios directos que se obtengan de la alternativa de menor plazo mientras la otra todavía está en ejecución. Sin embargo, a pesar de ser la solución más ventajosa, consideraciones de urgencia de la energía pueden llevar a adoptar la alternativa de menor plazo de ejecución.

Este criterio puede tener relativo poco valor para una empresa privada, pero es de indudable importancia para una empresa pública en cuya decisión tienen peso considerable los beneficios indirectos que se derivan para la colectividad por el hecho de disponer de energía.<sup>7</sup>

En la Unión Soviética, por ejemplo, al hacer la comparación entre dos alternativas de plantas generadoras de diferentes plazos de ejecución se incluye a favor de la de menor plazo el costo total de la producción faltante durante todos los meses de retardo de la solución de más largo plazo (46). Los estudios realizados en Chile durante los años de mayores racionamientos eléctricos (1946-47) demostraron que las pérdidas de producción sufridas por las industrias para las cuales había mercado consumidor representaban el costo equivalente de las inversiones necesarias para eliminar el racionamiento (22). Este ejemplo demuestra hasta qué punto la debida ponderación de los beneficios indirectos pueden ser razón suficiente para elegir soluciones de menor plazo de ejecución.

##### c) Economía de divisas

Se hace mención especial de esta condición por la frecuencia con que este factor ha sido utilizado como preponderante en la decisión de diversos tipos de proyectos en los países latinoamericanos con balances de pago desequilibrados.

Las alternativas más económicas pueden exigir mayores inversiones en moneda extranjera o el empleo de combustibles importados que significan consumo anual de divisas. Razones de orden completamente ajeno al problema eléctrico mismo pueden, por lo tanto, obligar a decisiones distintas a aquéllas que resultan de los estudios económicos.

Podrían enumerarse otras condiciones especiales como las mencionadas más arriba. Sólo se ha querido

<sup>7</sup> Aunque el informe sobre estas materias no lo señala, una de las razones básicas de preferencia de las soluciones térmicas sobre Salto Grande es el período de ocho años que se estima necesario para el estudio y ejecución de las obras hidroeléctricas.

destacar con algunos ejemplos la existencia de esta clase de factores que dependen de muchas circunstancias locales y particulares de cada caso y que pueden influir

sobre las decisiones que puedan tomarse de diferente manera a los criterios de valorización, que se estudian más adelante.

### C. CRITERIOS DE PRIORIDAD

Antes de entrar al examen de los criterios de evaluación que permiten decidir sobre alternativas técnicamente equivalentes para satisfacer las necesidades de servicio eléctrico, parece conveniente discutir cuáles podrían ser algunas pautas para juzgar la prioridad en el desarrollo de este servicio.

En América Latina el desarrollo de los sistemas eléctricos se aborda afrontando por lo menos tres escaseces básicas: insuficiencia de información confiable, escasez de elemento humano técnicamente preparado, estrechez de recursos financieros. En consecuencia, no parece posible resolver simultáneamente todos los problemas actuales, tales como la falta absoluta de servicio eléctrico en algunas áreas y la insuficiencia del suministro en otras, combinado todo esto con una elevada tasa de crecimiento y una relativa fuerte elasticidad de la demanda debido precisamente al bajo consumo por habitante. Es, por lo tanto, necesario fijar cierta prelación al desarrollo eléctrico mismo, prelación que no se basa sobre los mismos criterios que aquellos que permiten decidir, por ejemplo, entre dos soluciones alternativas de centrales generadoras para producir cantidades equivalentes de energía en una misma área.

Es fácil reconocer de inmediato que el problema recién planteado no tiene el mismo carácter para una empresa privada y para una empresa pública, en particular si esta última es regional o, aun más, si es a escala nacional. La empresa privada, en general, es concesionaria del servicio dentro de un área geográfica bien definida y si ya ha adquirido un cierto desarrollo, sus problemas de información y de personal han alcanzado un cierto grado de solución, función del tamaño y antigüedad de la empresa y de la eficiencia de su administración. La estrechez de sus recursos financieros frente a las exigencias del servicio, para ella no tienen más respuesta que invertir esos recursos en aquellas instalaciones que mejor rentabilidad le produzcan directamente. La prioridad quedará así establecida por el mismo criterio que en general orientará todas sus decisiones de inversión. La única solución lógica para las restricciones de carácter financiero es crear los estímulos suficientes al capital privado para que éste acuda en cantidad suficiente y permita eliminarlas.

El problema de las prioridades es de mucha mayor trascendencia para las empresas nacionales que deben distribuir recursos escasos en muchas áreas que poseen condiciones distintas de desarrollo y economías en expansión en forma y grado diferentes.

Para resolver este problema se requiere, en primer término, algo que ya se dijo era escaso: la información básica. Ésta es de doble índole: a) necesidades actuales y futuras de energía eléctrica, b) recursos naturales de que se dispone para producir esta energía.

Ninguno de estos temas referentes a la información básica corresponden al presente trabajo.<sup>8</sup> Sin embargo, para los efectos que interesa aquí, es conveniente llamar la atención sobre algunos aspectos especiales. En materia de previsión de energía se entiende desde luego que requiere un conocimiento por separado de las necesidades en las distintas áreas de abastecimiento, aún cuando ellas están interconectadas, pues la interconexión, en sí, no implica que las condiciones de suministro sean las mismas en todo el sistema interconectado.

Es difícil estimar las necesidades globales de energía eléctrica de un país nuevo, cuando no existen ni una estadística anterior confiable, ni índices económicos con los cuales puedan establecerse correlaciones apropiadas, ni un conocimiento acertado de los recursos naturales y de las nuevas actividades productoras que puedan desarrollarse en un futuro prudente. Esta inseguridad en el pronóstico de conjunto se acentúa mucho más cuando se trata de estudios regionales y cuando se persigue una determinación del consumo futuro por categorías de consumidores, como es conveniente en el caso de los criterios de prioridad. Al restringirse los mercados sometidos a estimaciones futuras, éstos se hacen naturalmente mucho más sensibles a los errores que en estas materias están sujetas a las leyes de probabilidad.

Es evidente que la validez de los resultados de previsiones globales y sectoriales no dependen tanto de los métodos de estimación elegidos, sobre los cuales existe ya bastante experiencia, como de la calidad de los datos que es posible obtener para preparar estos pronósticos. Los métodos utilizados y los resultados alcanzados son función del mayor o menor desarrollo industrial del país o de la región estudiada, del grado de control del estado sobre la economía general y del espacio de tiempo cubierto por el pronóstico. En todo caso, y para los resultados que se persiguen en el presente estudio, es conveniente que la previsión no sólo refleje una tendencia sino, además, tome en cuenta las variaciones accidentales que puedan alterar la previsión hecha entre límites máximo y mínimo. Todo lo anterior comprueba la necesidad de una mejoría sustancial en los sistemas estadísticos y de investigación de mercado que son indispensables para alcanzar resultados en las previsiones que sirvan en la planificación de los sistemas eléctricos.<sup>9</sup> Si importante es la información básica para poder

<sup>8</sup> El Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica consulta dos temas especiales al respecto: a) Problemas en la determinación de necesidades y precisión de la demanda de energía eléctrica, b) Problemas de la evaluación económica de los recursos primarios indígenas para generar energía eléctrica.

<sup>9</sup> Ejemplos de previsión y métodos pueden encontrarse en muchos trabajos presentados a la 5ª Conferencia Mundial de la Energía (Viena, 1956). Véase el informe general sobre este tema (23) y también (13) y (14).

establecer una buena previsión de las demandas futuras de electricidad, más necesario aún es el conocimiento de los recursos naturales disponibles para satisfacer la demanda prevista. En una publicación de las Naciones Unidas, destacando la urgencia de estos estudios, se dice: "La escasez de datos sobre los recursos energéticos locales impide a menudo el aprovechamiento de la energía y puede, a la vez, dar lugar a inversiones desacertadas. La explotación de la energía hidráulica y la extracción de combustibles requiere un gran número de años de trabajos preparatorios y, si el estudio de estos recursos no se inicia pronto, su utilización puede quedar retrasada durante muchos años" (24).

Conocemos más de un caso en que la decisión de desarrollar el servicio eléctrico de una zona con prioridad a otra estuvo en parte fundamental basado en el mejor conocimiento de la información básica de consumos y de recursos.<sup>10</sup> La elección de una central generadora con preferencia a otras posibilidades se apoya también frecuentemente en el mejor conocimiento de su información básica.

Por ejemplo, la Central Sauzal, en Chile, tuvo prioridad en la ejecución sobre otros desarrollos de igual tamaño realizados posteriormente, por su muy superior información hidrológica. Ya se ha señalado la posible influencia subjetiva que han tenido los plazos de estudio en la postergación de la central hidroeléctrica de Salto Grande, en Argentina. En el plan de electrificación preparado en Venezuela se destaca la importancia de la información básica y la inseguridad que la falta de ella introduce en las recomendaciones de prioridad. Al resumir las recomendaciones más inmediatas se destaca: "Las indeterminaciones muy importantes que existen aún —especialmente en lo que se refiere a la producción hidráulica— podrán obviarse gracias a estudios que deberán efectuarse lo más pronto posible; dichos estudios permitirán establecer el catálogo de los aprovechamientos realizables en Venezuela y escoger, en el momento oportuno, los que cualitativa y cuantitativamente serán más aptos para satisfacer las necesidades de energía convenientemente analizadas del sistema de la CADAFE" (25).

El caso es bastante general. "Costa Rica ha debido enfrentarse a un problema común a la mayor parte de nuestros países, en los que existen necesidades a las cuales debe dársele solución inmediata desarrollando proyectos de utilización de los recursos hidráulicos, pero que, sin embargo, no cuentan con la información básica amplia para hacer el mejor y más confiable uso del recurso" (25).

La necesidad de mejorar sustancialmente la información básica significa la obligación de destinar una parte del personal técnico escaso a esta función con lo cual se acentúa la insuficiencia de personal para el estudio de muchas alternativas para la elección de la solución más acertada en el desarrollo de centrales y sistemas eléctricos. Es esta una dificultad práctica que

<sup>10</sup> En cierta forma fue uno de los factores que influyó en la decisión de la ENDESA (Chile) para desarrollar el Sistema Pilmaiquén con prioridad sobre otros de mayor urgencia económica.

será conveniente tener presente en el momento de examinar los criterios de evaluación.

Si bien la información básica es necesaria para fijar adecuados criterios de prioridad en el desarrollo de sistemas eléctricos y precisamente la mayor o menor información constituye en el hecho uno de estos criterios, el factor principal que obliga a escoger un determinado orden de preferencia es la insuficiencia de los recursos financieros.

Puede suceder que se trate de un país o de una región donde las actividades económicas están sometidas en mayor o menor detalle a la decisión de la autoridad pública o a la ejecución de planes económicos. En este caso, la determinación de prioridades es simultánea con la asignación de recursos financieros y de otro orden para todos los proyectos económicos y, en la línea gruesa, la empresa eléctrica misma sólo debe satisfacer la entrega de servicio eléctrico en la forma establecida por estudios de un orden más general.

El problema del desarrollo del sistema eléctrico de una región queda en ese caso limitado a elegir las alternativas de solución que mejor cumplan con las metas exigidas por el plan y que puedan realizarse con los medios materiales, humanos y financieros asignados. La fijación de prioridades en el desarrollo de diversas áreas, en la atención de determinados consumos con preferencia a otros, etc., escapa del plano de decisiones a nivel de la empresa eléctrica, a la cual en esta materia sólo le corresponde resolver en aspectos menores.

El caso más frecuente en América Latina tiende a ser el de empresas públicas a las cuales se les entrega la responsabilidad del problema eléctrico en el ámbito nacional o en una región y cuyos planes de desarrollo requieren aprobación periódica de la autoridad superior. Las prioridades, en este caso, en cierta forma se fijan en el plano de la empresa, pero de acuerdo con directivas o criterios que han sido aprobados al más alto nivel de dependencia de la empresa que los estatutos o la ley establezcan.

Un ejemplo bastante típico de lo que sucede al respecto puede ser el del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte. El organismo superior inglés es actualmente la Central Electricity Authority,<sup>11</sup> heredera de una larga tradición de servicio nacionalizado al cual se ha llegado por etapas progresivas.

En un estudio<sup>12</sup> sobre la efectividad del control que el gobierno puede ejercer sobre las decisiones de este organismo, se dice: "El control puede ser de dos especies, cuantitativo y cualitativo —es decir, control del monto de las inversiones de capital y control de su naturaleza" y, después de observar que en cuanto a las

<sup>11</sup> En realidad, la Central Electricity Authority constituye el organismo superior del servicio público de Inglaterra y Gales (90 por ciento del total). Existen organismos similares en Escocia e Irlanda del Norte y algunos pequeños concesionarios privados (27). Esta Autoridad ha sido reemplazada posteriormente por un Electricity Council.

<sup>12</sup> En el Reino Unido, el gobierno ejerce el control en estas materias a través del Ministro de Energía (27). También existe el control del Parlamento a través de la presentación periódica de un libro blanco sobre el financiamiento de las inversiones de los servicios nacionalizados y de algunos otros organismos públicos (28).



inversiones sólo es posible un control a corto plazo puesto que éstas dependen de las exigencias del consumo, que: "En cuanto al control cualitativo, el gobierno está naturalmente preocupado de ver que las decisiones de política superior tales como la proporción de las inversiones en centrales convencionales y nucleares, en equipos que quemén carbón o petróleo combustible y en centrales térmicas e hidráulicas sean en el mejor interés nacional. Pero las decisiones están de tal modo determinadas por razones económicas o técnicas que el margen para la resolución del profano es relativamente muy pequeño" (28). En otras palabras, la verdadera responsabilidad de decisión está de todos modos en el organismo más directamente encargado de la electrificación.

A veces estos criterios de prioridad se encuentran formulados de modo explícito. Por ejemplo, en el caso de Costa Rica "la obra del ICE se ha apartado del concepto limitado de llevar simplemente sus servicios a los consumidores de alta intensidad, lo cual podría hacerlo cualquier empresa comercial de electricidad, y ha sido orientado hacia los fines de utilización de la energía en el desarrollo de fuentes de progreso nacional" (29). Es indudable que una definición de objetivos de esta naturaleza es demasiado amplia para constituir de por sí un criterio de prioridad, pero esta misma pauta se encuentra desarrollada con mayor precisión en las políticas formuladas por el Instituto (29).

En Chile, también las Directivas Generales del Plan de Electrificación del país establecen algunos de los criterios principales de prioridad de las inversiones (30).

Aparte de las pautas generales que de por sí constituyen criterios de prioridad, caben por cierto muchas circunstancias particulares de acuerdo con las características propias del país en consideración. Por ejemplo, el racionamiento de un consumo actual representa fundamentalmente una razón que puede significar una alta preferencia por resolver esa situación, pero si dicho consumo racionado es de poca significación económica (por ejemplo, la calefacción doméstica en el caso de Santiago de Chile), es posible que una situación de prioridad no se justifique.

Es evidente que en la asignación de prioridades por una empresa pública está muchas veces implícita la valoración cuantitativa o cualitativa de los beneficios indirectos. En otras palabras la evaluación de proyectos no se basa en el plano de comparar alternativas para satisfacer un mismo suministro eléctrico, sino proyectos iguales o distintos para atender consumos diferentes. Se escogerá aquella de las alternativas que conduzca al mayor beneficio colectivo como primera preferencia aunque se sabe que no todas satisfacen el mismo servicio.

A este respecto, parece interesante recordar un concepto expresado hace algún tiempo por el distinguido ingeniero francés Armand (10) respecto a la distinción fundamental que convendría hacer entre la energía "comodidad" y la energía "productividad". Se comprende que no es fácil hacer una clasificación absoluta dentro

de estos dos grandes grupos pero en lo esencial se entenderá por energía "comodidad" aquella que va directamente a mejorar las formas de vida y por energía "productividad" la que se utiliza para producir y transportar riqueza. La distinción clara de estos conceptos tiene influencia en la política de inversiones y en la política tarifaria y puede constituir un buen criterio de prioridad. El criterio normal, en los países escasos de capital, es dar preferencias a la energía "productividad", pero este criterio que parece lógico en cierta forma se encuentra en oposición con las políticas sociales y económicas concientemente aceptadas.

En efecto, la política social tiene tendencia a favorecer el uso de la energía "comodidad" por el máximo de gente y generalmente a un precio particularmente bajo en algunos casos menos del costo, para determinados niveles de consumo mínimo. Esta política tiene su explicación si se piensa en el indudable efecto civilizador de la electricidad al ampliar en forma insospechada el contacto de la gente con el mundo exterior y aumentar el número posible de horas de actividad. Pero como esta política no puede limitarse en forma estricta a producir solamente el efecto deseado, en el hecho compromete recursos escasos más allá de lo que en un momento determinado sería posible distraer para este objetivo.

En torno a este tipo de problemas, es decir, al deseo de dotar de servicio eléctrico a comunidades carentes de él y que, por su grado de desarrollo económico, sólo pueden hacer uso de esta energía como "comodidad", se produce el máximo de interferencias de orden político en las empresas públicas que, por tener este carácter, siempre están sometidas a este riesgo. La respuesta a una dificultad como la descrita reside en la aprobación de pautas claras de prioridad y en el establecimiento de programas de desenvolvimiento paulatino a los cuales se les da fiel cumplimiento. Soluciones de esta naturaleza aplicadas en forma sistemática, permiten eliminar, en gran medida, la exigencia de comprometer recursos públicos en cantidad indebida en servicios que por su naturaleza no pueden tener prioridad.

También decíamos que el concepto de prioridad de la energía "productividad" se opone a un principio consciente de política económica. Con gran frecuencia se propone dotar ciertas zonas de energía eléctrica con anticipación a la demanda misma, como factor de fomento, y se suele hacer de esta idea uno de los criterios orientadores de un plan de desarrollo. Como principio, hay un valor indudable en esta idea, pero como criterio de decisión para distribuir el uso de un recurso escaso como son los medios financieros, es muy discutible. Más adelante, se volverá sobre este tema, pero es conveniente recalcar que son muy pocas las actividades que pueden sentirse estimuladas a ubicarse en una zona con un incipiente desarrollo de su producción en razón de una cierta disponibilidad de energía.

En resumen, la asignación de prioridades para la empresa pública corresponde a la valoración en función de ciertos criterios establecidos de cuáles de los posibles

desarrollos los satisfacen mejor. Entre estos criterios tienen valor preponderante la estimación de los beneficios directos e indirectos de cada proyecto en la for-

ma explicada anteriormente pero también puede ser decisiva la mayor o menor información básica que exista sobre los proyectos en estudio.

#### D. SELECCIÓN DEL TIPO Y TAMAÑO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA PARA ABASTECER UN SISTEMA ELÉCTRICO

##### 1. Posibilidades y límites de aplicación de los métodos de análisis comparativo entre diversas fuentes generadoras

El caso más general que se plantea a los ingenieros proyectistas y a los economistas eléctricos es el de elegir cuál es la mejor fuente abastecedora de energía para un sistema eléctrico dado, con condiciones definidas actuales y previsibles.

En consecuencia, a este nivel del problema se supone que el sistema eléctrico en estudio corresponde a una situación conocida de la economía de la región que sirve. Se acepta, asimismo, que están definidas las políticas generales de energía, que se ha determinado por la autoridad competente cuáles combustibles podrían usarse, etc. También se conocen los límites del costo del dinero que regulan las comparaciones posibles y los medios que los sistemas tarifarios legales vigentes ofrecen para operar sobre el mercado consumidor. Se debe aceptar, de igual modo, que los factores externos al problema como ser la limitación de los recursos financieros, la posibilidad de usar una proporción determinada de divisas en la inversión y operación, el conocimiento de la información básica, etc., son de tal orden que permiten proponer un cierto número de alternativas de valores comparables tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Este problema en toda su amplitud no es muy antiguo. Los sistemas eléctricos, hasta no hace muchos años, eran relativamente poco extensos y tendían a proveerse directamente desde las fuentes naturales inmediatas al consumo que ellos servían. Si los sistemas estaban lejos de recursos hidráulicos, el abastecimiento eléctrico dependía fundamentalmente del combustible que podía llegar localmente en mejores condiciones. Por el contrario, si la zona era rica en recursos hidráulicos la alternativa se planteaba fundamentalmente entre varias posibles soluciones hidroeléctricas, no más de dos o tres, dada la poca información básica disponible que las empresas, por su baja potencialidad económica y por sus relativos cortos años de vida, generalmente habían podido acumular. Como señala Durrieu refiriéndose al caso de Electricité de France: "En contraposición a los estudios recientes que poseen un carácter cuantitativo, los trabajos del pasado no tenían sino un carácter cualitativo. Se decidía invertir para la construcción de una cierta central porque un argumento favorable a su elección revestía, dadas las circunstancias del momento, un valor particular. Según que se acordara la prioridad a uno de estos factores antes que a otro, las inversiones se orientaban en un sentido o en otro" (17).

El desarrollo extraordinario de los medios de trans-

misión durante los últimos decenios, que aumentó considerablemente la extensión posible de servir por un mismo sistema, junto al crecimiento de los consumos, hizo necesario una selección más cuidadosa de los medios de generación y simultáneamente puso a disposición de los proyectistas un número mucho mayor de alternativas económicamente comparables. De ahí los varios métodos desarrollados en muchos países destinados al examen cuantitativo de las fuentes generadoras más convenientes. Los sistemas de comparación requieren un pronóstico de la situación futura del servicio eléctrico. A su vez, esto implica la interpretación por métodos matemáticos más complejos de una cantidad creciente de información estadística que permita darle validez a estas previsiones. La selección entre varias alternativas requiere también una aproximación considerable en los costos de inversión de los respectivos proyectos y un conocimiento acertado de su capacidad de generación, información fácil de obtener para una planta térmica pero que, en el caso de una central hidroeléctrica, exige una considerable cantidad de información hidrológica, topográfica y geológica que muchas veces no está disponible con la precisión que se requiere para la aplicación de determinadas técnicas de comparación.

Nos ha parecido conveniente este pequeño recuerdo histórico y estos comentarios generales sobre los métodos de comparación. En efecto, existe una tendencia exagerada a olvidar que los resultados de los métodos de análisis económico tienen mayor error que los datos originales del problema y que en países como los nuestros, en los cuales todos los antecedentes tienen un menor grado de seguridad que los obtenibles en los países europeos, en los Estados Unidos y en el Canadá, no es posible elaborar resultados comparativos más allá de una aproximación muy relativa. Téngase presente, por ejemplo, que en una clasificación por "coeficiente de valor"<sup>13</sup> de los lugares posibles para instalar centrales hidroeléctricas, realizado en Francia hace unos 8 años atrás, se estimaba "un error probable del orden de 20 por ciento proveniente, en su mayor parte, de errores de apreciación sobre los proyectos inventariados basados en estudios muy preliminares, y naturalmente, de los errores de apreciación que afectan los elementos de comparación (es decir, las constantes) que aparecen en el coeficiente de valor" (31).

Por eso, no es extraño que en la etapa actual de desarrollo de la energía eléctrica en muchos de los países de la América Latina, el problema de la selección de alternativas se presenta en forma relativamente sencilla. Si existen abundantes recursos hidroeléctricos a

<sup>13</sup> El "coeficiente de valor" es un criterio de comparación económica de las soluciones hidráulicas en relación a una planta térmica de referencia.

una distancia económicamente razonable de los centros de consumo se elige, casi *a priori*, una solución hidráulica que, por la cantidad de información disponible y por sus características más salientes de anteproyecto en comparación con otros posibles desarrollos hidráulicos, aparece como la más favorable de acuerdo con una apreciación en gran parte cualitativa de los principales factores en juego. La comparación de la solución hidráulica elegida como la más conveniente con una central térmica alternativa se hará generalmente en forma mucho más acabada y con estimaciones cuantitativas más precisas. Se podría aplicar aquí la afirmación de Leontiev, quien al referirse a los métodos de análisis cuantitativo expresa que "el uso de estos métodos concisos de análisis cuantitativo no ha sido favorablemente acogido por la mayoría de los economistas de profesión. Aparte de la desconfianza comprensible hacia un lenguaje matemático difícil poco familiar, la razón principal de esta reserva parece residir en el hecho de que los procedimientos cuantitativos no han dado hasta ahora resultados efectivos que sean incontestable y manifiestamente superiores a los obtenidos en las conclusiones basadas en el llamado buen sentido e inteligencia intuitiva".<sup>14</sup>

Frente a una de las escaseces básicas de los países en desarrollo —la insuficiencia de personal técnicamente calificado para abordar simultáneamente los múltiples problemas que plantea el desarrollo de los sistemas eléctricos—, parece preferible concentrar el mayor esfuerzo en el más correcto y completo proyecto y construcción posterior de una obra hidroeléctrica elegida de acuerdo con lo expresado más arriba, en lugar de aplicar métodos muy elaborados para determinar la mejor combinación de centrales o el tamaño óptimo de cada una. De todos modos, deberán tomarse las precauciones necesarias para evitar que en estos países nuevos se produzcan los errores iniciales, cometidos hace años por naciones más adelantadas de Europa, que han motivado el desmantelamiento prematuro de centrales mal concebidas o el aprovechamiento inadecuado de tramos de río insuficientemente equipados.<sup>15</sup> Se procurará, en consecuencia, que las obras civiles que se ejecuten no perjudiquen la utilización integral del río y permitan posteriormente un mayor equipamiento de la central si el mejor conocimiento hidrológico, el crecimiento del mercado consumidor o la combinación con otras centrales lo justifican.

No queremos que lo dicho más arriba se considere como una actitud *a priori* favorable al desarrollo de los recursos hidráulicos.<sup>16</sup> Es claro que en muchos de los países latinoamericanos, ésta es una de las fuentes naturales más ventajosas para producir electricidad, pero

estimamos que siempre el desarrollo de una obra de esta naturaleza debe ser comparada por lo menos con la mejor alternativa térmica que pueda concebirse en las condiciones dadas. En países con combustibles de bajo costo, la ventaja económica de la solución hidroeléctrica puede ser muy discutible.

Pero esta dualidad térmico-hidráulica en realidad constituye también una etapa transitoria que, si bien puede durar algunas decenas de años en los países nuevos, ricos en recursos hidráulicos, con el ritmo actual de aumento de los consumos adquirirá en poco tiempo más un carácter completamente diferente. Es el caso que hoy ya se presenta en los seis países de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, en los cuales se observa una tendencia sostenida a una mayor producción térmica (7). No puede ser de otro modo si se piensa que muchos de los países de Europa tendrán en explotación, en 1975, prácticamente el 100 por ciento de los recursos hidráulicos que hoy se considera económico desarrollar.<sup>17</sup>

Si bien es cierto que en América Latina el problema de selección de alternativas se plantea en forma bastante diferente que en los países más avanzados, y que las decisiones pueden y deben tomarse en base a un análisis cuantitativo mucho más simple que en el caso de estos países, no es menos cierto que en nuestro continente existen sistemas grandes —los más importantes si nos atenemos a la proporción que ellos representan en cada conjunto nacional— en los cuales el problema en discusión se hace cada vez más complejo y exigirá, en un plazo breve, el empleo de métodos de análisis complejos.

En los que sigue a continuación se tendrá por lo tanto principalmente en vista el estudio de alternativas dentro de sistemas grandes, en los cuales se encuentran en operación varias centrales generadoras y es posible, a su vez, alimentarlo de diversas nuevas fuentes alternativas, térmicas o hidráulicas. Se dejará, sin embargo, fuera de consideración por el momento, una alternativa posible: la de que el sistema adquiera su energía de otro sistema vecino, problema típico de interconexión que será tratado más adelante.<sup>18</sup> También se dejará fuera el caso de las centrales nucleares que, si bien podrían tratarse como las centrales de tipo clásico (hidráulicas, térmicas a vapor, etc.) serán motivo de un comentario posterior. Finalmente, en virtud de lo dicho anteriormente, a los problemas referentes al servicio eléctrico en áreas nuevas o a los pequeños servicios eléctricos aislados no cabe aplicarles los criterios de selección más elaborados. Siendo estos casos de ocurrencia frecuentes en América Latina, si bien de mucho menor importancia económica que los de los grandes

<sup>14</sup> Citado en (23).

<sup>15</sup> Estos errores se explican por la falta de experiencias anteriores en materia de previsión económica y sobre el análisis de la rentabilidad de los proyectos, problemas que hoy conocemos.

<sup>16</sup> Compartimos en esto la opinión de Léo A. Penna en reconocer una actitud pública favorable por principio al desarrollo de los recursos hidráulicos, por lo menos en los países dotados de buenas reservas (32). La posición apriorística debe ser ratificada por los estudios o abandonada.

<sup>17</sup> Francia, el 96 por ciento; Italia y Suiza, el 100 por ciento; Portugal, Suecia y Alemania, el 88 por ciento. Véase (33), cuadro 18. El concepto de lo que es económico desarrollar es relativo, pues depende de ciertas hipótesis de evaluación y de la evolución económica. Véase también (34).

<sup>18</sup> Tal es el caso de la Cía. Chilena de Electricidad (*American and Foreign Power*) que adquiere proporciones crecientes de la energía requerida en su sistema de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), de propiedad estatal.

sistemas, también se tratarán más adelante en cuanto a sus aspectos peculiares. En general, las decisiones en este caso se derivarán de condiciones muy locales y de criterios de apreciación cualitativos basados en la experiencia y el buen juicio de los encargados de tomarlas.

## 2. Planteamiento del problema

Un sistema eléctrico dado tiene un cierto ritmo de expansión. Básicamente éste depende de tres factores que en los países en desarrollo tienen, cada uno, gran importancia: *a*) industrialización, *b*) electrificación, *c*) extensión.<sup>19</sup> A medida que avanza la "electrificación", en el sentido de que ella alcanza con sus beneficios a un mayor porcentaje de la población en el área servida y que sus aplicaciones posibles se multiplican, y a medida que se "extiende" de modo que el servicio procura cubrir el total del territorio, el crecimiento del consumo de energía se hace función más directa sólo de las variaciones de la producción industrial. Esto último es el caso corriente de los países más adelantados, en los cuales es posible establecer correlaciones estrechas entre los índices de producción industrial y el consumo de electricidad. Pero es importante tener presente que las razones para un ritmo de crecimiento elevado de la energía eléctrica en los países en desarrollo son mayores que en los países avanzados. En todo caso, las nuevas fuentes generadoras que es necesario incorporar anualmente a un sistema constituye un porcentaje elevado de las ya existentes.

Como, a su vez, la realización de una nueva central, desde el momento en que se decide iniciar el proyecto definitivo hasta su puesta en servicio, tiene un plazo de ejecución normal de 4 a 6 años, en este lapso la carga del sistema habrá aumentado considerablemente. Por ejemplo, para un ritmo de duplicación en 10 años (7.2 por ciento acumulativo) la demanda crecerá entre 32 y 52 por ciento. En un sistema grande, saltos tan bruscos en sus instalaciones son técnicamente muy poco posibles y, con seguridad, no resultan económicos. Entonces, el proceso de agregar nueva capacidad se transforma en un fenómeno continuo. No se trata, en consecuencia, de decidir sobre la ejecución de una central generadora, sino de programar todo un conjunto ordenado que debe cubrir las nuevas necesidades de un período. Estos programas, de un plazo aproximado de 10 años,<sup>20</sup> son prácticamente rígidos en cuanto a los cinco primeros años precisamente por ser éste el período mínimo que demora la ejecución de las obras. Si la satisfacción de la demanda futura de los sistemas no se planea con esta anticipación es evidente que para aten-

der los apremios del consumo se caería dentro de la necesidad de elegir soluciones en función de su menor plazo de ejecución y no de su mayor valor técnico-económico. Es el caso presentado en Francia, a raíz de la última guerra, en el cual la urgencia de generar electricidad para atender al Primer Plan de Modernización obligó a elegir un programa de centrales sin establecer ningún cálculo previo de rentabilidad. En ese momento "era necesario producir lo más posible para hacer partir la actividad económica del país, pues se estimaba que cualquier cuello de botella en uno de los sectores base era más perjudicial para la economía nacional que una producción aunque fuera muy cara" (17).

En consecuencia, cuando se comparan alternativas, en el hecho no se trata de elegir entre dos o más centrales aisladas, sino de escoger entre programas diferentes formados por distintas centrales, o por las mismas centrales desarrolladas con distintos tamaños o en diferente secuencia dentro del período que abarca el programa. Se busca el esquema que satisfaciendo todas las exigencias del consumo haga máximos los beneficios sin sobrepasar los medios financieros disponibles o, si es posible, logre hacer mínima la inversión del conjunto. La dificultad para establecer el cumplimiento de estas condiciones está en el hecho de que los beneficios dependen no sólo de las plantas ya existentes, sino también de las incluidas en el programa y de aquellas que vengan después y cuyo detalle está aun fuera de los límites del itinerario fijado.

Las ventajas de tener un programa, aparte de la ya señalada en el sentido de evitar la elección de soluciones bajo los apremios derivados de escaseces de energía, son múltiples. Permite ordenar la recolección de información básica de los posibles proyectos incluidos en la parte variable del programa antes de que sea urgente tomar decisiones definitivas; con ello se evitará o se reducirá el riesgo de decidir sobre obras eléctricas que perjudiquen el aprovechamiento integral de un curso de río a través de un estudio demasiado local. Al mismo tiempo, el proyecto de una central en conjunto con otras ya existentes y otras programadas permite una concepción mucho más completa de ella. Es el caso frecuente de centrales de pasada que, diseñadas en combinación con otras usinas de pasada, con distinto régimen hidrológico, o con plantas generadoras de embalse en su propio río o en otras hoyas hidrográficas, tienen posibilidades mucho más amplias.

Se comprende que el estudio de programas alternativos, en plazos del orden de diez años, y el examen de las ventajas que ellos ofrecen en períodos aún más largos hacen de la previsión adecuada del consumo a mediano y largo plazo una parte fundamental del estudio. Al referirnos a la fijación de prioridades hicimos mención de que este tema escapa de los límites de este trabajo.

Sin embargo, no puede formularse un programa razonable de instalaciones generadoras sin conocer con suficiente aproximación las características del consumo futuro. Una buena estadística del desarrollo eléctrico

<sup>19</sup> Normalmente se dice que el desarrollo del consumo eléctrico depende de la "producción industrial" y de la "electrificación". Hemos agregado aquí el concepto de "extensión", que en cierta forma se confunde con el de electrificación, para señalar el caso especial de los países en desarrollo, en los cuales las áreas nuevas adonde llega la electricidad son todavía una parte muy importante del aumento de clientes y consumo, situación que no se presenta sino en mucho menor escala en los países de gran desarrollo económico.

<sup>20</sup> Los programas se formulan por plazos mayores, pero como esquemas preliminares.

pasado es esencial pero también es antecedente valioso el consumo de otras formas alternativas de energía y de su probable evolución. En general, este segundo tipo de estudios es bastante escaso en América Latina y son pocas las empresas y los organismos públicos relacionados con la electricidad que se han preocupado de impulsarlos.

Si bien es posible utilizar para los pronósticos a largo plazo, de más de diez años, estimaciones basadas sobre porcentajes de crecimiento acumulativo anual, las estimaciones a corto plazo requieren un examen considerablemente más acucioso. Las técnicas de análisis de la demanda están basadas en la hipótesis de que ésta depende de otras magnitudes (variables determinantes) conocidas o que pueden ser razonablemente estimadas. "Para hacer un pronóstico eléctrico, las variables determinantes más importantes son: la población y su distribución por edades, el volumen de la producción industrial (a su turno determinado por otras variables) el número de viviendas, el precio de la electricidad y de otras formas de energía" (35). La enumeración anterior corresponde a un país de gran desarrollo pero puede considerarse aceptable también para los sistemas importantes en América Latina. Establecer relaciones correctas entre las diversas variables determinantes y la demanda eléctrica requiere de un material estadístico cuantioso del cual se carece en gran medida.<sup>21</sup> De ahí que los pronósticos en nuestros países deben apoyarse en métodos más sencillos ateniéndose al estudio de los principales grupos de consumidores eléctricos (residencial, transporte, industria, alumbrado público, agricultura) y a su probable evolución en plazos cortos y medianos (5 y 10 años).

Este estudio conducirá a un conocimiento del consumo y de sus características principales, indispensable para determinar el mejor modo de satisfacerlo.

### 3. Características del consumo y de las centrales destinadas a servirlo

Si, como se dijo anteriormente, la electricidad una vez producida debe ser utilizada, tiene que existir identidad entre el consumo y la producción. Cuando las características del consumo, además del crecimiento en potencia y energía anual, varían, el programa de instalaciones debe tomar particularmente en cuenta estos cambios.

Es sabido que el consumo eléctrico en un sistema, aparte de su crecimiento, experimenta tres tipos de variaciones: a) estacionales, es decir durante el año, siendo generalmente mayor en invierno que en verano;<sup>22</sup> b) diarias, a lo largo de la semana en los días de trabajo es más alto que los domingos y festivos; y c) horarias, produciendo diferencias durante el día, con muy

<sup>21</sup> Estas relaciones equivalen a establecer un *input-output grid* que fije las correlaciones entre los diversos sectores de la actividad económica (35).

<sup>22</sup> Esta variación es función de los cambios climáticos (temperatura y luz) y depende de los países. Hay regiones, hoy día, con los Estados Unidos, en que el uso del aire acondicionado ha hecho variar el sentido del cambio estacional, haciendo más alto el consumo en verano.

bajo consumo en las horas de madrugada y una demanda variable durante el día con dos puntas de máximas en la mañana y en la tarde.<sup>23</sup>

En las distintas épocas del año y en las distintas horas del día la energía tiene un valor diferente. En las horas de bajo consumo de la noche, por ejemplo, si existe energía hidráulica disponible en una planta de pasada, ésta tiene un costo prácticamente nulo para la empresa. Por el contrario, una nueva demanda de potencia a la hora de punta de un día de trabajo de invierno obliga a agregar mayor capacidad en una planta generadora, que será aprovechada durante un período de tiempo muy corto en el año y significará, en consecuencia, energía de alto costo. Por lo tanto, el programa de instalaciones que será necesario realizar corresponderá a una combinación de centrales que pueda entregar en la forma más económica posible estas diferentes energías.

Una central térmica, en general se caracteriza fundamentalmente por la potencia instalada. Dicha potencia es firme, o sea está disponible en cualquier momento durante todo el año; la energía susceptible de ser generada es función directa de la potencia instalada.

En el caso de las centrales hidráulicas la situación es diferente. La potencia instalada no es suficiente para definir la central, pues el agua disponible en el río varía a lo largo del año según las condiciones del clima y es diferente, por igual razón, de un año a otro. En consecuencia, desde el punto de vista del consumo, sólo es potencia firme aquella que puede generarse con el agua mínima disponible en el río o por lo menos con una muy alta probabilidad. La potencia generable es variable con el agua disponible y, consecuentemente, también la energía.

Sólo si la central se equipa para las aguas mínimas —situación característica de las primeras plantas hidráulicas construidas—, existe una situación análoga a la de las centrales térmicas. Pero, es un hecho reconocido hace ya muchos años que el equipamiento de un recurso hidráulico debe hacerse para un gasto superior al escurrimiento mínimo. Basta recordar que en un mismo sistema están interconectadas plantas térmicas y plantas hidráulicas de muy distintas características, cuyos estiajes no son coincidentes y que, por este motivo, combinadas, son capaces de entregar potencia y energía segura en condición muy superior a la suma de los valores mínimos de los diversos ríos alimentadores de centrales. Esta situación es más clara aún cuando los países tienen escasos combustibles de alto costo y debe propenderse a su máxima economía. El Uruguay es un ejemplo típico de esta situación en América Latina (36). El caso del Japón es muy representativo de la forma cómo ha evolucionado el criterio respecto a la seguridad hidrológica con la cual se proyectan las centrales. Hasta 1910, en ese país, el criterio de diseño era el caudal sobrepasado 355 días en el año; en

<sup>23</sup> En áreas poco desarrolladas y a veces en los días festivos y domingos, sólo existe una punta diaria.

otras palabras, prácticamente un mínimo absoluto; hoy se utiliza el principio del caudal sobrepasado sólo durante 95 días en el año (37).<sup>24</sup> En general, la determinación del caudal más conveniente resulta de un estudio técnico-económico en el cual pueden usarse los mismos métodos comparativos a que se hará referencia más adelante para la determinación del programa de instalaciones más conveniente. De hecho, una misma central diseñada con diversas seguridades hidrológicas es equivalente a comparar diversas alternativas de centrales.

Por otro lado, las centrales hidroeléctricas son de diversos tipos: de pasada, o sea sin ninguna capacidad de regulación; con estanque de punta,<sup>25</sup> y con embalse (semanal, estacional, anual o interanual). Se comprende que la intercalación de estos elementos reguladores introduce nuevas posibilidades a la central hidroeléctrica que le permiten utilizar el agua a las horas más valiosas.

Una central o un conjunto de centrales son satisfactorios para atender al consumo de un sistema dado cuando están en situación de entregar la potencia y la energía requeridas en todo momento. Abstracción hecha de las instalaciones de reserva necesarias para atender al retiro periódico de las máquinas por razones de conservación y para cubrir eventualidades,<sup>26</sup> el conjunto de centrales para satisfacer convenientemente las exigencias impuestas por el consumo debe cumplir con ciertas condiciones mínimas.

Si el sistema es puramente térmico, bastará con que la potencia disponible en punta<sup>27</sup> corresponda a la demanda máxima en barras de las centrales generadoras. Si el sistema es predominantemente térmico (por ejemplo, 90 por ciento de la potencia instalada), también se puede adelantar que basta que la potencia disponible en punta alcance a la demanda máxima para que el servicio esté asegurado.

Pero, a medida que aumenta la proporción hidráulica, aumentan también las condiciones necesarias para

<sup>24</sup> Este importante tema no está particularmente tratado en el Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica. Sin embargo, muchos trabajos se refieren en cierta forma a él. Véase por ejemplo, (2) y (39).

<sup>25</sup> La definición del "estanque de punta" es bastante variable. Los franceses la extienden a un período regulador entre 2 y 24 horas. Con menos de dos horas de regulación es "central de pasada".

<sup>26</sup> Se considera una reserva aceptable en un sistema chico una unidad igual a la más grande en servicio. A medida que el sistema crece, la proporción de reserva disminuye hasta un mínimo de 10 por ciento. En países como los latinoamericanos con difíciles vías de acceso, condiciones climáticas y de alta cordillera duras, con volcanes y terremotos, nos parece conveniente agregar que ninguna central deberá representar por sí sola un porcentaje considerable del sistema; digamos no más del 25 por ciento. Los países latinoamericanos en general no cumplen con las condiciones de reserva aquí descritas.

<sup>27</sup> En todos los problemas de economía eléctrica, hay envueltos problemas de definiciones. Sería extremadamente conveniente adoptar un sistema uniforme para todos los países latinoamericanos, que podría ser el establecido por la UNIPED (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie électrique) y que, en general, es aceptado por la O.E.C.E. Se define, por ejemplo, "la potencia disponible en punta para las plantas térmicas, como la potencia susceptible de obtenerse en condiciones reales de operación o sea, tomando en cuenta las disminuciones de potencia derivadas de detenciones sistemáticas, averías y otras pérdidas fortuitas independientes del estado de las máquinas". Véase (40).

asegurar el servicio. Es preciso establecer, por lo menos, las siguientes:

a) El sistema debe ser capaz de servir la demanda máxima en un año seco. (En Europa se usa el año 1º de octubre de 1948 - 30 de septiembre de 1949; nosotros creemos podría fijarse una cierta seguridad hidrológica conjunta, por ejemplo, 90 por ciento.)

b) Debe ser capaz de suministrar la energía anual total requerida.

Además, hay siempre un período en el año, durante el cual la disponibilidad de agua en los ríos y embalses se hace "crítica" para atender las exigencias del consumo. Por ejemplo, en un país como Chile, en la zona de mil kilómetros de longitud que se extiende de La Serena a Concepción, la demanda máxima se produce en invierno simultáneamente con una reducción considerable en el caudal de los ríos; éste es el período "crítico". En Francia se define este período como las 1 200 horas de mayor carga de los días de trabajo de invierno y se establece la exigencia de que el sistema sea capaz de atender al consumo de energía que se produce en este período difícil,<sup>28</sup> aún en un invierno seco. Según sean las condiciones hidrológicas y del consumo, para cada sistema eléctrico deberá definirse el período "crítico".

Se comprende así, que, para juzgar un programa de instalaciones, éste debe cumplir obligadamente con ciertas condiciones técnicas: generar la energía anual total requerida y satisfacer los períodos críticos en años críticos, atender a la demanda máxima en un año seco. Naturalmente, estas condiciones técnicas se pueden cumplir con muchas combinaciones de centrales. El programa más favorable será aquel que exigiendo una inversión limitada a las posibilidades financieras de la empresa o del país produzca los máximos beneficios. Tal como expresado anteriormente la medida de los beneficios será diferente si la empresa es de propiedad privada o pública; en este último caso, los beneficios indirectos deben ser debidamente considerados de acuerdo con la proporción que corresponda según las directivas económico-sociales que orienten la política general del país.

En la práctica deberán agregarse otras condiciones al programa. Por ejemplo, podría exigirse que la proporción térmico-hidráulica correspondiera a un valor predeterminado, para no recargar las exigencias de combustibles nacionales o importados más allá de un límite conocido; también podrían fijarse plazos de puesta en servicio de determinadas cantidades de potencia, etc. La introducción de estos u otros parámetros restringe el número de programas alternativos que es posible elegir y, por lo tanto, reduce el campo de las comparaciones de orden económico.

Los métodos de comparación deben aplicarse en determinadas condiciones de precio y tiempo que es preciso dilucidar previamente, antes de aplicarlos.

<sup>28</sup> Es lo que en Francia se llama impropriadamente "potencia garantizada"; en realidad se trata de "energía garantizada". La potencia garantizada es el valor medio de las 1 200 horas consideradas.

#### 4. Condiciones de precio y tiempo

Los programas se desarrollan en un lapso que hemos estimado entre cinco y diez años. Los beneficios se extienden sobre un plazo considerablemente mayor. Un programa puede ser muy conveniente en las condiciones imperantes hoy día, pero puede transformarse en muy desfavorable con el andar del tiempo. Por ejemplo, una planta térmica que hoy sólo se utiliza unas pocas horas al año a su plena capacidad y que es beneficiosa debido a sus bajos costos de capital, puede transformarse en sumamente onerosa cuando, por efecto del aumento del consumo, se hace necesario utilizarla 4 000 o más horas en el año con un gasto elevado de operación que anula las ventajas de la reducida inversión.

Se comprende en consecuencia, que es necesario conocer lo que sucede con el programa en un cierto plazo. El método habitual y clásico en la industria es representar la inversión por una anualidad calculada según las fórmulas habituales que toman en cuenta el período de años en el cual el capital debe ser devuelto con un interés conocido.<sup>29</sup> Si se conocen los gastos anuales de operación y las entradas, la diferencia entre ambas cantidades da la utilidad neta que debe ser comparada con la anualidad destinada a devolver el capital para ver si queda una ganancia adicional o hay déficit. De este modo, se podría determinar el resultado para cualquier año dentro del plazo de comparación elegido.

Sin embargo, este método, que a veces se designa "costo uniforme equivalente anual" ha sido muy criticado, pues implica la idea de que el pago anual que se hace por una instalación anticuada es el mismo que originalmente se hacía por la instalación nueva. Este hecho financieramente es correcto, pero no se compadece con la realidad pues en la práctica no puede esperarse que la instalación anticuada se aproveche con la misma eficiencia original.

Hoy se acepta generalmente el concepto de "valor actual o presente", al cual se hizo referencia antes.<sup>30</sup> Consiste, como ya se dijo, en reducir cualquier cantidad, entrada o gasto del año  $n$  al momento presente, elegido como origen de los tiempos, dividiendo dicha cantidad por  $(1 + i)^n$ . Esto equivale a reemplazar el gasto o la entrada del año  $n$  por un capital que, puesto a interés  $i$  en el momento presente, produzca el año  $n$  la misma cantidad. De este modo, la inversión inicial, los gastos y las entradas futuras quedan representados por capitales equivalentes en el momento "presente" cuya combinación permitirá apreciar el proyecto en todo el plazo de comparación elegido. La inversión original y el "gasto presente" significan salidas y la

$$a = C \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$n$  = Número de años del período.  
 $i$  = Interés expresado en tanto por uno  
 $C$  = Capital invertido

<sup>29</sup> *Supra*, sección 3, apartado b), *in fine*. Este concepto aparece utilizado de una u otra manera en muchos de los trabajos presentados al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica. Véase (41), (42) y (43).

"entrada presente", ingresos; luego, la utilidad dentro del período de comparación quedará expresada por la diferencia de la "entrada presente" menos las dos otras cantidades.<sup>31</sup>

El sistema de "valor presente" significa obviamente ventajas considerables sobre el anterior de "costo uniforme equivalente". La principal dificultad para su aplicación reside, sin embargo, en la elección conveniente de la "tasa de actualización"  $i$ . En este sentido debemos atenernos a lo ya expresado al estudiar el costo económico del dinero.<sup>32</sup> La tasa  $i$  no es el valor al cual la empresa puede conseguir el financiamiento de sus inversiones ni tampoco es la tasa del mercado de capitales privados; es una cifra intermedia, casi imposible de determinar con precisión en una economía libre, en la cual debería equilibrarse la oferta y demanda de capitales para el conjunto de los sectores de la economía. El problema de determinar esa "tasa de actualización" se complica aun más, si pensamos que ella debe aplicarse durante un período largo de años durante el cual es posible que su valor sufra variaciones importantes. E.D.F., por ejemplo, había elegido hace algunos años atrás la tasa de 4 por ciento como promedio del valor del interés en ese momento, el 7 por ciento, y de la tasa que se preveía en los próximos 10 o 15 años futuros, considerablemente más baja. Sin embargo, recientemente ha cambiado de criterio y acepta una "tasa de actualización" constante para el futuro a largo plazo de 7 por ciento, considerando que es poco probable una baja del costo de los capitales, pues si bien los ahorros disponibles deberán aumentar, las necesidades de inversión también crecerán (44).<sup>33</sup>

Hemos sostenido que en el caso de los países en desarrollo debe estimarse una tendencia a la baja del interés del dinero. Creemos que en ellos debe haber, un aumento más acelerado de la propensión a ahorrar; además, deben recibir cuotas mayores de ahorro producido externamente. Ambas razones, nos hacen posible considerar como probable una baja del interés que tendería a acercarse al 7 por ciento indicado para el caso francés y al 5.5 por ciento estimado actualmente como "costo de oportunidad" en Estados Unidos. De ahí la conveniencia de no utilizar tasas de actualización excesivamente altas basadas en situaciones del momento, pero que no pueden proyectarse por períodos de tiempo muy largos.<sup>34</sup>

Téngase en cuenta que el "valor presente" hace participar cada vez en menor grado los gastos o entradas

<sup>31</sup> En lo dicho está implícita la idea de que el período de comparación corresponde a la vida útil del proyecto, con valor, cero al final. Si el plazo de comparación es más corto, la inversión original conserva un valor real que naturalmente no se resta.

<sup>32</sup> *Supra*, sección 3, apartado b).

<sup>33</sup> Hay estudios que pretenden probar que la tasa media del interés en los grandes centros financieros del mundo occidental se ha mantenido entre 6 y 7 por ciento por largos períodos desde antes de la Primera Guerra Mundial.

<sup>34</sup> En todo lo anterior no se ha hecho jugar para nada la inflación, considerando que sus efectos sobre una empresa pública no deberían alterar sus principios de elección de soluciones. Para el caso de una empresa privada, por cierto éste puede ser un factor determinante en su política de inversiones.

que se producen en los años más alejados. Esto es más notable mientras mayor es la tasa de actualización  $i$ , como se puede apreciar de la tabla a continuación.

$i$ (Por ciento) <sup>a</sup>	5º año	10º año	20º año
2.5	0.88	0.79	0.61
8	0.68	0.46	0.21
12	0.60	0.32	0.10

<sup>a</sup> Tasa de actualización utilizada en los proyectos federales en Estados Unidos. No es representativa para medir el mejor uso del capital nacional.

Los resultados anotados permiten concluir que con una tasa relativamente alta<sup>35</sup> como la representativa, a nuestro juicio, para la situación en las naciones latinoamericanas en los próximos 15 años, los acontecimientos que sucedan después del décimo año tienen un peso reducido. Por lo tanto, si el programa eléctrico es relativamente bien conocido durante el lapso indicado, los errores que puedan cometerse al estimar las entradas y gastos después del décimo año, debido a la incertidumbre de cómo se utilizarán estas instalaciones combinadas con las que se pondrán en servicio en fechas ulteriores, conforme a un nuevo programa que por el momento no se define, tendrán poca importancia en el conjunto.

Fijado el período durante el cual resulta razonable realizar la comparación —la vida útil de las obras o un plazo inferior— y fijado el método como se hará jugar el factor tiempo —“costo uniforme” o “valor presente”— todavía queda una dificultad seria, determinar a cuánto ascienden las entradas y gastos futuros. Es fácil prever cuál será la producción anual de kWh de las instalaciones consultadas dentro del período del programa y con un cierto margen mayor de error lo que sucederá después de dicho período. Con un menor grado de aproximación se puede determinar también la naturaleza y volumen de los gastos que será preciso hacer año a año en el lapso de comparación. El problema reside en hacer una estimación razonable de los precios con los cuales será preciso medir estas entradas y gastos futuros. En su esencia este problema es de naturaleza similar al anterior en cuanto a prever la tasa de actualización en un lapso largo. Sin embargo, en el caso de los precios, las causas posibles de variaciones aleatorias son considerablemente mayores, pues éste es un problema que sólo en parte está regido por tendencias y probabilidades. Pero, en parte muy fundamental, el futuro está condicionado por hechos originales no previsibles, que le dan nuevas formas al mundo económico y social y que alteran de modo intenso las escalas de valores relativos de las cosas que se miden por los precios. La técnica ha demostrado en los últimos decenios, de manera muy acentuada, su capacidad de modificar lo actual con hechos originales. En un problema como el que nos preocupa será,

<sup>35</sup> Para Chile, por ejemplo, estimamos esta cifra entre el 10 y el 12 por ciento.

por ejemplo, de gran importancia prever el precio de los combustibles que quemarán las plantas térmicas. Sin embargo, nadie puede aún pronosticar, con un grado razonable de certidumbre, cuál será la influencia de la energía nuclear en los precios futuros de los combustibles. Sin embargo, Electricité de France acepta que el aumento de las reservas conocidas de petróleo en el mundo producirá una tendencia a la baja en el precio de la caloría estimada en 1 por ciento anual (44).

Supuesto que en los precios actuales no existen elementos de distorsión como los referidos con anterioridad en este mismo trabajo, creemos como más recomendable hacer las estimaciones futuras con los mismos precios de hoy. Ni en los países con abundante información de estadística económica y con gran número de correlaciones, es posible fijar un cuadro de parámetros que permitan avanzar pronósticos sobre precios alejados que pueda asegurarse tendrán mayor probabilidad de producirse que un conjunto de precios actuales. En el caso de algunos precios esenciales, puede determinarse qué sucedería haciéndolos variar con ciertas tendencias estimadas, a objeto de conocer los límites dentro de los cuales podrían moverse los resultados de los estudios si las condiciones reales que se producen son efectivamente diferentes de las aceptadas.

En todo caso, la inseguridad grande en la estimación de los precios futuros y la reducción considerable con que los hechos del futuro alejados participan en el “valor presente” cuando la tasa de actualización es elevada, justifican ambos elegir un plazo para la comparación de alternativas no excesivamente largo. Nosotros creemos que un plazo no mayor de 10 a 15 años se ajusta ampliamente a la realidad en la inmensa mayoría de los problemas eléctricos de los países de América Latina.

### 5. Métodos de comparación

Los sistemas de comparación son muchos y muy variados y no se puede anticipar cuál será el más conveniente para un caso dado. Se puede asegurar que los métodos complejos sólo pueden ser aplicados en base a una información abundante y confiable que no está generalmente disponible sino en los sistemas desarrollados en los cuales precisamente la programación y la elección de alternativas son más necesarias. En consecuencia, a menor tamaño y complejidad del sistema deberán usarse sistemas de comparación más sencillos y alejarse de otros métodos cuyo mayor rigor tiene significado real sólo si los antecedentes usados lo poseen.

Asimismo, queremos recordar que antes de aplicar los métodos de comparación debe haberse pesado debidamente la importancia de lo que anteriormente designamos como factores especiales que influyen sobre los criterios económicos en materia eléctrica.<sup>36</sup> Algunos de estos factores especiales pueden traducirse en condiciones que deben ser cumplidas por el programa como ex-

<sup>36</sup> *Supra*, sección 3.



plicado en el apartado c) de la presente sección. Por ejemplo, puede exigirse que el programa no signifique una inversión de divisas superior a una proporción determinada o que el costo anual de operación no represente un consumo en moneda extranjera superior a una cantidad estipulada.

Del mismo modo, la valoración de los beneficios indirectos deberá estimarse como una entrada anual adicional que podrá sumarse con las demás entradas del proyecto de acuerdo con la ponderación que parezca conveniente atribuirle.

Entre los métodos más sencillos usados para elegir entre varias centrales posibles —no hablamos de programa propiamente— está el de comparar el costo de la energía de la nueva instalación con el que se obtiene actualmente en plantas generadoras que están sirviendo al sistema eléctrico. El costo se calculará para todas las centrales sobre bases comunes.

Un sistema análogo, usado con gran frecuencia para estimar la menor o mayor conveniencia de una central hidráulica, consiste en calcular el precio de venta que resultaría para la energía eléctrica que ella puede generar aplicando para el cálculo las estipulaciones de los reglamentos de tarificación y comparando el resultado así obtenido con el precio resultante de otras alternativas y también con las tarifas de venta del momento. Este estudio, por ejemplo, en el caso chileno, si se trata de centrales relativamente pequeñas en relación al sistema, implica aceptar que casi toda la energía generable se vende, pues hay escasez de energía, generación térmica cara y capacidad amplia de embalse disponible a corto plazo.

Cuando ya crece la importancia de las instalaciones, los sistemas de comparación deben perfeccionarse. Se usa corrientemente el criterio de comparar una solución hidráulica con la planta térmica equivalente capaz de dar el mismo servicio. En general, la condición de dar el mismo servicio no puede cumplirse sino en forma aproximada puesto que las curvas de carga que pueden servir ambos tipos de instalación son diferentes.

Un primer método consiste en hacer "la comparación definitiva entre cada obra hidroeléctrica y la obra termoeléctrica equivalente para el primer año completo en que se podría usar la instalación hidroeléctrica a plena potencia" (20). Es el método usado, por ejemplo, por los asesores del Gobierno Argentino en el estudio comparativo de la central de Salto Grande con una planta generadora térmica en Buenos Aires. Por cierto, en estos casos intervienen las inversiones correspondientes a líneas y subestaciones y la energía se compara colocada en el mismo lugar de consumo.

Ya hemos repetido que una comparación basada en la situación de un año único puede conducir a conclusiones equivocadas. En efecto, el resultado puede ser satisfactorio para el caso de Buenos Aires, con un gran sistema térmico preexistente, pero podría probablemente no ajustarse a la realidad en un período mayor de años durante los cuales el agregado de otras potencias hidráulicas podría modificar la situación de

privilegio inicial de esta primera gran planta hidroeléctrica.

Un ejemplo similar de comparación es el caso uruguayo de la central hidroeléctrica de Paso del Puerto que se prevé poner en operación el año 1964 y que podría ser reemplazada con una potencia térmica adicional en la nueva central de Punta Yeguas vecina a Montevideo (36). Se demuestra en el estudio correspondiente que entre 1964 y 1970, fecha en que la central hidroeléctrica está en condiciones de colocar su energía media anual, la situación de comparación se va haciendo favorable a la solución hidráulica sólo en forma muy paulatina.

La consideración del elemento tiempo resulta esencial. Es lo que se ha introducido como perfeccionamiento posterior en varios métodos de comparación. Recordaremos el principio de estos métodos dejando a un lado los refinamientos propios de un trabajo especializado.

Supongamos que una central signifique una inversión  $I$  y que sus gastos de operación y mantenimiento en los años del período de comparación equivalgan al "valor presente"  $G$ . En otras palabras, la suma  $I + G$  representa el desembolso total de capital que sería necesario hacer para construir la central y con los intereses y amortización del capital restante  $G$  hacerla funcionar. Si, además, la entrada de un año  $n$  cualquiera del período es la cantidad  $e_n$ , ella también puede ser representada por su "valor presente" y la suma de estas cantidades dará el capital representativo o "valor presente" de las entradas  $E$ .

Por lo tanto, para una central cualquiera, la utilidad, expresada también en "valor presente", será:

$$U = E - I - G$$

De acuerdo con lo dicho más arriba, se desea comparar una central hidráulica con otra elegida como referencia. "En un momento dado, todas las centrales térmicas clásicas que se construyen tienen características análogas y, en particular, el mismo consumo específico: el más bajo que se sabe cómo alcanzar. Lo anterior permite tomar el equipo térmico como base de referencia" (45). Como ya se señaló, la dificultad está en definir una central térmica equivalente a una planta hidroeléctrica determinada. Esta equivalencia la establecen los franceses sobre la base, demostrada en la práctica como suficiente, de dar la misma energía garantizada (potencia garantizada) de las 1 200 horas más cargadas del año en el período de noviembre a febrero. En otros sistemas, la condición de equivalencia podrá ser otra; en general, la referencia será una planta térmica capaz de atender al suministro con la misma seguridad que la central hidroeléctrica. Teóricamente esto es equivalente a decir que los ingresos de las dos plantas, la en estudio y la térmica de referencia, son iguales. Esto no puede ser prácticamente cierto puesto que la energía que puede entregar la planta hidráulica varía con la hidraulicidad del año, y la energía garantizada y la potencia de punta responden a condiciones mínimas de disponibilidad de agua sobrepasadas

un porcentaje considerable del tiempo. Sin embargo, también las posibilidades de la planta térmica de referencia sobrepasan en muchas ocasiones las condiciones del suministro hidráulico con lo cual se puede razonablemente aceptar que las probabilidades acercan considerablemente la realidad a la condición teórica prevista.

Supongamos ahora elegida la alternativa hidráulica y la central térmica de referencia. La utilidad de ambas dentro del período de comparación será:

$$U_H = E_H - I_H - G_H$$

$$U_T = E_T - I_T - G_T$$

La diferencia entre ambas cantidades arroja el balance favorable de una solución sobre la otra o enriquecimiento presente relativo: presente, por estar referido a "valores presentes" y relativo, por expresar el enriquecimiento de la central hidráulica relativo a la central térmica equivalente usada como referencia. El balance será:

$$B = U_H - U_T = (E_H - E_T) + (I_T + G_T) - (I_H + G_H)$$

Si aceptamos cumplida la condición teórica de igualdad de entradas entre las dos soluciones equivalentes,<sup>37</sup> el "enriquecimiento presente relativo" queda expresado por:

$$B = (I_T + G_T) - (I_H + G_H)$$

En otras palabras, el enriquecimiento es la diferencia entre los dos desembolsos totales, térmico e hidráulico.

$$B = D_T - D_H$$

Este enriquecimiento se ha obtenido con la inversión  $I_H$ , pero como es el enriquecimiento relativo a la central térmica, es más propio decir que este exceso de enriquecimiento es el resultado de la diferencia de inversión  $I_H - I_T$ .

Se define como "coeficiente de valor" cualquiera de las dos expresiones.<sup>38</sup>

$$V = 1 + \frac{B}{I_H} \quad (1) \quad \text{o} \quad V = 1 + \frac{B}{I_H - I_T} \quad (2)$$

La primera es función del enriquecimiento por unidad de inversión; la segunda, por unidad de inversión en exceso sobre la inversión de referencia. En la inmensa mayoría de los casos, la central térmica equivalente es efectivamente la inversión mínima que puede hacerse para satisfacer un suministro dado. Por lo tanto, más interesante que determinar un enriquecimiento medio de la inversión hidráulica, nos parece conveniente determinar el enriquecimiento motivado por la inversión adicional, es decir, la fórmula (2). A mayor "coeficiente de valor" más conveniente resulta la inversión en esa Central. Con valor 1, la térmica de referencia y la central hidráulica ofrecen iguales ventajas. Para valores menores de 1, la solución térmica es más favorable.

<sup>37</sup> En un cálculo más completo se podría perfectamente mantener el término  $(E_H - E_T)$ .

<sup>38</sup> Véase, por ejemplo, (17), (31) y (45).

Se comprende que el primer uso que puede darse a este "coeficiente de valor" es precisamente realizar una clasificación de los proyectos hidroeléctricos posibles en un orden decreciente de "coeficientes de valor". Es indudable que esta clasificación depende de la tasa de actualización empleada; mientras menor sea ésta mayor resultará, en general, "el coeficiente de valor" y, consiguientemente, mayor número de posibilidades hidroeléctricas serán más económicas que su térmica de referencia. Naturalmente, el error probable es de cierta importancia, derivado en su mayor parte de la estimación de características y costos de los proyectos considerados, que en su mayoría se basarán sobre estudios preliminares. La determinación de costos de centrales en función de un número reducido de parámetros, como establecido en numerosos estudios es particularmente útil para este tipo de ordenación sistemática.<sup>39</sup> Para la determinación de un inventario de centrales por "coeficiente de valor" es necesario conocer las características esenciales de las centrales inventariadas, tales como potencia de punta, energía firme de invierno, capacidad de regulación, etc. Por lo tanto, en un momento determinado se podría disponer de la información referente a todas estas características agrupadas en orden decreciente del "coeficiente de valor".

Trabajos de esta naturaleza se han hecho siguiendo este método u otros similares, y son esenciales para una formulación de programas eléctricos de gran envergadura. De recomendar sería que todos los países latinoamericanos, que recién inician los trabajos de información básica geohidrológica pudiesen adoptar métodos uniformes de clasificación de sus recursos hidráulicos.

En Francia, estos trabajos se renuevan y se perfeccionan periódicamente; en la Sesión Parcial de la Conferencia Mundial de la Energía, celebrada en Río de Janeiro, en 1954, se dieron a conocer los resultados obtenidos en algunas investigaciones de esta naturaleza (31).

En la Unión Soviética la realización de estos inventarios de recursos y su clasificación económica se ejecutan bajo principios diferentes. Se reconoce en los distintos recursos hidroenergéticos una diferencia de calidad, que depende de tres factores principales:

1) El grado de desuniformidad natural en el recurso energético que depende de los cambios en el caudal de los ríos en la región.

2) La posibilidad de reducir la desuniformidad por medio de embalses reguladores. Esta posibilidad depende de la calidad de los terrenos en el valle del río, de las condiciones de crecidas, etc.

3) Condiciones para la utilización de centrales hidroeléctricas en sistemas eléctricos (46).

Estudios de esta naturaleza a base de índices que reflejan características como las indicadas, combinados con estudios de índices de costos de inversión por kWh generado en planta, constituyen una base importante para la elección de las soluciones más convenientes.

Sin embargo, para escoger la solución definitiva, los rusos también emplean el sistema de comparar la solu-

<sup>39</sup> Véase, por ejemplo, (38) y (39).

ción hidroeléctrica más recomendable, según estudios como los recién descritos, con una central térmica clásica como alternativa. El método seguido en esta comparación consiste "en determinar el llamado período para recompensar el capital extra invertido en la central hidroeléctrica (comparado con la central térmica). Esta recompensa se obtiene por economías en el costo de producción de la electricidad" (46).

La fórmula utilizada para determinar el período de recompensa es simplemente:

$$T = \frac{Kh - Ks}{Is - Ih}$$

$T$  = período de recompensa necesario.

$Kh$  = inversión en la central hidroeléctrica.

$Ks$  = inversión necesaria en la central térmica, que incluye las inversiones de capital requeridas para extraer y transportar el combustible.

$Is$  = costo anual de producción de la central térmica.

$Ih$  = costo anual de producción de la central hidráulica.

En las actuales condiciones de desarrollo se acepta como máximo un período de recompensa de diez años. Actualmente existen numerosas posibilidades hidroeléctricas con menos de diez años de recompensa.

Si se analiza un poco más a fondo el sistema ruso se encontrará en él una gran similitud con el "coeficiente de valor". Desde luego, la planta térmica equivalente se elige de modo a tener el mismo "volumen de producción útil". El interés o "tasa de actualización" aparece en el cálculo detallado del sistema ruso

como el valor  $\frac{1}{Tm}$ , siendo  $Tm$  el "plazo normal" de

la recuperación (10 años como se dijo antes). Si las obras se extienden sobre un cierto período de tiempo, los valores que intervienen en la fórmula se transforman en sumatorias, en las cuales aparece el término

$\left(1 + \frac{1}{Tm}\right)^n$  como factor correctivo. Las principales diferencias entre ambos sistemas son las siguientes:

a) La comparación se hace en el momento de la plena utilización de la solución de más largo desarrollo. No hay proyección hacia el futuro más alejado como en el caso del "coeficiente de valor". La puesta en operación de una central en menor plazo que la solución equivalente tiene mayor influencia en la fórmula rusa.

b) En la fórmula soviética aparece el capital necesario para producir y transportar el combustible como una parte de la inversión térmica. En el "coeficiente de valor" este factor aparece disimulado en el precio del combustible. Desde un punto de vista de programación nacional, la fórmula rusa es más conveniente. Desde el punto de vista de una programación referente sólo al sistema eléctrico, el "coeficiente de valor" es más lógico pues pone el gasto de combustible como efectivamente se produce e independiza la fórmula del origen nacional o importado del combustible.<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Estas diferencias equivalen en cierto modo a lo que en la "investigación operacional" se llama decisión óptima y subóptima. La primera es la mejor para el conjunto, la segunda es la mejor para una parte del conjunto.

c) El término  $\frac{D_T - D_H}{I_H - I_T}$  del "coeficiente de valor"

es inverso del término  $\frac{Kh - Ks}{Is - Ih}$  de la fórmula soviética.

Pero siempre la diferencia  $I_H - I_T > Kh - Ks$ . Por incluir elementos distintos no se puede asegurar *a priori* si la diferencia de gastos  $D_T - D_H$  es mayor o menor que  $Is - Ih$ , pero en principio parece posible afirmar que la primera será mayor, por corresponder a una diferencia acumulada en un número grande de años de operación. Esto nos permite estimar que el período de recuperación  $T$  tenderá a variar en forma similar al inverso del enriquecimiento relativo por unidad invertida en exceso sobre la inversión de referencia. Si fuese estrictamente igual al inverso, equivaldría a decir que el "coeficiente de valor" mínimo con el cual se acepta la solución hidráulica debe ser superior a 1.1.<sup>41</sup>

Antes de ocuparnos del uso práctico de estos métodos de comparación, queremos agregar una breve referencia a otro tipo de aproximación al problema de elegir la solución más conveniente. Se basa en los principios usados para la tarificación, que reconocen el distinto valor que cuesta producir la energía en las diversas horas del año. A través de perseguir que las nuevas centrales agregadas produzcan la energía al mínimo costo, se puede llegar a elegir la solución más conveniente. Friedmann y Schkolnik,<sup>42</sup> por ejemplo, han propuesto un método para el cálculo del costo horario del servicio eléctrico, cuyo desarrollo detallado requiere una extensa computación de cifras para las distintas características hidrológicas de un sistema complejo de muchas centrales hidroeléctricas. El método brevemente explicado, consiste en dividir el costo variable de los kWh hidráulicos y de los térmicos de base, en el total de kWh base del período considerado y el costo de los kWh térmicos generados para atender la punta, solamente en los kWh de punta.

En cuanto a los costos fijos, supuestas las plantas ordenadas en su orden lógico de operación, se propone dividir el correspondiente a cada escalón de potencia por el número de kWh efectivamente generados en dicho escalón.

Si se aceptan estos criterios de repartición, se podría aplicar este método para determinar el sistema de tarifas. Pero también serviría "para comparar costos totales de energía de diversos conjuntos posibles de instalaciones y podrá, en consecuencia, utilizarse para encontrar el más conveniente" (43).

Un método diferente de tarificación, pero que tiene cierta similitud básica con el anterior aunque es más simple, es el propuesto por el ingeniero Brelh en la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (48). En este caso, los costos anuales (incluso gastos fijos) de las plantas de pasada, de las térmicas de base y de la potencia de reserva se distri-

<sup>41</sup> Véanse algunos detalles del sistema soviético en (47).

<sup>42</sup> Trabajo presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (43).

buyen uniformemente por día o por mes en el año. Los costos anuales de las plantas de embalse y de las térmicas de generación variable se dividen respectivamente por el número de kWh generados por ellas durante el año, y a cada día o mes del año se le atribuye un gasto total igual a ese valor medio multiplicado por el número de kWh de embalse o térmicos producidos ese día o ese mes. Sumando ambos gastos se obtienen un costo de la energía de cada día o mes del año que, dividido por el número de kWh del día o mes, conduce a un precio medio. En seguida, para reconocer el diferente valor de la energía a las distintas horas del día se divide la curva de carga en tres franjas horizontales, las clásicas en economía eléctrica, a saber: llenas, vacías y de punta (mínimo absoluto, mínimo diario y punta). Se divide el gasto diario o mensual de acuerdo con las potencias comprometidas diaria o mensualmente en cada franja y este gasto se distribuye de acuerdo con la energía vendida en cada franja. El método puede ser aplicado al caso de una planta nueva que, al introducirse en el mismo sistema de cálculo anterior, modifica el sistema general de precios en un sentido u otro. Repetido para diversas plantas, las distintas modificaciones de precio que se producen pueden servir de guía para resolver cuál es la planta más conveniente.

En todo caso, los dos métodos tarifarios descritos más arriba nos permiten recordar que la energía tiene un precio variable según sea la oportunidad en que ella puede ser producida. En otras palabras, al calcular las entradas que produce una central debe tomarse muy en cuenta las energías de muy distintos precios que ella es capaz de generar.

Aparte de estos métodos, basados en sistemas tarifarios, se ha desarrollado también en gran escala el empleo de las técnicas del cálculo de probabilidades o estadística matemática. Estos sistemas constituyen más bien instrumentos de análisis más que métodos de comparación.<sup>43</sup>

## 6. Métodos de programación

En lo dicho anteriormente se han expuesto métodos que permiten comparar una central con otra o conjuntos o grupos de centrales con otros conjuntos alternativos. Pero no se ha señalado un procedimiento sistemático de formulación de un programa. Si, como es frecuente en el caso de muchos sistemas latinoamericanos, sólo se trata de agregar al sistema una sola central dentro del período del programa a corto plazo, los métodos anteriores pueden aplicarse directamente. Pero, si se trata de sistemas desarrollados, como en el caso de los sistemas más importantes de nuestro continente, entonces es necesario recurrir a procedimientos diferentes.

Podría imaginarse un método de tanteo o de aproximaciones sucesivas. En cierta forma es un sistema

<sup>43</sup> Véase por ejemplo, un caso de aplicación de análisis secuencial en (49).

aplicado en forma no explícita con mucha frecuencia. La Comisión Hidroeléctrica de Tasmania ha sistematizado un método de esta naturaleza. La práctica ha sido "en la investigación económica de un nuevo desarrollo eléctrico determinar el "costo unitario bruto" para cada uno de los proyectos competitivos. El "costo unitario bruto" se define como el costo anual de un proyecto dividido por la capacidad media disponible, en kW, durante un período preseleccionado. Para cualquier esquema en particular, habrá un tamaño y disposición que dará un costo unitario bruto mínimo. Cada esquema alternativo de mérito económico comparable se considera en relación con el sistema en el cual debe operar, y se le modifica como sea necesario para satisfacer los pronósticos de demanda, dando debida importancia al factor de carga del sistema y a los requisitos de capacidad de reserva".

"Cualquier deficiencia en la producción media o en la potencia de punta de un desarrollo propuesto debe ser satisfecha desde algún otro punto del sistema. Sin embargo, el costo del proyecto debe incluir el costo de proveer la capacidad firme necesaria que corresponde a la producción media propuesta y al factor de carga del sistema. Si sólo se consideran centrales hidroeléctricas, esta deficiencia debe ser satisfecha por desarrollos hidroeléctricos subsecuentes. El límite económico hasta el cual puede desarrollarse un esquema propuesto será, por tanto, hasta un punto tal que el costo incremental iguale el costo estimado de los desarrollos subsecuentes" (51).

El método descrito no resulta, sin embargo, aplicable para sistemas grandes, en los cuales es necesario combinar adecuadamente un gran número de centrales generadoras. Esta combinación armoniosa de diferentes tipos de centrales debe poder realizarse de acuerdo con métodos de programación y de comparación de alternativas prácticamente aplicables. La programación lineal y el uso de computadores han permitido progresar notablemente en este sentido en los últimos años.

El problema consiste en hacer mínimo el desembolso total presente, es decir la suma de las inversiones más los gastos de explotación del período de comparación, reducidos ambos grupos de desembolsos a su "valor presente". Se admite que las inversiones son funciones lineales de las incógnitas que en este caso son las características de las centrales por construir y la energía futura por producir en cada central del programa. Las incógnitas deben satisfacer al mismo tiempo las condiciones impuestas al programa por las características del consumo o por decisiones de otra índole como queda explicado en la sección c) de la presente sección. Estas condiciones se expresan por igualdades o desigualdades lineales de las incógnitas. Las soluciones aceptables de las incógnitas deben ser positivas o nulas.

Si el número de centrales que es preciso introducir en el programa es de cierta importancia, el número de ecuaciones o desigualdades y de incógnitas crece considerablemente y provoca exigencias de cálculo que requieren computadores de gran tamaño. Por eso, se prefiere generalmente en esos casos simplificar el problema

agrupando las centrales por categorías o subcategorías de características comunes, tales como centrales de pasada, de embalse, de punta, térmicas, etc. De este modo, se puede llegar en forma relativamente sencilla a un programa global que indique las exigencias para hacer óptimo el resultado. En una segunda etapa se determinará cuáles son las centrales más convenientes dentro de cada tipo.

Esta segunda etapa puede perfectamente cumplirse con la aplicación de algunos de los medios de comparación descritos, más arriba tales como el sistema ruso o el "coeficiente de valor". Basta, por ejemplo, escoger para los distintos tipos de centrales que requiere el programa, aquellas de más alto "coeficiente de valor" e ir completando el programa introduciendo nuevas centrales en el orden decreciente. En la práctica, la regla del coeficiente decreciente no se puede aplicar con todo rigor, pues es esencial una buena adaptación a las exigencias del programa y esta adaptación puede no realizarse en la forma más adecuada con la central del más alto "coeficiente de valor". Desde luego, el procedimiento de selección descrito está limitado a aquellos proyectos conocidos a los cuales se les ha determinado el "coeficiente de valor" con suficiente precisión. En los países que recién se inician en este tipo de inventarios, la elección queda considerablemente limitada por la información disponible. El método requiere con mucha probabilidad ajustes o repeticiones antes de alcanzar la solución definitiva. El programa actual debe ser proyectado hacia el futuro para conocer cuál será su participación en el suministro durante todo el período de comparación. Esa proyección obliga a hacer una determinación global de uno o dos programas posteriores al actual, para conocer el aspecto general de las capacidades generadoras futuras y la forma como se distribuirá la producción en el porvenir entre las centrales existentes, las del programa que se estudia y las instalaciones que se construirán posteriormente.

Otra razón para acercarse al problema por aproximaciones sucesivas está en el hecho que diferentes centrales tienen influencias recíprocas unas sobre otras, no sólo de orden físico, como por ejemplo, el caso de una central de embalse construida aguas arriba de una planta de pasada existente, sino simplemente desde el punto de vista de la explotación. Es el caso conocido de una central más eficiente o con mejores condiciones de energía base, que desplaza a otras centrales existentes y las coloca en condiciones de operación diferentes a las previstas originalmente.

Se comprende que la aplicación de un método como el descrito en el sistema nacional francés con una potencia instalada de 20 737 000 kW (1959) y que en el curso del año indicado ha puesto en servicio una capacidad adicional de 1 500 000 kW dividida en 21 centrales térmicas convencionales, nucleares e hidráulicas, el asunto resulta bastante complejo.<sup>44</sup>

En el caso de América Latina el problema es diferente. Los más grandes sistemas de nuestros países so-

brepan apenas el millón de kW. Es el caso del área del Gran Buenos Aires y litoral, con una potencia instalada de 1 427 000 kW (20), de la región central de México (el antiguo sistema combinado de la Comisión Federal y de la Mexican Light and Power Company) que sobrepasa ligeramente el millón de kW y del sistema de São Paulo cuya producción es superior a 7 500 millones de kWh. En esas condiciones, los programas definitivos de 5 años no contienen más de 5 o 6 proyectos importantes que se pueden analizar en forma bastante fácil dentro de los principios explicados más arriba, simplificando los métodos en relación a las condiciones y parámetros que influyen en el resultado y que son menos bien conocidos entre nosotros.

### 7. Determinación del tamaño de los elementos esenciales de una central hidroeléctrica<sup>45</sup>

El problema de calcular las dimensiones de las diversas obras que incluye una central escapa a los límites del tema propuesto en este trabajo. Una vez elegidas las centrales que integran un programa con sus características principales de potencia instalada, caudal captado, capacidad de regulación, etc., es necesario proceder al proyecto definitivo de cada una de ellas. Las dimensiones de las obras fundamentales —aducción, embalse o estanque, cañerías de presión, casa de máquinas, etcétera— pueden sufrir modificaciones de importancia tendientes a mejorar o perfeccionar las ventajas económicas que en el anteproyecto fueron suficientes para justificar la inclusión de esta central en el programa de obras en curso.

Este aspecto del problema forma parte por tradición y por lógica de la labor de los proyectistas. Se ha desarrollado una extensa literatura sobre el cálculo de pendiente económica de los canales, diámetro económico de las tuberías forzadas, sección más conveniente de las galerías, tamaño de las unidades generadoras, etc. Desde luego, no se trata de modificaciones fundamentales sobre el anteproyecto que alteren el significado de éste, pues ello sería equivalente a considerar una alternativa distinta a la aceptada en el programa y, por lo tanto, su justificación debería hacerse del mismo modo descrito en los párrafos anteriores.

Los estudios mencionados implican cambiar ligeramente, sólo en algunos pocos porcientos, la potencia máxima obtenible o la energía generable durante el año. Estas variaciones significan una mayor o menor inversión del capital. En realidad, el estudio económico consiste en hacer mínima la inversión por unidad de energía producida.<sup>46</sup> Las técnicas habituales de proyecto implican que esta energía marginal se aprovechará en igual forma que el proyecto base. O sea, si la capacidad de la central es tal que sus instalaciones tardarán

<sup>45</sup> El problema tratado en este apartado se plantea en forma mucho más simple para las centrales térmicas.

<sup>46</sup> Equivale a decir que la mayor inversión requerida para producir la cantidad de energía adicional dividida por los kWh adicionales da un cociente inferior al término medio de la inversión total dividida por los kWh totales.

varios años en ser utilizadas totalmente, esta energía marginal sólo tendrá significación económica al término del lapso mencionado. Esto equivale a introducir en las fórmulas usadas por los proyectistas el concepto de "valor presente" al cual generalmente se le da una importancia menor que la debida.

Conviene destacar una segunda consideración: que cuando los sistemas tienen una fuerte proporción térmica, la energía marginal ganada en un proyecto hidroeléctrico tiene una colocación inmediata por lo menos durante algunos meses en el año y tiene un valor real fácil de estimar. Pero si el sistema es predominantemente hidráulico, los kWh marginales son de una colocación muy eventual derivada del hecho que todo proyecto hidroeléctrico, cualesquiera que sea la seguridad hidrológica para el cual ha sido previsto tiene posibilidades de producir ciertos años energía adicional. En otras palabras, solamente la energía marginal ganada con caudales de muy alta seguridad hidrológica tiene un valor cierto. Desde nuestro punto de vista, lo anterior significa que en el estudio de costo mínimo el proyectista debe tomar en cuenta sólo una parte de los kWh ganados teóricamente cuando esos kWh corresponden a valores hidrológicos inferiores al 90 o 95 por ciento.

Finalmente, queremos recordar que en páginas anteriores habíamos destacado la importancia de no concebir los proyectos con criterios demasiado ajustados a las condiciones del momento, que pudiesen entrar

o impedir ampliaciones posteriores basadas en el cambio natural producido por el agotamiento progresivo de las reservas hidroeléctricas y la operación conjunta de sistemas en los cuales participarán en mayor proporción otros medios generadores, centrales térmicas o electro-nucleares, por ejemplo. Es también corriente el caso que una posibilidad hidroeléctrica de tamaño excesivo para las condiciones del consumo en el futuro inmediato se desarrolle en etapas definidas. En general, un proyecto de esta especie significará adelantar inversiones de todas aquellas obras que no son divisibles por etapas y cuyos beneficios sólo se harán sentir en la medida que el proyecto se complete. En todos estos casos, la "tasa de actualización" para determinar el "valor presente" juega un papel preponderante. Con las elevadas tasas que se debe operar según nuestro criterio en América Latina, esos beneficios futuros tendrán una ponderación muy reducida, y por tanto, harán difícil la justificación económica de inversiones de aprovechamiento futuro que una política de bien entendida conservación de los recursos naturales sin embargo sería indispensable. En este sentido, las bajas "tasas de actualización" aplicables en Norteamérica y Europa permiten una amplitud de criterio mucho mayor. Por eso no podemos menos de recomendar que al entrar al diseño final de un proyecto, se prevean hasta donde sea posible las dimensiones, de modo que a un costo mínimo quede abierta la puerta a un ulterior y más completo aprovechamiento del recurso.

## E. EL USO COMPLEMENTARIO DE LOS RECURSOS TÉRMICOS E HIDRÁULICOS. POSICIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR

### 1. La colaboración entre centrales hidráulicas y térmicas

Ya hemos anotado que existe consenso público *a priori* de la ventaja en el uso de los recursos hidráulicos sobre las centrales térmicas. Esta opinión arraigada tiene su origen, a nuestro juicio, no sólo en la explicación habitual de que los saltos de agua son un recurso a la vista, permanentemente renovado por la naturaleza, sino, también, en el hecho histórico de que el agua ha sido elemento motriz desde la más remota antigüedad. Grandes centros industriales debieron nacer a orillas de los cursos de agua que los proveían del único recurso capaz de producir esfuerzos de varias decenas de caballo sobre un mismo eje motor.

El problema se ha planteado en términos de oposición; hidráulico versus térmico, en lugar, de su verdadero enfoque de dos medios que se complementan en forma extraordinaria. En parte, ello se debe a los métodos de estudio de alternativas descritos en el capítulo anterior, en los cuales se comparan las plantas hidroeléctricas con centrales térmicas de referencia y se procura encontrar soluciones hidráulicas que arrojen ventaja sobre la térmica equivalente.

Hay en esto una deformación inconsciente del verdadero sentido de la evaluación. Refiriéndose a estos

métodos de comparación, los autores soviéticos expresan lo siguiente: "Debe destacarse con énfasis que la comparación con centrales térmicas sólo tiene valor de proyecto y no debe interpretarse como un intento de oponer las diferentes fuentes de energía una en contra de la otra. La industria eléctrica de la Unión Soviética está fundamentalmente basada en la combinación armoniosa de los varios tipos de centrales generadoras conectadas a amplios sistemas eléctricos, que aseguran las condiciones para obtener el más favorable costo de la energía en la totalidad del sistema" (46).

Esta complementación armoniosa resulta, sin duda, en gran parte de los estudios de programación referidos en el capítulo precedente. Es claro que si se tiene un consumo dado y se dispone de un cierto recurso hidráulico que en la época de aguas máximas puede atender totalmente las exigencias de energía y demanda pero que en el estiaje no es capaz de satisfacerlas, es posible combinar dicho recurso con una nueva solución hidroeléctrica o con una central térmica. El estudio, en ese caso, incluiría la comparación de la central hidráulica con la térmica de referencia correspondiente, las dos hidráulicas combinadas con una térmica de referencia y la primera hidráulica (elegida, suponemos, por su alto "coeficiente de valor") más una térmica, com-

parada nuevamente con una central térmica de referencia.

Como se puede apreciar, el problema tiene un planteamiento lógico dentro de lo establecido anteriormente. En lo que sigue, dada la enorme importancia del tema, deseamos hacer algunas consideraciones de orden cualitativo.

Hemos recordado que, por razones derivadas del clima y de la forma como se desarrollan las actividades humanas con ritmos estacionales, semanales y horarios, los consumos de energía presentan fuertes cambios a lo largo del año y durante el día. Simultáneamente con este hecho, pero sin ningún paralelismo con él, los recursos hidroeléctricos experimentan modificaciones en sus posibilidades en relación directa con el caudal de los ríos, cuyas variaciones son de orden climático. Si bien durante el año las variaciones de los ríos siguen una pulsación estacional más o menos regular, los cambios de año en año, las crecidas, los caudales en el período de lluvias, etc., no pueden ser pronosticados, con ninguna anticipación o seguridad utilizable, por ejemplo, para la operación de un año completo.<sup>47</sup>

Los estudios hidrológicos nos dan una información que permite asegurar lo que sucederá con una probabilidad determinada a lo largo de los años, pero no lo que sucederá en un año o serie de años dados.

Por lo tanto, al equipar un tramo de río con una central para aprovechar un cierto desnivel, la determinación del caudal máximo que deberá pasar por las turbinas es un problema complejo. Salvo que se elija el mínimo absoluto del río, la potencia instalada en la central no podrá estar disponible o garantizada permanentemente. El hecho de que se construyan en el curso del río embalses reguladores diarios, estacionales o interanuales y de que el sistema interconecte regiones de diferentes condiciones climáticas y, por lo tanto, hidrológicas, son factores indiscutiblemente favorables que permiten elevar la potencia garantizada de las obras hidroeléctricas así combinadas muy por sobre la suma de las potencias mínimas garantizadas por el caudal natural de los ríos. Es una de las ventajas de la interconexión sobre la cual volveremos posteriormente.

La construcción de embalses constituye uno de los medios más eficaces de mejorar las posibilidades hidroeléctricas, pero está limitada por las condiciones físicas y económicas y, pese a los esfuerzos que se realizan en todos los países avanzados, no alcanza a producir una regulación suficiente. Francia que ha realizado un programa extenso de embalses desde 1945, ha logrado subir su capacidad de energía anual acumulada, en los últimos 15 años, de 884 millones de kWh a 4 114 millones de kWh (1960), es decir, alcanza hoy sólo al 6.5 por ciento del total generado en el año. Italia y Suiza poseen una capacidad de embalse que se acerca

<sup>47</sup> En ciertos casos particulares se pueden obtener resultados medianamente aceptables. La afirmación hecha tampoco se contraponen con los resultados de medidas en "rutas de nieve", que permiten pronosticar el escurrimiento probable en el período de deshielo.

<sup>48</sup> La razón de esta capacidad superior es explicable, pues la proporción de energía hidráulica a energía total es también mucho más

al 15 por ciento.<sup>48</sup> En América Latina, uno de los sistemas hidroeléctricos más interesantes, el de Río Negro en Uruguay, tiene una capacidad de regulación interanual de más o menos 520 millones de kWh,<sup>49</sup> pero no está en condiciones de afirmar toda su potencia instalada.

De aquí resulta la conveniencia económica de combinar las posibilidades hidroeléctricas con instalaciones térmicas. Éstas, como tienen toda su potencia disponible en cualquier momento, están en condiciones particularmente recomendables para apoyar las deficiencias derivadas de condiciones hidrológicas desfavorables. De este modo, la energía antes de carácter secundario de las centrales hidráulicas —es decir la que puede ser generada con el agua que excede de los mínimos de caudal considerados firmes y que no puede ser retenida en embalses reguladores—, puede ser, sin embargo, garantizada al consumidor durante los años secos en que los caudales excedentes sobre el mínimo desaparecen o disminuyen, por medio de una central térmica. Esta función de complementación de las centrales térmicas es una de las más esenciales que pueden preverse en la combinación de ambas fuentes de energía. Es ella la que justifica el hecho, ya señalado de que los japoneses hayan logrado bajar la seguridad hidrológica de diseño de sus centrales hidroeléctricas a caudales que son sobrepasados solamente 95 días en el año.

El Canadá, considerado tradicionalmente como un país de gran potencial hidráulico, está afrontando en algunas áreas el problema de la limitación de los lugares de explotación económica en un futuro a corto plazo. Los estudios realizados indican que al diseñar las centrales hidráulicas con apoyo térmico actual o futuro, se puede justificar "una capacidad instalada sustancialmente más elevada que la que resultaría al diseñar la capacidad hidráulica futura del sistema sin limitación y sin desarrollar ninguna generación térmica" (53).<sup>50</sup> En este mismo estudio se demuestra que la instalación de centrales térmicas permite elevar económicamente la capacidad instalada en centrales de embalse, sin necesidad de aumentar el volumen embalsado, evitando o reduciendo considerablemente los desbordamientos.

Incidentalmente, cabe destacar que la seguridad hidrológica para la cual conviene desarrollar un recurso hidráulico está íntimamente ligada a la concepción futura del sistema y que, si bien inicialmente no es posible reducir esta seguridad por falta de medios de protección contra los años o períodos secos (embalses, centrales térmicas, interconexiones) deberán hacerse esfuerzos para prever cuál podría ser ese límite económico y diseñar las obras civiles, hasta donde sea justificable, para estas ampliaciones posteriores.

El límite para elegir la seguridad hidrológica de

alta en esos países. Francia, en relación a su producción solamente hidráulica, tiene una capacidad de embalse de 12.6 por ciento (1959). Véase (52).

<sup>49</sup> Sin incluir la Central Paso del Puerto (en proyecto) aguas abajo de Rincón de Baigorria.

<sup>50</sup> Se trata de los sistemas de Manitoba y Northwestern Ontario.

diseño no es solamente de orden económico. El agua tiene usos muy variados, lo que da origen a soluciones hidroeléctricas particularmente interesantes cuando se presenta el caso de proyectos de propósitos múltiples.<sup>51</sup> Pero, a su vez, las exigencias de utilización del agua para otros usos distintos de la generación eléctrica, introduce limitaciones que reducen o modifican las condiciones en que el recurso hidráulico puede ser aprovechado como fuente de energía. En cada país, según sean las condiciones locales, existen usos preferentes tales como el agua para las necesidades de la vida urbana y rural, el riego, el agua industrial, la navegación y flotación de maderas, etc. Estos usos crean trabas al desarrollo de las centrales eléctricas que deben introducirse en el estudio de los caudales que se utilizarán en ellas. En todo caso, algunos de estos usos cambian el carácter de ciertas disponibilidades de energía degradándolas en su valor al pasarlas de firme a interrumpible, o de energía de todo el año a energía de temporada, etc. En estos casos, la combinación con energía térmica tendrá también el carácter beneficioso señalado anteriormente.

Hay otras ventajas en el uso combinado térmico-hidráulico que es conveniente recordar. Los sistemas, por razones de seguridad distintas que las de carácter hidrológico, como eventualidades en las obras civiles o en los equipos, fallas en las largas líneas de transmisión, etc., requieren disponer de capacidad instalada en exceso sobre la estricta demanda máxima del consumo. A estas razones se agregan las reservas normales para el mantenimiento correcto de los equipos. Dado el uso eventual y por cortos períodos de estas reservas, es lógico realizarlas con inversiones mínimas de capital. Esto significa naturalmente una preferencia por las instalaciones térmicas que son de considerable menor costo de instalación que las centrales hidráulicas. Abona aún más esta posición el hecho de que es conveniente, por razones de seguridad y para no depender de líneas de transmisión largas, colocar estas reservas cerca de los centros consumidores importantes. La planta térmica tiene, entre otras ventajas, una considerable libertad en su ubicación. Esto último, sin embargo, ha dejado de ser cierto para las grandes centrales térmicas base, que se encuentran limitadas en su localización por el agua de refrigeración disponible en estiaje y por la polu-

<sup>51</sup> Los proyectos de propósitos múltiples originan un caso especial de estudio económico de gran interés que ha sido tratado en varios trabajos presentados al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica; véase, por ejemplo (41). Aun cuando no podemos entrar en el detalle de este caso particular, en principio el estudio económico de la parte energética es análogo al de una central eléctrica, pero la dificultad reside en la justa asignación de las inversiones y gastos comunes que origina el proyecto a los diversos propósitos que cumple. Esta distribución se realiza según diversos criterios, tales como el costo alternativo justificable, en función de las ventas, etc. El aprovechamiento de propósito múltiple generalmente produce una buena solución hidroeléctrica. En Chile se han realizado y se estudian proyectos de propósitos múltiples para agua potable (ciudades de Santiago, Iquique y Antofagasta) y para riego. Estos últimos son muy numerosos dada la característica de la agricultura chilena. Un gran proyecto de propósitos múltiples es la Central de Chocón en la Argentina que podría producir unos 900 000 kW pero que, además, realizaría funciones de regulación de crecidas y podría ser utilizado con fines de riego y navegación.

ción atmosférica que prácticamente hoy día impide construirlas en la proximidad inmediata de las vastas aglomeraciones urbanas. Por esta situación, con gran frecuencia ya no es verdadera la afirmación que las centrales térmicas carecen de sistemas de transmisión importantes.

Pese a las ventajas innegables de una combinación entre centrales térmicas e hidráulicas,<sup>52</sup> hay países en los cuales la penuria de combustibles indígenas es tal que todo el desarrollo está basado fundamentalmente en sus recursos hidráulicos y la poca capacidad térmica instalada sólo se utiliza como un apoyo mínimo en la operación corriente; además, constituye la reserva normal y de eventualidades. Es el caso, por ejemplo, de Portugal y de Tasmania. En América Latina, el Brasil es un ejemplo representativo de esta situación ya que en una extensión considerable de su territorio posee grandes recursos hidroeléctricos, pero carece hasta ahora de yacimientos conocidos de carbón de buena calidad o de importantes depósitos de petróleo.<sup>53</sup> En estos casos, el acento del desarrollo está puesto fundamentalmente en los recursos hidroeléctricos, pero sería erróneo olvidarse del futuro trabajo combinado con centrales térmicas. Las reservas hidroeléctricas, por cuantiosas que hoy día parezcan, estarán utilizadas en su nivel económico en un plazo relativamente breve, no sólo por la expansión de los consumos sino también por la paulatina reducción del nivel de costo de la energía térmica debido a la elevación continua de eficiencia de las nuevas instalaciones.

Un ejemplo ilustrativo de lo antes expuesto es el caso de Italia. Este país, escaso de combustibles indígenas, ha sido por muchos años el de mayor producción hidráulica de Europa. Hace 10 años, en 1951, el 90.1 por ciento de su producción total era hidroeléctrica; el saldo, térmico y geotérmico. En 1958 la situación se había alterado ya en forma tal que sólo el 79 por ciento de la producción era hidroeléctrica. Los estudios realizados permiten pronosticar para el futuro próximo, en 1965, una reducción de la participación hidráulica a no más del 60 por ciento. Diez años más tarde, en 1975, la energía de origen hidráulico será sólo de 40 por ciento (55). Importante es señalar que esta tendencia tiene una significación inmediata sobre los proyectos hidráulicos que, en menos de 15 años, pasarán a constituir la proporción menor del suministro. En otras palabras, las centrales hidráulicas, aparte de tener que concebirse como combinadas con una fuerte proporción térmica, deberán, además, operarse cada vez más como centrales moduladoras capaces de tomar las fluctuaciones diarias de la carga para lo cual están particularmente bien dotadas. Las máquinas hidráulicas se caracterizan por su gran flexibilidad de operación que permite ponerlas en servicio desde cero a plena carga en pocos minutos. Además, debido a su pequeña velocidad y gran inercia poseen gran estabilidad para

<sup>52</sup> El trabajo de Pett, presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica, es un buen ejemplo de los resultados que se pueden obtener de la combinación descrita (42).

<sup>53</sup> Véase (54).



los cambios de carga. Debido a estas características, es muy adecuado el uso de las centrales con embalses para suministrar potencia durante el día cuando la carga varía con cierta rapidez.

Uruguay es un ejemplo característico de un aprovechamiento adecuado de la combinación térmica-hidráulica. Sabido es que este país carece de combustibles indígenas y que sus recursos de agua no son abundantes. Actualmente, en un año de generación hidráulica normal, la proporción térmica-hidráulica es más o menos 28-72 por ciento. Para 1970, pese al desarrollo de la central hidroeléctrica de Paso del Puerto, la proporción pronosticada es de 43-57 por ciento (31).

Para un país sin combustibles, la utilización de los recursos hidráulicos, aún cuando sea caro desarrollarlos, tiene un valor considerable por la economía de divisas que representa. Esta situación se acentúa en forma aun más intensa en los países donde las divisas son uno de los elementos esenciales para la adquisición de todos los bienes de capital que requiere el desarrollo. Esta es una ventaja más de las centrales hidroeléctricas, en las cuales el monto total de divisas necesarias por kW instalado es considerablemente inferior al que exige una central térmica. En Chile esta proporción es de 2 a 1; en muchos proyectos de América Latina se determina una proporción entre 1.5 y 2 a 1.

En resumen, más allá de las razones de orden económico medibles por los métodos cuantitativos, es necesario concebir el desarrollo de los recursos hidroeléctricos como destinados a operar en un futuro más o menos próximo, en combinación con centrales térmicas, sean estas del tipo convencional o nucleares.

## 2. La operación de un sistema combinado térmico-hidráulico

Se comprende que la operación de un sistema combinado térmico-hidráulico, en el cual la potencia térmica desempeña un papel importante, superior al que significa formar la reserva del sistema e intervenir durante cortos períodos del año por la escasez momentánea de agua, plantea un problema bastante complejo.

La operación tiene como fines esenciales, en primer término, asegurar el servicio exigido por el consumo, y, en segundo término, dar este servicio en la forma más económica posible.

En un sistema sólo térmico, esta segunda finalidad se cumple operando diariamente del modo más económico. En otras palabras, en cada instante las plantas térmicas que entran primero en servicio son las más eficientes, generalmente las más modernas. En un sistema combinado la situación debe resolverse no día a día, sino por períodos más o menos largos según sea la capacidad reguladora de los embalses que intervienen en el sistema interconectado. Si éstos tienen capacidad de regulación solamente diaria o semanal, la operación más económica deberá calcularse para estos períodos. Si la regulación es estacional, la operación más económica deberá preverse por períodos de varios meses

o para el año entero. Incluso en el caso de una gran capacidad de regulación interanual o plurianual (con relación no a una central dada, sino al sistema), el problema deberá considerar la situación por más de un año.

Para asegurar el servicio, es perfectamente concebible que durante un cierto período del año se genere energía térmica más cara para embalsar energía hidráulica que permita atender el consumo durante el período "crítico";

De lo dicho se desprenden prácticamente todas las reglas esenciales para operar un sistema combinado. Las plantas hidráulicas de pasada estarán siempre en la base. Toda la energía que ellas son capaces de vender debe ser generada, pues el costo marginal de producción es prácticamente nulo. Cuando las plantas están, además, provistas de estanques de punta, esta potencia y energía será utilizada precisamente en las horas de máxima demanda. El número de horas durante las cuales se distribuirá esta energía de punta dependerá de circunstancias muy inmediatas pero, en general, estos estanques se construyen para dar potencia, y por lo tanto, habrá tendencia a utilizarlos con el máximo de capacidad durante el mínimo de horas.

Las plantas térmicas y las plantas de embalse son las que darán la combinación óptima de operación. Ambas tienen características comunes: los dos tipos de centrales son capaces de guardar energía potencial en forma de combustible o de agua almacenada. Pero los embalses tienen una capacidad de almacenamiento limitada, de manera que el agua que se retiene en ellos debe ser administrada a fin de no agotarla antes de los períodos "críticos". La economía en el uso del agua de los embalses está regida por una serie de técnicas de operación que dependen de las características del conjunto de plantas del sistema.<sup>54</sup> Es perfectamente posible determinar hasta qué punto resulta económico embalsar agua para su utilización durante el período "crítico" generando para ello energía térmica en reemplazo de la que podría haberse producido con el agua guardada. También se puede perfectamente establecer el costo incremental de guardar kWh hidráulicos para distintas condiciones hidrológicas posibles y determinar si esta energía guardada resulta económica o no, dando por sentado que desde el punto de vista de asegurar el servicio la decisión de embalsar es indiferente.

Las reglas generales con las cuales se operará el sistema combinado deberán adaptarse a cada sistema. Sin embargo, en lo esencial, éstas se presentan más o menos en la misma forma en todas partes. Si la curva de carga diaria no puede ser atendida con la energía hidráulica disponible (se supone asignada la cuota que se puede extraer diariamente de los embalses estacionales o interanuales) será preciso generar una cierta dosis de energía térmica. Si ésta constituye una proporción pequeña del total, como será el caso en un sistema muy predominante hidráulico y durante los períodos o los años abundantes en agua en un sistema

<sup>54</sup> Véase (32) y (56).

normal, las plantas térmicas operarán probablemente sobre las centrales con embalse regulador y bajo la energía de los estanques de punta. Esta situación no es particularmente favorable para las plantas térmicas ya que estarán obligadas a modular una parte de la carga y tendrán, además, un trabajo continuado solamente durante algunas horas del día.<sup>55</sup>

Si el año o el período en consideración es normal o seco, crecerá la proporción de energía térmica que es necesario generar. En ese caso, las plantas térmicas se introducirán entre las hidráulicas de pasada y las plantas de embalse y tomarán una parte de la curva de carga durante un gran número de horas diarias. Finalmente, si las plantas hidráulicas de pasada no son capaces de generar el total de la energía base, las plantas térmicas más eficientes completarán la carga base.

A medida que las centrales térmicas van desplazando hacia arriba a las plantas de embalse en la curva de carga, habrá ventaja en aumentar la potencia instalada en éstas ya que el factor de planta con que deberán trabajar normalmente será menor y estarán en situación de utilizar mejor los eventuales excesos que podrían producirse en los períodos de aguas abundantes. Esto es en cierta forma lo que sucede en el conjunto de los países de Europa, en los cuales la relación entre la energía hidráulica producible en un año normal y la energía requerida por el consumo sobre la carga base en 1955 era de 1.57 y en 1975 será de 1.09 (58).

Si se examina a la luz de lo expresado más arriba el sistema Río Negro-Montevideo, que carece de plantas de pasada, se podrá observar que las centrales de embalse tienen como primera función garantizar la potencia necesaria para atender el consumo, entregando la responsabilidad de asegurar la energía a las plantas térmicas. Sin embargo, en un año medio, el grueso de la energía lo entregan las centrales hidráulicas que operan en base dejando la responsabilidad de la modulación de la carga a las plantas térmicas instaladas al lado del consumo. En un año menos que normal la situación se invierte, la carga base la toman las plantas térmicas y la modulación es realizada por las centrales hidráulicas (36).

El principal sistema brasileño en São Paulo presenta una situación diferente. Aquí el suministro es predominantemente hidráulico y tiene una gran capacidad en embalses reguladores. El solo embalse de la central de Cubatão es capaz de almacenar 1 900 millones de kWh, es decir, más de un 25 por ciento del actual consumo anual del sistema. En este caso, la operación característica de las plantas térmicas es la de entregar energía de punta, pero en años anormalmente secos deben suministrar también una parte de la energía base.<sup>56</sup>

En el caso de Venezuela, el plan de electrificación consulta un desarrollo muy equilibrado de sus recursos hidráulicos y térmicos. Este país cuenta con la ventaja indudable de poseer abundantes posibilidades hidro-

eléctricas y grandes yacimientos de combustibles baratos. En este caso la operación normal prevista consulta el funcionamiento base de las plantas térmicas en estiaje y de las centrales hidráulicas en los períodos de abundancia de agua. En la situación media se espera obtener un funcionamiento compartido.

El sistema interconectado chileno se caracteriza por tener una fuerte proporción de centrales de pasada, estanques de punta diarios en casi todas las centrales, capacidades de embalse estacional relativamente reducidas y centrales térmicas de combustible caro.<sup>57</sup> En estas condiciones, la responsabilidad esencial del suministro está entregada a las plantas hidráulicas. Las plantas térmicas tienen exactamente la posición descrita más arriba: en los períodos de aguas bajas se utilizan como centrales de punta bajo los estanques de regulación diaria y en los años secos o en los meses muy críticos ocupan una posición de base, desplazando incluso energía de pasada para permitir un mayor embalse en los estanques de punta de las centrales a que se hace referencia.

De los tipos de operación descritos anteriormente se deduce que en los países o regiones dotadas de recursos hidráulicos abundantes en los cuales económicamente éste es el tipo de generación eléctrica que resulta más ventajoso, conviene cubrir en lo posible la energía base con plantas de pasada. En un país como Austria, por ejemplo, se define la proporción de centrales de pasada de modo tal que ellas sean capaces de satisfacer la carga base del verano.

De lo dicho también se desprenden algunas observaciones referentes a las plantas térmicas. Ellas prestan dos tipos de servicio fundamental: *a)* reserva y servicio de apoyo y punta, es decir una utilización de pocas horas al año, y *b)* energía base de alto aprovechamiento anual. En el primer tipo se utilizarán las plantas convencionales de bajo costo fijo (baja inversión por kW) y de alto costo de operación. En el segundo caso se emplearán unidades de alta eficiencia y consiguientemente elevada inversión. Entre las primeras entrarán en consideración las unidades de presión mediana y las turbinas a gas. Estas últimas presentan dos ventajas dignas de ser tomadas en cuenta. Por un lado, gran velocidad de puesta en servicio, ya que pueden utilizarse a plena carga en 20 minutos desde la situación inicial de unidad fría, que normalmente requiere cuatro a seis horas en un turbogenerador convencional. Por otra parte, tienen una menor inversión por kW comparado con las unidades convencionales, si bien la poca experiencia que existe a la fecha no permite confirmar esta última ventaja en forma definitiva. El rendimiento, sin embargo, es menor que en una planta térmica clásica (61). Para el segundo grupo de plantas térmicas, además de las centrales convencionales de vapor de alta presión, entrarán en consideración las centrales electrónicas que serán examinadas en el párrafo siguiente.

<sup>55</sup> Esta es la situación de Suecia. Muy excepcionalmente se hace trabajar una planta térmica hacia la base del diagrama (57).

<sup>56</sup> Aun cuando no tenemos información muy reciente, entendemos que ésta sigue siendo la situación. Véase (59).

<sup>57</sup> Se está aumentando considerablemente la capacidad de regulación a un plazo breve.

### 3. Combinación de las plantas tradicionales con las centrales electrónicas

Es este un tema de mucha preocupación entre los expertos en economía eléctrica. En gran parte, la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (1960) estuvo dedicada a su análisis.

La situación se plantea en los siguientes términos generales. La inversión por kW instalado es considerablemente más alta que en una planta térmica convencional (algunos afirman 2.5 veces<sup>58</sup>). El precio se eleva rápidamente con la disminución progresiva de tamaño de los reactores, de donde se desprende la tendencia actual de instalar unidades muy grandes (62). El costo actual del combustible nuclear es más bajo que una central a carbón pero no considerablemente menor.<sup>59</sup> El costo es función directa de la vida útil del combustible dentro del reactor, circunstancia que puede ser mejorada considerablemente por nuevos métodos metalúrgicos y de irradiación que se investigan intensamente. Se desprende que las posibilidades de progreso en este campo son considerables, pero la situación frente al número de dificultades presentes, parece considerarse con ciertas reservas. En la ponencia general sobre el "Enlace funcional entre la producción tradicional y la nuclear" de la Sesión Parcial de Madrid se lee, por ejemplo: "Aunque se vislumbra que el reactor nuclear sustituirá a la caldera, lo que es objeto de investigaciones en gran escala, por los numerosos problemas que se presentan es algo aventurado predecir el futuro" (63). En el caso de Europa continental el informe Armand-Estzel-Giordani parece haber estimado en forma demasiado optimista las posibilidades económicas de instalación en el área de los seis países del grupo Euratom ya que la realidad está demostrando, por lo menos en lo que a Italia se refiere, que la velocidad de instalación será bastante menor<sup>60</sup> (55).

De lo dicho se desprende que las centrales electrónicas pueden entrar en consideración económica hoy día sólo en unidades de gran tamaño y para servir cargas base con un 90 por ciento de aprovechamiento anual.<sup>61</sup> Un ejemplo típico de lo anterior se encuentra en los principios aplicados en Escocia para el desarrollo eléctrico, según los cuales las plantas electrónicas "deben ser ubicadas donde no hay recursos alternativos disponibles, pero al costo actual de la instalación no se debe ir más allá de lo necesario para atender la carga base, salvo que se opere en combinación con una planta de bombeo" (65).<sup>62</sup>

<sup>58</sup> Véase (44).

<sup>59</sup> Los ingleses estiman que el costo del combustible en sus reactores de uranio natural moderado con grafito es del orden de la mitad del costo actual en las mejores centrales a carbón en servicio (64).

<sup>60</sup> Incluso en el programa inglés, sin duda el más ambicioso de los desarrollos comerciales, parece notarse una cierta reserva sobre la velocidad del desarrollo futuro (64).

<sup>61</sup> Aún en esas condiciones los italianos estiman que el costo de la energía nuclear resulta de 30 a 40 por ciento superior al costo de producción de una central termoeléctrica convencional con el mismo diagrama de carga (55).

<sup>62</sup> Otro modo de aumentar el factor de carga de las plantas nucleares es con el empleo intensivo de acumuladores de calor (63).

En la actualidad, a nuestro juicio, los países desarrollan instalaciones nucleares por una o más de tres razones diferentes:

a) Por necesidades derivadas de la insuficiencia de otros recursos térmicos o hidráulicos de aprovechamiento económico. Es el caso del Reino Unido, que prevé no poder producir el carbón nacional suficiente para atender al crecimiento de la demanda y el de Italia que está agotando sus reservas hidroeléctricas. En América Latina podría ser también el caso del Brasil, que hasta ahora carece de combustibles indígenas y considera necesario, a corto plazo, la instalación de grandes capacidades generadoras cerca de los consumos (54);

b) Por exigencias del desarrollo industrial, para estar en condiciones de competir en el mercado de suministro de equipo termonuclear. Es el caso de los Estados Unidos, la Unión Soviética y Francia;<sup>63</sup>

c) Como etapa previa para realizaciones económicas ulteriores, cuando se hayan resuelto los problemas actuales, con objeto de adquirir experiencias, formar personal y preparar las condiciones técnicas, legales, sociales, etc., que el desarrollo electrónuclear requiere. En este grupo se encuentran muchos países europeos, tales como España y Portugal, y algunos países latinoamericanos que están considerando entrar en esta etapa.

En las condiciones descritas, si se acepta que la unidad de tamaño económico actual corresponde a un reactor de capacidad no inferior a 200 000 kW, para poder hacerlo trabajar con un factor de utilización tipo 90 por ciento se requeriría un sistema interconectado de por lo menos 800 000 kW de demanda máxima. Son muy pocos los sistemas de América Latina que alcanzan actualmente cifras superiores a la indicada. Los que están en dicha situación tienen instaladas centrales hidráulicas de pasada que toman el total o la mayor parte de la carga base, aparte de los lugares interesantes todavía no equipados que deberían desarrollarse con preferencia. De esto se desprende que por el momento no se ve una combinación posible de aprovechamientos electrónucleares económicos en nuestro continente salvo tal vez el caso del Gran Buenos Aires y Litoral. En efecto, este sistema argentino tendrá en 1969 una demanda máxima prevista de 2 249 000 kW (20) lo que implica una carga base mínima permanente no inferior a los 500 000 kW. Sin embargo, en el programa de nuevas instalaciones preparado por los asesores del Gobierno de ese país, no se recomienda ninguna instalación de esa naturaleza seguramente por razones de orden económico que alejan toda posibilidad inmediata de competir con el fuel oil y el gas natural proveniente de los yacimientos de Campo Durán y Comodoro Rivadavia. También es interesante mencionar el caso de la región São Paulo-Río de Janeiro, donde se está considerando la posibilidad de ejecutar una central electrónuclear del orden de los 150 000 kW.

En Chile, en el norte desértico, por circunstancias

<sup>63</sup> Por cierto, si bien la energía nuclear está relacionada con los usos pacíficos, los progresos de la técnica son de utilidad militar innegable en éste como en otros campos.

muy especiales derivadas de la carencia de recursos hidroeléctricos y del alto costo de los combustibles nacionales e importados (del orden de US\$ 3.6 a 4.5 dólares por millón de kilocalorías), se ha examinado la posibilidad de instalar una planta nuclear base para atender al complejo industrial formado por las minas y refinerías de cobre y las plantas elaboradoras de salitre en la proximidad de las ciudades de Tocopilla y Antofagasta. Esta zona está actualmente servida por un grupo de centrales que totalizan 227 000 kW de los cuales 167 000 son térmicos y el resto diesel, salvo 1 500 kW hidráulicos. La carga base es relativamente alta debido a la fuerte demanda industrial y en especial por la refinación electrolítica del cobre. Se ha hecho un estudio de una posible central base electronuclear de 50 MW que trabajaría con un factor de planta de 80 por ciento. A pesar de las condiciones particularmente favorables para justificar una instalación electronuclear, el estudio teórico arroja sólo una ligera ventaja sobre la planta convencional (66).<sup>64</sup>

Una última reflexión. Dentro de las consideraciones anteriores respecto a los criterios de evaluación de programas surge la pregunta de cómo considerar la influencia futura de las centrales electronucleares. En nuestra opinión, para el caso de los países latinoamericanos la pregunta tiene en la actualidad solamente un interés académico, salvo los posibles casos brasileño y argentino, ya que no puede preverse en este momento una

<sup>64</sup> Es evidente que el bajo tamaño de la unidad es uno de los factores que dificultan su justificación económica pese al precio excepcionalmente alto de la caloría.

## F. LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS Y SUS VENTAJAS. POSIBILIDADES EN AMÉRICA LATINA

### 1. Objetivos de la interconexión de sistemas

“Aun cuando la expresión ‘pool de energía’ suena como relativamente moderna en la operación de empresas de utilidad pública, en principio el hecho de unir o interconectar o explotar sobre una red común los recursos productores de energía es tan antiguo como la industria misma” (67). Basta pensar en lo que es un sistema eléctrico para ver que en él se presentan todos los problemas derivados de alimentar los consumos con diferentes fuentes de energía cuyo trabajo conjunto se hace más eficiente gracias al hecho de que ellas pueden utilizarse con gran flexibilidad. En principio, en un sistema se presentan todas las ventajas que pueden preverse de la interconexión de varios sistemas.

A medida que los sistemas desarrollados aisladamente han crecido en extensión se ha hecho posible el contacto entre dos sistemas vecinos. Los sistemas convienen entonces en realizar su “marcha en paralelo”. Esto es sólo el primer paso hacia una interconexión futura, pues en ese momento no se han construido todavía los elementos de unión apropiados para producir una interconexión efectiva. Sin embargo, para la marcha “en paralelo” se requiere que ambos sistemas posean en los puntos de contacto las mismas condi-

situación en la cual deba considerarse la instalación de una planta de este tipo por razones de orden económico. Sin embargo, de aquí a algunos años más, los progresos en cuanto al mínimo tamaño económico y al costo del combustible pueden haber sido tales que el problema efectivamente deba plantearse. En esas condiciones, el método de estudio sería análogo a los anteriormente expuestos, pero en este caso especial, debería darse a los parámetros que condicionan el costo un rango de variación desde un límite optimista superior a un límite pesimista inferior; este último sería naturalmente la situación conocida del momento. En este sentido, las centrales nucleares se presentan con una peculiaridad de la cual carecen las plantas termoeléctricas convencionales. En éstas, salvo las alteraciones muy limitadas posibles durante su explotación, el rendimiento durante toda la vida será el alcanzado en el momento del diseño original. En el caso de la central electronuclear, sin embargo, el progreso en la eficiencia del combustible puede ser independiente del reactor construido y, por lo tanto, hay un margen considerable para que en los años futuros se obtenga un mejor rendimiento en kWh de una misma carga de material fisiónable de menor costo. Las condiciones futuras de operación de una planta electronuclear deberán desprenderse de este tipo de consideraciones. En el hecho se trata, no de apreciar las posibilidades sino el tiempo que éstas tardarán en materializarse. Es éste uno de los tantos hechos originales que plantea el futuro y que sólo pueden ser adivinados sin sujeción a reglas o tendencias.

ciones que serán indispensables posteriormente en la interconexión: igualdad de frecuencia y voltaje y el mismo sentido de rotación de los campos.

Sin embargo, sólo una decisión conjunta de los dos sistemas para proveer los medios apropiados de intercambio de potencia y energía en cantidad apreciable constituirá la realización de una interconexión propiamente tal, con todos los beneficios que se puede esperar de ella.

De la descripción anterior se desprende que la interconexión de dos sistemas se diferencia de la situación de un sistema único integrado, no por razones técnicas —ya que las condiciones de operación solamente se amplían de escala— sino por razones de intereses, de organización, etc.<sup>65</sup> Los sistemas se han desarrollado históricamente en forma aislada, con propietarios diferentes, con criterios de desarrollo distintos condicionados por los recursos naturales regionales y por las características propias del consumo servido por el sistema. Son estos intereses y características distintos los que se integran dentro del *pool* de energía cuando dos sistemas

<sup>65</sup> Es cierto que la mayor magnitud crea problemas más difíciles, pero fundamentalmente de igual naturaleza. Por ejemplo, la magnitud de los cortocircuitos puede ser considerablemente mayor y requerir equipos especiales.

diferentes se interconectan conservando, sin embargo, una gran libertad de decisión propia por el hecho de que se trata de dos organizaciones independientes.

La interconexión ha conducido en algunos casos a la integración de los diferentes sistemas regionales en un gran sistema nacional. Es la historia del caso inglés. La creación hace ya muchos años del British Grid —originalmente red de propiedad pública para la interconexión de sistemas privados— dio origen, en 1947, a la industria nacionalizada.<sup>66</sup> No es el caso de Francia donde los medios para una fuerte interconexión nacional se han realizado posteriormente, después de la creación del sistema público único de Electricité de France.<sup>67</sup>

La interconexión de sistemas diversos se realiza para satisfacer dos objetivos fundamentales de muy distinta naturaleza: a) asegurar la colocación de grandes cantidades de energía disponibles en ciertas zonas y que no puede ser económicamente transportada sino en forma de electricidad; b) aprovechar las múltiples ventajas que se derivan de la diversidad de los sistemas interconectados. Son las mismas dos razones básicas que justifican la integración cada vez más completa de un sistema único.

Respecto del primer objetivo se pueden señalar dos fines diferentes que han sido los motivos principales de la interconexión en diversos países. En algunos casos se trata del intercambio de fuertes cantidades de energía hidráulica y térmica; Alemania constituye un ejemplo típico en el cual los sistemas de la zona sur, principalmente hidráulicos, se combinan en forma armónica con los grandes recursos térmicos abastecidos con los carbones livianos de la Renania. El segundo caso corresponde a las diferencias estacionales en los recursos hidroeléctricos que pueden intercambiar su energía en ambos sentidos según sea la época del año. Un ejemplo es Italia, pero seguramente el caso más típico lo constituye Suecia.<sup>68</sup> En este país todas las empresas de carácter nacional, municipal o privado de alguna importancia, cooperan voluntariamente a través del Centrala Driftledningen (Dirección central de explotación). Esta interconexión permite utilizar los grandes recursos hidroeléctricos de verano del extremo norte en adecuada combinación con las centrales regularizadas por lagos naturales y embalses en la región meridional cuya afluencia de agua es bastante constante durante el año. El sistema de interconexión es particularmente importante en líneas de 380 kV y 230 kV (69).

El problema del transporte de la energía en forma

<sup>66</sup> En 1926 se creó el Central Electricity Board, cuyo objetivo era coordinar la generación de electricidad de modo más eficiente. Es el origen del Grid que interconectó las plantas más eficientes. La ley de 1947 creó la British Electricity Authority, que adquirió las instalaciones municipales y privadas existentes (27).

<sup>67</sup> En Francia existe la interconexión del sistema público único de Electricité de France con los autoprodutores que representan aproximadamente 20 por ciento del total de la energía producida. La producción privada es en un 95 por ciento térmica (52).

<sup>68</sup> Otro ejemplo interesante, no desarrollado todavía, es el de los Alpes Orientales y los Alpes Dináricos, en Yugoslavia, donde los regímenes hidrológicos tienen un carácter típicamente complementarios. Véase (68).

de electricidad tiene limitaciones perfectamente definidas. En Francia, por ejemplo, con una densa red ferroviaria y con numerosas vías de navegación interior, el transporte del carbón de buena calidad, prácticamente a cualquier distancia, es más económico que el de la energía eléctrica que se podría producir con él. Es éste un problema de gran importancia, sobre el cual existe un juicio *a priori* que inclina a la opinión pública a pensar que el transporte eléctrico es el más económico, juicio que contradicen numerosos estudios.

En la Sesión Parcial del Canadá de la Conferencia Mundial de la Energía (1958) se presentó un estudio comparativo entre la situación de las centrales eléctricas instaladas en el yacimiento productor del combustible o en el puerto de llegada de éste y el transporte de la electricidad generada al centro de consumo o el de los combustibles transportados hasta el centro de consumo y la generación eléctrica en el punto de su utilización. En dicho trabajo se analizan los medios de transporte discontinuos (ferrocarril-camino-vía de navegación interior), los medios de transporte continuos (gasoducto y oleoducto) y el transporte eléctrico. "Los resultados son favorables al transporte de la energía eléctrica para el caso del petróleo pesado, del gas natural entregado a la presión atmosférica y del carbón cuando se trata de potencias superiores a 50 MW y 8 000 horas de utilización por año y para potencias superiores a 100 MW y con utilización máxima de 4 000 horas si la distancia es inferior a 125 km."

"Los resultados son favorables al transporte de combustibles para el petróleo corriente y los productos livianos que se transportan por ductos y para el gas natural que proviene de pozos de alta presión también por cañería (sin instalación de compresoras), y, en el caso del carbón, para el transporte por carretera si la utilización es de 8 000 horas por año y por ferrocarril si la utilización es de 4 000 horas en los límites no antes incluidos" (70).

En un estudio de igual naturaleza realizado en Estados Unidos para el transporte de 500 MW con factores de carga de 0.5 y 0.8, el resultado de la comparación fue de que era más económico el transporte por gasoducto u oleoducto, cualquiera fuese la distancia. En cuanto al carbón, su transporte ferroviario también resultó más económico para cualquier distancia superior a 100 o 210 millas según fuese el caso considerado (71).

En la Unión Soviética, los estudios establecen que "el transporte de energía por líneas de 400 a 500 kV es más ventajoso que el de combustibles por vía férrea siempre que el poder calorífico de éste sea inferior a 3 500-4 000 kg.cal. (72)". Sin embargo, se reconoce que el conjunto de las tres funciones que pueden atribuirse a las líneas eléctricas, a saber el transporte de energía, la distribución en puntos intermedios y la interconexión propiamente tal (el objetivo de diversidad que antes señalábamos) pueden hacer más ventajosa su construcción que el transporte de cualquier combustible por vía férrea.

Se ha estimado necesario destacar estos ejemplos para subrayar el interés que debería existir por establecer cuál es la situación a este respecto en los países de América Latina donde el desarrollo de las vías de comunicación y en general el costo de transporte es más elevado que en Europa, pero donde seguramente también existe un límite muy definido sobre cuál es la distancia máxima conveniente de la transmisión eléctrica. En Chile, por ejemplo, se ha considerado la posibilidad de establecer centrales de bocamina en la zona de Arauco para transportar la energía eléctrica hasta Santiago a 500 kilómetros de distancia, en circunstancia que el sistema interconectado está fuertemente dotado de centrales hidroeléctricas y que el factor de carga no alcanza a 0,6, lo que no da ciertamente posibilidad de una alta utilización horaria de la línea de interconexión. La justificación sólo estaría en el aprovechamiento de desechos de bajo poder calorífico que de ningún modo soportarían el transporte. El estudio económico que plantea este problema está por hacerse. En todo caso, por las grandes distancias y la baja densidad de población, características de los espacios latinoamericanos, este problema es uno de los más urgentes que conviene examinar.

Si bien es cierta la afirmación de Ailleret, según el cual "la energía eléctrica es un producto un poco más pesado de transportar que el petróleo y el carbón normal" (73) —por lo menos en los países más desarrollados—, no es menos cierto que el transporte masivo de la electricidad es una obligación impuesta por las circunstancias geográficas y el desarrollo económico.

Hay dos recursos energéticos cuya utilización integral requerirá de fuertes interconexiones: la energía hidráulica y los carbones de bajo poder calorífico. En el gran sistema interconectado europeo se ha dado especial importancia a la posibilidad de utilizar los recursos hidráulicos aún no equipados y que tardarán todavía algunos decenios antes de ser usados en el país donde se encuentran. En el caso particular de Yugoslavia, cuyo importantísimo potencial hidroeléctrico ha sido equipado en poco más del 5 por ciento, la Comisión Económica para Europa, de las Naciones Unidas, ha realizado un estudio detallado de esta posible interconexión que se justifica dado los costos de construcción excepcionalmente bajos de estos desarrollos hidroeléctricos (74). Se ha formado, además, un organismo especializado, Yugelexport, en cooperación estrecha entre Yugoslavia, Italia, Austria y la República Federal de Alemania, destinado a materializar esta idea.

Otro grupo de interconexiones donde juega papel fundamental el transporte masivo de energía son las dos principales agrupaciones rusas: el sistema consolidado de la Rusia europea y el sistema consolidado central siberiano. Ambas integraciones corresponden a la interconexión de grandes sistemas regionales. El correspondiente a la Unión Soviética europea, por ejemplo, predominantemente térmico, incluye el sistema alrededor de Moscú fuertemente unido a las grandes centrales hidráulicas del sistema del Volga (Kuibishev y Stalingrado) y al sistema de los Urales (75).

Naturalmente, de esta integración de sistemas que cubren una superficie cada vez más importante resulta como consecuencia lógica un aprovechamiento más cabal de los recursos hidroeléctricos, es decir, lo que señalábamos como una de las grandes ventajas del trabajo combinado térmico-hidráulico en el capítulo anterior, resulta acentuado por la coordinación en una escala tanto más amplia.

Sin duda las ventajas económicas derivadas de este objetivo de la interconexión de sistemas son extraordinariamente importantes, pero en el hecho son las mismas que se obtienen de cualquier transporte masivo de electricidad.<sup>69</sup>

De carácter muy diferente es el objetivo que se persigue en la interconexión para aprovechar la diversidad de los sistemas que se conectan entre sí. Con referencia a la situación de Europa, las ventajas de la diversidad se explican del siguiente modo: "las diferentes fuentes de energía utilizadas para producir electricidad son de naturaleza variada, que permiten o no almacenamientos parciales, y las centrales eléctricas europeas tienen características muy diversas. Resulta de gran interés explotarlas interconectadas sistemáticamente para poder combinar su producción en todo momento del modo más económico y, por otro lado, sacar provecho de la diversidad de los diagramas de carga de las redes de distribución funcionando en paralelo sobre un área muy vasta" (76).

En realidad, la interconexión del sistema europeo no representa intercambios masivos de energía. En 1958, el intercambio entre los ocho países de la UCPTÉ<sup>70</sup> alcanzó sólo a 8 247 GWh, es decir, al 3,2 por ciento de la energía producida en el año. Si el volumen de que se trata es poco importante, en cambio la potencia en juego por períodos cortos es de suma importancia, además del apoyo circunstancial prestado a pequeños países fuertemente hidráulicos durante las épocas de sequía (76).

En el hecho todas las ventajas de la interconexión, aparte del transporte masivo de electricidad, por razones permanentes o estacionales, se derivan precisamente de la diversidad.

## 2. Ventajas de la interconexión de sistemas. Problemas en la operación de sistemas interconectados

Abstracción hecha de los importantes resultados que se derivan de los intercambios o desplazamientos masivos de energía mencionados en el párrafo anterior, la diversidad de los sistemas interconectados aporta una

<sup>69</sup> Es el caso que actualmente se presenta en los sistemas importantes con la instalación de grandes centrales térmicas (1 000 000 kW) que, debido a su tamaño, deben alejarse de los centros consumidores para obtener las facilidades requeridas. Del mismo modo, las centrales nucleares, que ya señalamos deben ser de gran capacidad y que por razones de seguridad se construyen alejadas de los centros poblados, presentan el mismo problema: poder extraer grandes potencias para hacerlas llegar a los centros consumidores.

<sup>70</sup> Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité. Los países son Bélgica, la República Federal de Alemania, Francia, Italia, Luxemburgo, los Países Bajos, Austria y Suiza.

serie de ventajas. Algunas de ellas son obvias y se traducen de inmediato en resultados económicos favorables, pero existen otras que están en estudio aún en los sistemas interconectados más importantes, posiblemente de muy pequeño efecto por unidad de energía intercambiada, pero que dado el aumento progresivo de los volúmenes comprometidos valdrá la pena materializar en el futuro (77).

La experiencia de las grandes interconexiones nacionales (Estados Unidos, Unión Soviética, Francia y Suecia) y de la importante interconexión internacional europea permite señalar los beneficiosos resultados que pueden obtenerse.<sup>71</sup>

#### a) *Diversidad en el diagrama de cargas*

Esta característica fue mencionada en el párrafo anterior y se deriva en parte fundamental de las diferencias de longitud geográfica existentes en la zona interconectada cuando ésta tiene la extensión de los casos indicados más arriba. Naturalmente, también significa ventajas la distinta naturaleza de las actividades industriales correspondientes a las diferentes áreas. El resultado práctico es un más alto factor de carga conjunto o sea un aprovechamiento más completo de todas las instalaciones comprometidas en la interconexión, principalmente centrales generadoras y líneas de transmisión de alto voltaje. La mayor utilización anual es siempre la primera regla para bajar el costo del suministro eléctrico.

#### b) *Aumento de la eficiencia en la operación*

El ejemplo clásico a este respecto es el *British Grid*, que fue creado precisamente como medio de interconexión para alcanzar este resultado. A través del *British Grid* se hacían operar todas las centrales privadas en el orden correspondiente al menor costo para atender el consumo de una zona determinada, tomando en cuenta la eficiencia de la instalación, el costo del combustible y las pérdidas de transmisión al lugar de consumo. En 1948, cuando se hizo efectiva la nacionalización de las 300 centrales interconectadas, las 143 seleccionadas como más económicas entregaban el 95 por ciento de la energía suministrada al servicio público (27).

Naturalmente, en un sistema interconectado como el europeo, con centrales hidráulicas de todos los tipos y centrales térmicas, las posibilidades del uso eficiente se multiplican, si bien los costos de transporte a distancias mayores fuera del área nacional son un factor limitante de la economía posible. Por ejemplo, el 21 de octubre de 1959, a las 11 horas, Austria exportaba 306 MW, el 22 por ciento de su potencia, utilizando principalmente la reserva muy valiosa de sus lagos, y en la noche de ese mismo día en cambio importaba 161 MW lo que le permitía suspender todo consumo de energía embalsada (76).

En el mismo orden de cosas, todo excedente en las centrales de pasada y todo rebalse posible de los embalses permitirá economizar energía térmica en algún punto del sistema interconectado. Así se explica que en 1959, las centrales hidráulicas de *Electricité de France* hayan perdido en las horas diurnas de los días de trabajo sólo el 0.27 por ciento de la energía generable, pérdida debida a insuficiencia de la capacidad de transmisión o del consumo (52).

#### c) *Reducción en la capacidad de reserva*

Ya se ha señalado que el porcentaje de reserva es función decreciente del tamaño del sistema. La interconexión, al aumentar considerablemente la capacidad puesta en común, con centrales que por el hecho mismo de corresponder a un área mucho más extensa están menos expuestas a limitaciones simultáneas derivadas de circunstancias climáticas adversas, accidentes, etcétera, permite una reducción adicional del porcentaje de reserva requerido. Si se considera, además, que una parte de la reserva es necesaria para efectuar el mantenimiento sistemático de las instalaciones, un plan coordinado de los programas de revisión de equipo permitirá una reducción adicional de la capacidad instalada.

Para los países eminentemente hidráulicos, sometidos a las alternativas críticas de años secos, la interconexión permite disminuir en forma sustancial la potencia térmica de apoyo requerida para asegurar el servicio. Es el caso de Suiza que, carente de combustibles locales, en los años secos importa hasta el 40 por ciento de la energía de noche que necesita con objeto de economizar el agua de sus embalses estacionales.<sup>72</sup>

#### d) *Mejoramientos de orden técnico*

La interconexión impone a los sistemas interconectados condiciones de normalización que tienden a nivelarse por las más altas exigencias, pues de otro modo el sistema técnicamente más avanzado se vería perjudicado en su operación y en la calidad de su servicio. La interconexión exige igualdad de frecuencia y de voltaje en los puntos de interconexión de donde resulta la conveniencia de uniformar las normas respectivas para evitar la intercalación de convertidores de frecuencia o de transformadores que limitan la capacidad de intercambio de potencia.

En general, la interconexión mejorará las condiciones de regulación de voltaje y frecuencia y la estabilidad del servicio y permitirá una más rápida solución de los imprevistos de operación que puedan producirse.

<sup>72</sup> Suiza, que antes de la Segunda Guerra Mundial era país exportador de electricidad, actualmente es importador y es poco probable que la situación cambie de aquí al año 1970, fecha en que posiblemente agotará sus reservas hidráulicas (78).

<sup>71</sup> Véase, entre otros (82).

### e) *Economía de la interconexión*

Algunos especialistas suelen señalar una tercera etapa de la interconexión, después de la "marcha en paralelo" y de la "interconexión" propiamente tal. Esta tercera etapa la designan con la expresión "economía de la interconexión" (79). Se considera bajo este concepto la idea de que la explotación interconectada de los sistemas conduce a decisiones más racionales en los programas de inversión individuales que toman en cuenta la circunstancia de que, además del consumo propio, existe un segundo grupo consumidor, permanente o eventual, que mejora los beneficios de la realización propia. Este concepto puede llevar a desarrollar instalaciones hidráulicas con seguridades bajas o, lo que es más frecuente en el caso europeo, a concebir la construcción de "centrales en común", con recursos hidráulicos fronterizos o situados al interior de uno de los países asociados. La realización de obras en común, centrales generadoras o líneas de interconexión, permite, entre otras ventajas, construir centrales de mayor tamaño, o sea de menor costo unitario, o equipar de preferencia los lugares más favorables aunque éstos se encuentren fuera de los límites nacionales o del territorio de concesión propio.

### f) *Desarrollo del espíritu de cooperación*

Aunque este beneficio es intangible, no por ello deja de ser menos importante. Cuando se establece entre dos organismos nacionales, el espíritu de cooperación permite una mucho mejor solución de los problemas de interés común y es de vital importancia cuando se trata de la interconexión entre sistemas de distintos países. "El más importante de los problemas de la cooperación internacional es el del aumento de la comprensión entre los hombres de ciencia y los técnicos de los diferentes países" (80). Con razón los europeos están orgullosos de los resultados alcanzados en este aspecto, pues han logrado hacer del servicio eléctrico interconectado el primero y más efectivo de los organismos económicos de una Europa unida. El intercambio de energía se hace libremente sin impuestos, ni aduanas, ni limitaciones cambiarias.

Para alcanzar las ventajas descritas es necesario resolver problemas técnicos, de organización, de comunicación y económicos importantes.

La interconexión crea dificultades técnicas derivadas del tamaño creciente de las instalaciones y potencias comprometidas (aumento de los cortocircuitos por ejemplo). La regulación automática de potencia y frecuencia, la protección altamente selectiva, son algunos de los problemas que ha sido preciso resolver.

La organización para administrar los sistemas interconectados debe poseer una completa información del estado de todas las instalaciones susceptibles de participar en la interconexión. En el caso de la Unión para la Coordinación de la Producción y Transporte de la Electricidad (UCPTE), por ejemplo, semanalmente se informa a todos los interesados "de la situación de los

embalses estacionales y de la utilización de sus centrales, el nivel de la producción de las centrales térmicas (es decir, aproximadamente el gasto marginal en calorías por kWh), los riesgos de rebalses hidroeléctricos, las capacidades de transporte disponible sobre las principales líneas de interconexión, etc." (76). Todos los organismos europeos especializados participan en la coordinación necesaria.<sup>73</sup>

Naturalmente, además de suministrar la información necesaria a cada sistema, para su mejor operación dentro del conjunto, la organización debe coordinar los programas de mantenimiento y otras materias susceptibles de interesar a todos.

La operación de dos o más sistemas interconectados requiere un servicio de comunicaciones de la más alta calidad basado en parte en los sistemas públicos y en parte muy importante también en sistemas propios de radio y carrier.

Finalmente, el intercambio de energía implica problemas económicos que generalmente se resuelven por convenios bilaterales entre los sistemas vecinos. En general, el principio por el cual se operará el intercambio de energía será el llamado de "tasa de costo incremental diferencial". El costo incremental es el costo de producción de un kWh adicional. La teoría demuestra "que se obtiene la distribución óptima de la carga —es decir el suministro de energía se realiza con el menor costo— cuando en todo instante los costos incrementales de todas las fuentes de energía en servicio en la red interconectada, tomando en debida consideración las pérdidas de la red, son iguales; se supone que sólo estarán en servicio las centrales que sean necesarias para cubrir en forma óptima la demanda de la red" (81).

El "costo incremental"<sup>74</sup> en una central de pasada es cero y en una central térmica es equivalente al gasto marginal en calorías por kWh. Más difícil, por cierto, es determinar el "costo incremental" de una central de embalse, el que se fija por el "costo incremental" de las centrales térmicas en servicio en el momento de hacer uso de la energía embalsada. De ahí la política de usar los embalses en períodos u horas de mayor escasez de energía frente al consumo cuando se han utilizado las otras fuentes posibles, aun las de más alto "costo incremental", con lo cual la energía embalsada adquiere también estos altos valores.

Nos parece conveniente dilucidar una última cuestión. Oportunamente, al iniciar el estudio comparativo de las diversas alternativas que podrían presentarse en un sistema para abastecerlo de sus necesidades de energía, expresamos que consideraríamos más adelante el caso especial de la interconexión de sistemas. Es evidente que un sistema puede proveerse de la energía que requiere de otro vecino y que ello puede constituir una alternativa más económica que producirla con me-

<sup>73</sup> UCPTE-UNIPED-FIPACÉ (Fédération Internationale des Producteurs autoconsommateurs industriels d'électricité)—CILFE (Conférence Internationale de liaison entre Producteurs d'Énergie Electrique)

<sup>74</sup> El "costo incremental" involucra la idea del aumento de costo en una central en servicio; el "costo marginal" involucra los costos de nuevas fuentes generadoras necesarias de poner en servicio.



dios propios. Ejemplo de esta naturaleza es, en Chile, el caso de la Cía. Chilena de Electricidad, subsidiaria de la American and Foreign Power, que adquiere proporciones crecientes de la energía que necesita de los sistemas de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), organismo de carácter estatal encargado del desarrollo del Plan Nacional de Electrificación. Una situación análoga existió en México entre la *Mexican Light and Power Co.* y la Comisión Federal de Electricidad, hasta el año 1960, en que la primera fue absorbida por la segunda.

Los métodos de estudio de alternativas descritos en la sección 5 son aplicables sin inconvenientes al caso de la energía proveniente de una interconexión. Es probable que se pueda adelantar que en general —y en especial dadas las condiciones existentes en América Latina—, la solución de adquirir la electricidad de un sistema vecino resulta la más conveniente. En efecto, es casi seguro que la inversión necesaria para la interconexión será bastante más reducida, comparada con la requerida para instalar directamente un nuevo medio de generación. Por otro lado, es probable que el sistema que vende energía lo hace a un precio atractivo, ya que es electricidad de la cual dispone sin colocación inmediata en su propio sistema. Finalmente, para el sistema comprador la adquisición de energía es un acontecimiento futuro que será traducido a su “valor presente” por una fórmula reductora fuerte debido a la elevada “tasa de actualización” que se debe considerar en América Latina. Como consecuencia de estos hechos, el desembolso total resultará bastante menor que el de una térmica equivalente pero, al mismo tiempo, la inversión será también menor, circunstancia excepcional que no está consultada en el “coeficiente de valor”, pero que es ciertamente la condición más favorable de todas.

La situación descrita por cierto corresponde al caso de un sistema vendedor y de un sistema comprador. Si hay intercambio estacional, el cálculo económico debe sufrir las modificaciones correspondientes a la doble situación.

### 3. Algunos sistemas interconectados en actual operación. Experiencia y posibilidades en América Latina

En los Estados Unidos existen numerosos “pool de energía” (79). El más importante es el conocido como *Central Power Pool*, que agrupa empresas de 20 diferentes estados en la zona suroccidental, con una potencia conjunta de más o menos 75 millones de kW. La interconexión de todos los sistemas y empresas agrupadas en ese pool es más débil que la que existe en el sistema interconectado de la UCPTTE en Europa.

El sistema europeo, por la complejidad derivada del número de países interconectados, de las diferencias de idioma, de legislación y monedas, de impuestos y aduanas, por la gran diversidad de equipos y el muy elevado número de instalaciones integradas, presenta problemas particularmente interesantes. Seguramente

es en esta interconexión donde se ha resuelto el mayor número de dificultades técnicas y situaciones de operación.<sup>75</sup> El sistema europeo representa una potencia de 50 millones de kW. Esta interconexión ha sido realizada sin considerar la propiedad de los sistemas interconectados, en los cuales hay algunos enteramente nacionalizados como el francés y otros mixtos con empresas de propiedad pública y privada.

Aparte del sistema interconectado, agrupado en la UCPTTE, los países miembros de este pool mantienen contactos directos, respecto a contratos de intercambio de carácter bilateral con sus vecinos no pertenecientes al pool. Tal será el caso, en el futuro, del convenio entre Francia y el Reino Unido para tender un cable submarino de interconexión a través del Canal de la Mancha.

Un tipo de convenio bilateral es el que existe entre Austria (miembro importante del pool por ser exportador de energía hidráulica de punta) y Checoslovaquia. Las estructuras de los sistemas eléctricos de esos dos países son diametralmente opuestas, situación que siempre constituye un factor interesante en la interconexión para el intercambio de energías excedentes. Austria genera un 30 por ciento térmico y Checoslovaquia un 90 por ciento; las aguas máximas de los ríos alpinos se producen entre abril y septiembre, mientras los ríos checoslovacos las tienen en primavera y otoño, es decir, en marzo y noviembre. De este modo, Austria se ha comprometido a entregar energía hidráulica ininterrumpidamente entre mayo y agosto y a su vez Checoslovaquia suministra energía térmica de octubre a mayo (83).

Esta ubicación privilegiada de Austria, vecina de países como Alemania y Checoslovaquia que poseen potenciales hidroeléctricos relativamente pequeños, le permite afrontar con éxito el desarrollo de sus recursos hidráulicos en el Danubio; éstos producirán, cuando estén equipados del todo, grandes proporciones de energía excedente que puede ser colocada fácilmente en los países fronterizos (84).

En la Unión Soviética, dado el tamaño considerable de los sistemas consolidados a los cuales se hizo antes referencia, los resultados de una interconexión sólida, con capacidad de transmisión asegurada por una importante red de líneas de muy alta tensión, son particularmente eficientes. La interconexión del Sistema Central de Moscú y del de los Urales con el sistema hidroeléctrico del Volga (Sistema Consolidado de la Unión Soviética europea) permitió concebir sobre este último río centrales de mucha mayor potencia instalada que la que habría sido posible justificar económicamente si el sistema del Volga hubiese trabajado solo. Los estudios comparativos permitieron demostrar las siguientes ventajas comparativas: a) el aumento de capacidad de las centrales hidroeléctricas, en relación a la misma potencia instalada en una planta termoeléctrica, representa una menor inversión de 350 millones

<sup>75</sup> La UNIPEDÉ presentó al Seminario Latinoamericano sobre Energía un trabajo en el que da a conocer algunas experiencias respecto al sistema integrado europeo (82).

de rublos;<sup>76</sup> b) las inversiones economizadas en extraer y transportar el combustible pueden estimarse en 840 millones de rublos, debido a una mejor utilización y aumento de la generación hidráulica en el Sistema Consolidado; c) la economía anual en el costo de producción por menor consumo de combustibles significa 200 millones de rublos. Resultados análogos pueden señalarse en el sistema consolidado central siberiano. La interconexión de dos sistemas relativamente reducidos, uno hidroeléctrico de Krasnojarsk y otro térmico de Kuzbass justifica un aumento de la potencia instalada en el primero de 700 MW y la correspondiente reducción de potencia termoeléctrica en el segundo con economías en la inversión en centrales superiores al costo de la interconexión y un menor costo anual de producción de 36 millones de rublos (75).

¿Cuáles son las posibilidades de la interconexión en América Latina? Ya se ha señalado que, por las grandes distancias entre los centros consumidores importantes, que son el núcleo de origen de los sistemas independientes, es difícil concebir una interconexión estrecha entre ellos. Si se piensa, además, en interconexiones internacionales, el problema se complica aún más debido a los pronunciados accidentes geográficos que suelen definir las fronteras. Sin embargo, deberían considerarse tres posibles fuentes de interconexión: los proyectos de desarrollo internacional, las centrales locales en las zonas limítrofes cuando la geografía lo permite y, finalmente, proyectos de integración propiamente tales.

La primera posibilidad es natural y lógica. Un desarrollo hidroeléctrico internacional interesa a dos o más países y compromete recursos naturales y financieros de ambos. En general, una obra de esta naturaleza se desarrollará para atender, desde una misma fuente generadora (una o varias centrales), consumos establecidos en los dos países.

Un ejemplo interesante de esta posibilidad sería Salto Grande sobre el Río Uruguay.<sup>77</sup> Al construirse quedaría conectado con el sistema Gran Buenos Aires-Litoral (440 km, 380 kV) pero también se uniría con el Sistema Río Negro-Montevideo. Aunque los intercambios de energía tal vez no serían muy considerables (si bien puede concebirse que la central uruguaya entregue cuotas de energía al lado argentino en gran proporción), la unión de ambos importantes sistemas podría tener todas las ventajas de la diversidad.

Un segundo caso de igual naturaleza podría ser el aprovechamiento internacional de las aguas del Lago Titicaca para el cual se han estudiado diversas alternativas que interesan al Perú, Bolivia y Chile, y que implicaría la interconexión de sistemas regionales importantes en los tres países mencionados.<sup>78</sup>

<sup>76</sup> El rublo se considera, según cambio oficial, a razón de 4 por dólar.

<sup>77</sup> Salto Grande es un proyecto de propósitos múltiples, principalmente navegación y energía.

<sup>78</sup> Los dos proyectos principales son el llamado proyecto Angel Forti, preparado en 1953, que considera desviar 100 m<sup>3</sup> hacia la quebrada de Tambo con 3 300 m de caída fraccionada en 5 centrales (85). El segundo proyecto es el llamado chileno (86), preparado en 1945 y dado a conocer en la 4ª Conferencia Mundial de la Energía en Londres

En cuanto a la interconexión de pequeños sistemas limítrofes en los puntos en que la topografía lo permita, es indudablemente de gran beneficio común, pues frente a los mercados consumidores locales la integración en bloques de mayor tamaño permite reducciones espectaculares en las inversiones y en el costo de producción. Esta circunstancia se produce con gran frecuencia y sería de desear que se promoviera el establecimiento de convenciones internacionales sencillas que permitieran realizar este tipo de interconexiones. El adelanto que se hiciera en esta materia sería base segura para ulteriores interconexiones en mayor escala. Un caso conocido de una posible integración fronteriza es la del Gofito (Costa Rica)-Chiriquí (Panamá), que involucra el desarrollo, en uno de los dos países, de una central hidroeléctrica para ser aprovechada en las zonas vecinas de bajo consumo de ambos (88).

Centroamérica constituye también un grupo ideal para ensayar un programa de interconexión internacional. En este sentido conocemos la sugestión hecha para integrar el sistema central de Guatemala con el del Salvador y con el sistema Costa Norte-Lago Yojoa-Te-gucigalpa de Honduras. Los principales centros de consumo no estarían a una distancia superior a 180 kilómetros (88).

El problema de la interconexión tiene mayor importancia inmediata y mejores posibilidades en el caso de dos o más sistemas de un mismo país. Para hablar de interconexión propiamente tal debe tratarse de sistemas pertenecientes a entidades diferentes o si dependen de una misma empresa, sin embargo, por razones históricas o geográfico-económicas, los sistemas se han desarrollado en forma separada y las decisiones de inversión y operación correspondientes se toman principalmente en función del área servida por cada uno. Para estos efectos, por ejemplo, el sistema Río Negro-Montevideo debe considerarse como un sistema único integrado y no como dos sistemas (hidráulico y térmico) interconectados, puesto que las decisiones de construir las obras hidroeléctricas de Rincón del Bonete y de Rincón de Baigorria y su operación son función del consumo de Montevideo.

El desarrollo de los países de gran extensión en su etapa inicial implica la consideración de sistemas regionales. Tal es el caso de Chile, por ejemplo, donde en el Plan Nacional formulado en 1942 se estimó conveniente considerar al país dividido en siete regiones geográficas, entre las cuales las tres extremas (una en el norte y dos en el sur) sólo tienen instalaciones aisladas para atender los consumos locales, debido a las grandes distancias y a las bajísimas densidades de población. Las otras cuatro zonas geográficas, que constituyen el núcleo principal del país, se han concebido a base de sistemas regionales condicionados a sus principales centros consumidores y a las diferentes características de sus recursos naturales. Igual plan se sigue en muchos otros países. En Argentina, el informe de los

(1950) y en la sesión parcial de Río de Janeiro (87). El agua se desvía por la quebrada de Lluta y cae 2 900 m en 3 escalones. Ambos proyectos consultan el riego.

asesores del gobierno (20) consideró seis zonas de mercado<sup>79</sup> que difieren considerablemente en cuanto a superficie, población, demanda eléctrica actual y futura y tipo de desarrollo económico. Todas estas regiones tienen sistemas propios de mayor o menor integración regional. Del mismo modo, el Plan Nacional de Electrificación de Venezuela considera once regiones diferentes.<sup>80</sup> En el Brasil, la inmensa extensión del territorio hace necesario concebir sistemas regionales que posiblemente deben agruparse en las grandes hoyas hidrográficas.<sup>81</sup> En Colombia, la geografía crea zonas cuyo desarrollo económico tiene características muy propias y lleva a la concepción natural de sistemas regionales.

La posibilidad de interconexiones importantes es un problema económico que tiene muy diversas respuestas. En el caso de la Argentina, por ejemplo, el informe correspondiente afirma: "el establecimiento de interconexiones entre las zonas de mercado no ofrece ventajas proporcionales a su costo durante el período 1960-1969. Sin embargo, es posible que convenga establecer ciertas interconexiones después del período considerado en este estudio" (20). En cambio, en el caso de Venezuela, los redactores del Plan consideran la interconexión prácticamente como un hecho inmediato: "La evolución de las necesidades, región por región, así como el inventario de sus riquezas energéticas conocidas o probables, han conducido a prever la constitución, desde 1965, de un sistema que se desarrollaría desde Los Andes y Maracaibo, al oeste, hasta la zona oriental y la Guayana, y que uniría entre sí las regiones N<sup>o</sup> 1 a 7" (25).

En el Brasil, la interconexión más interesante es posiblemente la que liga los dos sistemas de la Brazilian Traction, Light and Power Co. en Río de Janeiro y São Paulo. Desgraciadamente, la diferencia de frecuencia de ambos sistemas (50 y 60 ciclos) limita el intercambio de potencia a la capacidad de los convertidores. En el caso del estado de Río de Janeiro, el suministro lo realiza la Compañía Brasileña de Energía Eléctrica<sup>82</sup> con frecuencia de 60 ciclos, lo que nuevamente limita las posibilidades de interconexión con la empresa inmediatamente vecina de la ciudad de Río de Janeiro. Este es un ejemplo de la conveniencia de uniformar las normas a la brevedad en la etapa de desarrollo eléctrico relativamente modesto en que se encuentran nuestros países.

En Perú, el Plan de Electrificación Nacional prevé la construcción de numerosas líneas de transmisión con tensiones desde 60 kV a 380 kV. Estas líneas son en su mayoría de transmisión más que de interconexión.

<sup>79</sup> Gran Buenos Aires-Litoral, Córdoba, Mendoza, Tucumán, Alto Valle del Río Negro, Resistencia-Corrientes.

<sup>80</sup> En el plan venezolano, que contó con el asesoramiento de Electricité de France, se ha seguido el sistema adoptado en Francia de dividir zonas de producción y regiones de consumo. El plan considera 4 grandes zonas (Occidental, Central, Oriental y Guayana) y 11 regiones, y excluye todas las áreas de muy baja densidad de población (25).

<sup>81</sup> En el estudio del ingeniero Jacy Pinto (54) se reconocen ocho grandes hoyas: Amazonas, Noreste, San Francisco, Este, Paraguay, Paraná, Norte y Río Grande.

<sup>82</sup> Subsidiaria de la American and Foreign Power Co.

Sin embargo, la línea de 220 kV que uniría el sistema de Cerro de Pasco con el sistema de Lima constituiría una interconexión propiamente tal (89).

Ya hemos señalado los ejemplos de interconexión en México y en Chile entre las empresas nacionalizadas y los sistemas pertenecientes a la American and Foreign Power Co. En ambos casos, la interconexión es mucho más una venta de energía en grandes bloques de un sistema generador a un sistema consumidor, que el aprovechamiento de las ventajas de la diversidad de una interconexión. En el caso de Chile, en particular, el sistema de la Compañía Chilena de Electricidad está interconectado no sólo con el sistema de la ENDESA (empresa estatal), sino también con numerosos auto-productores y con el sistema de otra empresa de servicio público, la CONAFE. En este grupo de sistemas juegan bien los factores de apoyo mutuo, diversidad, etcétera.

Los diferentes sistemas de la propia ENDESA que van desde la 1<sup>a</sup>, 2<sup>a</sup> a la 5<sup>a</sup> región geográfica en una extensión de 1 600 km están actualmente interconectados en la forma que hemos designado como primera etapa o "marcha en paralelo". Los medios actuales de integración permiten intercambios de energía de un gran valor económico. Una vez realizada la interconexión propiamente tal, por medio de líneas de transmisión *ad hoc*, esos intercambios podrán multiplicar su importancia.

La interconexión en Chile tiene una justificación muy acentuada por la diversidad de los regímenes hidrológicos que cambian en forma considerable de norte a sur, desde un régimen netamente de deshielo en verano con fuertes estiajes de invierno a un régimen mixto de deshielos y lluvias para transformarse finalmente en ríos de caudal bastante uniforme durante el año, regularizados y regularizables por numerosos lagos naturales. Pese a estas claras posibilidades de la interconexión, debido al elevado costo de las líneas de transmisión de alto voltaje, por el momento se ha dado preferencia a la construcción de centrales eléctricas destinadas cada una a servir su propia región. La actual "marcha en paralelo" ha sido el producto de contacto de las líneas de transmisión propias de cada sistema para alimentar el área servida. Hasta la fecha sólo dos líneas modestas han sido construidas con el objeto preciso de interconectar regiones geográficas y permitir un cierto vaivén de energía. Una de ellas, de 110 kV (105 km), para unir el pequeño sistema de la 2<sup>a</sup> región con la 3<sup>a</sup> y otra, de 150 kV (242 km), que conecta esta última con la cuarta región.

En el caso de Chile, el criterio de dar preferencia a la ejecución de centrales a lo largo del territorio en lugar de establecer muy pocos centros de generación con grandes líneas de transmisión, está basado en razones de orden económico y de seguridad. Las razones de orden económico corresponden al hecho de que las plantas grandes se encuentran en zonas alejadas de los centros consumidores importantes y que sólo la experiencia adquirida ahora permite abordar la ejecución

de algunas de ellas. Las razones de seguridad son obvias en un país de geografía difícil como Chile. En todo caso, el tema de cuál alternativa debe preferirse es digno de examen, pues no basta en nuestra opinión la demostración estricta de los beneficios económicos (directos e indirectos). También interviene en este caso una justa apreciación de factores imponderables

que pueden hacer más recomendable una nueva central y no una línea de interconexión. La afirmación que acaba de hacerse por supuesto es cuestión de grado y ciertamente para un desarrollo más completo del servicio eléctrico chileno esta primera etapa de "marcha en paralelo" deberá transformarse en una interconexión franca.

#### G. DESARROLLO ELÉCTRICO EN ÁREAS ACTUALMENTE SIN SERVICIO O CON SERVICIO INCIPIENTE

Al realizar el estudio de los criterios económicos para la elección de alternativas, hicimos expresa salvedad de las áreas nuevas y de los pequeños servicios aislados. Estos casos no pueden ni requieren ser examinados del mismo modo que los sistemas integrados que poseen un gran número de instalaciones.

En la presente sección deseamos tratar simultáneamente dos tipos de problemas. El primero se refiere a zonas aisladas, donde aún no existe el servicio eléctrico, o si existe, tiene un carácter precario y deficiente. Estas zonas pueden ser alimentadas por extensión de un sistema eléctrico existente, y pasarían así a integrarlo, o deben ser atendidas por centrales separadas, que pueden o no integrarse, en un plazo previsible a un sistema en crecimiento. El segundo caso se refiere a regiones extensas, con características comunes, carentes de centros consumidores importantes y en las cuales junto con establecer vías de transporte se desea, al mismo tiempo, realizar una oferta de energía eléctrica anticipada para provocar por estos dos medios el desarrollo de nuevas actividades económicas. Ambos tipos de problemas económicos tienen en común, en cuanto al servicio eléctrico se refiere, la carencia o deficiencia inicial de éste.

Desde el punto de vista estricto de las empresas de servicio público, los dos problemas son de carácter menor. Ellos no representan sino un porcentaje pequeño del suministro actual y, por lo tanto, no tienen influencia inmediata en la economía de la empresa y en sus decisiones de inversión. Pero desde un punto de vista nacional, la energía, y en especial la electricidad, tienen mucha mayor importancia por los beneficios indirectos que acarrea. De hecho, el estado deberá sustituir la acción del capital privado en el caso lógico de que éste no se interese por resolver estos problemas de muy hipotético rendimiento directo en un plazo mediano. Es lo sucedido en los Estados Unidos con el programa de la T.V.A., ejemplo hoy clásico de este tipo de decisiones en un país de economía típicamente privada.

Los tipos de problema planteados más arriba son los que se presentan con mayor frecuencia en nuestro continente. El número y la extensión geográfica de las regiones carentes de energía eléctrica es considerable, naturalmente mayor en los países de menor potencialidad económica. Los trabajos de la CEPAL entre otros han contribuido poderosamente a definir estas situaciones que permiten agrupar nuestros países

según sus diferentes grados de desarrollo. Pero es conveniente tener presente que aun una clasificación por países es poco representativa de la situación real, puesto que grandes naciones como México y el Brasil presentan diferencias de condiciones económicas en sus diversas regiones extremadamente fuertes.<sup>83</sup>

En una zona sin servicio eléctrico o con servicio eléctrico incipiente que va a ser alimentada por la extensión de un sistema más o menos desarrollado, la determinación de su demanda potencial y del crecimiento de sus consumos no tiene gran influencia sobre las decisiones del sistema desde el momento que es legítimo suponer que esta área aún no servida representa una fracción pequeña del conjunto. Distinto es si se desea justificar el valor económico de las inversiones que se realizarán para atender la nueva zona o si ésta es típicamente un área aislada que va a ser atendida por su propia fuente generadora.

En estos casos la evaluación de la demanda es un problema de aproximación que no puede realizarse sino a través de una comparación con otras áreas similares ya servidas, de iguales actividades económicas y de un nivel de renta individual parecido. Supuestas estas condiciones y aceptado que el precio de la energía podrá ser análogo al de las áreas de comparación, se podrá concluir que la demanda y su evaluación en el futuro próximo tendrán en la zona bajo estudio un comportamiento análogo al de aquéllas. A este respecto sería interesante disponer en varios países, de estudios de esta índole que pudieran servir de fuente de información para otras naciones en las cuales el pequeño desarrollo general del servicio eléctrico no les permite disponer de estos elementos de comparación.

El servicio eléctrico en las zonas pobres sólo puede justificarse por razones de orden social. En esos casos el suministro de la energía deberá limitarse a atender necesidades de alumbrado y de fuerza motriz, ya que siempre será posible encontrar medios más económicos que la electricidad para la cocción de alimentos y la calefacción doméstica. Una investigación de la situación respecto a los medios actuales de alumbrado y a las posibles actividades que sería ventajoso proveer de fuerza motriz es también un modo para estimar el nivel de partida del consumo eléctrico.<sup>84</sup>

<sup>83</sup> Véase, entre otros, (90).

<sup>84</sup> Un ejemplo de investigación de mercado de la naturaleza descrita se encuentra en un trabajo presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (91).

Es importante tener presente que en las zonas aisladas de desarrollo incipiente, la instalación de cualquier actividad productora que se conecte al servicio público eléctrico significa alteraciones sustanciales en el cálculo de la demanda futura. De ahí que las previsiones sobre el crecimiento sólo tienen sentido cuando se trata de áreas en las cuales la economía tiene una fisonomía que no parece sujeta a cambios. En toda otra situación, las fuentes generadoras que se instalen estarán sometidas a eventuales variaciones fundamentales o lo que es más probable, cualquier actividad nueva que se radique en esta área aislada deberá autoabastecerse inicialmente de electricidad. Una situación como ésta podrá ser el comienzo de un sistema interconectado al producirse la unión del servicio público con la industria autoabastecida. De ahí la conveniencia de establecer desde el principio normas técnicas uniformes a las cuales deberá acogerse tanto el servicio público como el privado para evitar dificultades posteriores derivadas de diferentes características en la producción de energía.

Lo dicho anteriormente no significa que recomendamos que la calidad del servicio que se dé en una zona de desarrollo eléctrico incipiente deba ser análoga a la de los sistemas eléctricos evolucionados. En estos últimos, el público considera el servicio como algo obligado que no puede faltar, y la significación económica de las interrupciones del suministro, de su racionamiento o mala calidad, es muy importante. Alcanzar igual grado de eficiencia en una zona de desarrollo incipiente está fuera de toda proporción. Es conveniente recordar este aspecto, pues en las empresas nacionalizadas hay cierta tendencia a considerar bajo el mismo patrón de medida todos los servicios que se prestan en función de una calidad técnica uniforme, sin dar la debida importancia a estas diferencias de grado. Sólo a partir de un cierto tamaño mínimo del consumo se puede justificar darle un estándar de servicio elevado.

Las consideraciones anteriores involucran la idea de que si el desarrollo de la electricidad en las zonas aisladas no se hace por medio de una empresa importante que atienda otros sistemas, es conveniente proveer un servicio estatal de asistencia técnica que permita al concesionario local de esta área resolver los múltiples problemas que tendrá que afrontar. Desde luego, algún organismo oficial deberá normalizar las características de frecuencia y voltaje con las cuales se hará el servicio para evitar el error histórico que han sufrido todos los países en los cuales el suministro eléctrico comenzó con una gran variedad de instalaciones de acuerdo con la voluntad o posibilidad de cada empresario local. La transformación posterior de estas instalaciones a un estándar común, a medida que ellas se han integrado en un mismo sistema eléctrico ha sido siempre costosa. Por otro lado es imposible que la empresa aislada en su etapa inicial pueda contar con el personal técnico apropiado para decidir por sí sola la elección de medios de generación más convenientes.

También para este y otros problemas análogos incluso durante la explotación, la asistencia técnica de un servicio especializado le será de gran utilidad.

Dijimos más arriba que estas zonas sin servicio o con un abastecimiento incipiente podían integrar un sistema existente o abastecerse de una fuente propia de energía. El primer caso ha sido muy corriente en el programa chileno de electrificación. La extensión de líneas de 13.2 kV o 23 kV ha permitido conectar pueblos y aun ciudades con servicios eléctricos muy deficientes o sin ellos a las redes principales de los sistemas. En este sentido sólo deseamos hacer referencia al buen resultado que se ha obtenido en Chile con la electrificación rural que además de permitir el abastecimiento de los campos ha contribuido a resolver el suministro a muchos pueblos y aldeas alejados de las redes principales.<sup>85</sup> Seguramente esta experiencia puede ser de interés para otros países latinoamericanos.

El caso típico es la zona aislada que debe proveer su propio abastecimiento eléctrico. La solución clásica atiende siempre a la idea de producir electricidad con los recursos disponibles localmente, sobre todo, como es frecuente, si los medios de comunicación y transporte son deficientes. Sin embargo, el criterio con el cual se elegirán las instalaciones iniciales deberá tomar en cuenta la demanda inicial del sistema —digamos los dos primeros años— y la velocidad probable de crecimiento. Asimismo, considerará la posibilidad de interconexión en un futuro mediato con otros servicios aislados vecinos que pudiesen llegar a constituir el núcleo de un sistema en expansión. Si estas diferentes situaciones son promisorias, debería no adoptarse soluciones basadas en recursos locales demasiado rudimentarios que pudiesen quedar obsoletos en un plazo muy breve precisamente por las condiciones de expansión descritas. Nos referimos, por ejemplo, al empleo de locomóviles que queman leña y muevan pequeños generadores u otros medios de generación de mayor capacidad pero que no sea posible poner en marcha paralela con otras instalaciones.

Hoy la solución ideal para este tipo de abastecimientos parece ser el grupo diesel de relativo bajo costo de instalación y que puede suministrarse en toda una gama de potencias que permiten atender el problema inicial de cualquier zona aislada. En esta decisión no hay riesgo inherente a dificultades futuras de ampliación o de integración con otras zonas aisladas vecinas. Si los casos de abastecimiento en zonas aisladas —pequeñas comunidades agrícolas o pesqueras, asentamientos mineros reducidos, etc.— se repiten con frecuencia y con capacidades del mismo orden hay conveniencia en normalizar marcas y tipos de grupos generadores cuando la solución está en manos de una empresa única. Ello permite un mejor servicio de mantenimiento y de repuestos y al mismo tiempo da mucho mayor flexibilidad en el crecimiento futuro, pues de este modo será posible reagrupar unidades en una lo-

<sup>85</sup> Las redes de cooperativas rurales tienen una extensión aproximada de 3 500 km.

calidad traídas de otra a la cual se ha decidido proveer con máquinas mayores o que se ha integrado en un sistema regional. Este régimen ha sido adoptado en cierto grado en las zonas aisladas servidas por la ENDESA.

Si en la proximidad de la zona "aislada" existen posibilidades hidroeléctricas, es muy probable que el desarrollo de una de ellas resulte el modo más conveniente para asegurar el abastecimiento inicial. Esta solución tiene el inconveniente de que, para una central hidroeléctrica de tamaño pequeño, no resulta económico emprender obras de aducción seguras y, por tanto, el servicio está sometido a considerables riesgos eventuales que, en caso de producirse, pueden significar paralizaciones prolongadas del suministro. Sin embargo, el tamaño de las centrales hidroeléctricas en explotación normal hoy día está lejos de ser muy considerable.

En efecto, el promedio de potencia instalada en todas las centrales hidroeléctricas clasificadas en México, en 1955, era de 2 750 kW, y alcanzaba a 6 000 kW en centrales hidráulicas de servicio público (92). En Chile (1960), el promedio general se ha elevado a 9 800 kW como resultado de una integración bastante avanzada de las redes públicas, que ha permitido dismantelar gran número de centrales muy pequeñas que prestaban un servicio deficiente.<sup>86</sup> No se crea tampoco que ésta es sólo una característica de los países nuevos. En varios países importantes, el promedio de potencia instalada en centrales hidráulicas de más de 1 000 kVA, en 1952, era el siguiente (94):

Italia. . . . .	14 400 kW	Noruega . . . . .	14 100 kW
Francia. . . . .	15 300 kW	Suecia . . . . .	17 800 kW
Suiza. . . . .	19 700 kW	Estados Unidos	23 900 kW
España. . . . .	10 300 kW		

Tampoco debe pensarse que las pequeñas centrales carecen de interés económico futuro. En un estudio preliminar sobre Francia se estima que las centrales económicas de potencia inferior a 2 000 kW podrían significar un aporte de 12 000 millones de kWh, es decir, alrededor de un 15 por ciento de lo que se podría instalar en total (31). Se reconoce en dicho estudio que el "papel funcional de las pequeñas fuerzas hidráulicas en la estructura de una red, aparte del apoyo energético que representan, consiste en reducir el costo de desarrollo de las redes de transmisión y distribución en función de su posición general en el extremo de las líneas". Insistimos en este aspecto, pues ello significa que la buena concepción de una central hidroeléctrica de tamaño pequeño no constituye una inversión perdida al ser interconectada ulteriormente con un sistema de gran desarrollo. La situación de las plantas diesel eléctricas o termoeléctricas es diferente, pues en éstas los gastos directos de operación son considerables, por lo que es dudosa la posibilidad de mantenerlas en servicio cuando el sistema crece.

<sup>86</sup> Véase (93) y otros documentos.

De lo expresado se desprende que cuando la zona aislada se desarrolla y se decide ya la instalación de centrales mayores, digamos sobre 1 000 kW para poner una cifra de referencia, pueden entrar en consideración todo tipo de instalaciones.<sup>87</sup> Si las obras hidráulicas se han de integrar en el futuro en un sistema más amplio, podría considerarse su sobredimensionamiento con miras a una utilización mediata. Lo que ya se ha señalado, sin embargo, sobre la "tasa de actualización", elevada en América Latina, no permite esas inversiones de capital adelantadas sino por un plazo muy prudente. Si no se tiene seguridad de aprovechar totalmente la central en un lapso conocido, será preferible elegir una alternativa hidroeléctrica de menor tamaño aun cuando su estudio económico no parezca tan atractivo a largo plazo.

No conocemos el detalle del programa, recientemente decidido por el gobierno del Perú, pero nos parece que debe corresponder en parte a las consideraciones expuestas. Este plan prevé la construcción de 16 centrales hidroeléctricas y 2 centrales térmicas, más la ejecución de algunas líneas de transmisión y redes de distribución para favorecer el suministro en 13 departamentos y a una población total de 400 000 personas.

A comienzos del presente capítulo expresamos que se trataría también de las zonas con deficiente servicio eléctrico, en las cuales por razones de política general se decide realizar un suministro de energía eléctrica amplio, muy sobre la demanda existente y previsible. Esta actitud no se basa en criterios económicos, como los analizados en el presente trabajo, sino en decisiones de política económica que presuponen la necesidad de contar con vías de comunicación y energía eléctrica como elementos previos al desarrollo. Se suelen citar algunos ejemplos que justifican esta política. En el continente latinoamericano, el caso de São Paulo ha sido considerado típico. "En el desarrollo de São Paulo pueden verse dos posibilidades que quizá tengan gran influencia sobre la futura planificación de la producción y transmisión de energía. La primera es que la demanda se desarrollará donde haya energía disponible. Se debe considerar, por lo tanto, que cualquier nueva fuente de energía que se desarrolle atraerá industrias, como ha sido el caso de São Paulo. Esta consideración tendrá mayor peso, por cierto, si existe una escasez general de electricidad en todo el país.

Un segundo punto que cabe considerar, más sólido que el anterior, es que una vez establecido un centro industrial con su red de vías de transporte, su disponibilidad de mano de obra entrenada y sus industrias básicas, las ventajas para un crecimiento continuado del centro industrial son tan grandes que su tasa de aumento no disminuirá a pesar de un incremento real en el costo de la energía (95).

Desde nuestro punto de vista, el problema no es tan sencillo como se ha descrito antes. La electricidad

<sup>87</sup> En el caso de Chile, las centrales térmicas de menos de 5 000 kW no pueden competir con centrales diesel o hidráulicas.

es indispensable para el desarrollo industrial. "Su presencia es necesaria en todo lugar donde es posible y deseable un desarrollo industrial por estar reunidos todos los otros factores de la industrialización" (96). Pero ¿hasta qué punto es éste un factor determinante por sí solo? No conocemos una buena respuesta. La electricidad es una parte reducida del costo de cualquier producto, salvo para algunas grandes industrias básicas tales como la siderúrgica, la electroquímica, el papel y celulosa y ciertos materiales de construcción. En esos casos, la disponibilidad de energía eléctrica a bajo costo es necesaria, pero tendrán mayor influencia aún los costos de las materias primas y la ubicación de la industria en relación a su mercado consumidor.

Del mayor interés para el desarrollo de una región es el establecimiento de industrias manufactureras de ocupación intensiva de mano de obra. Pero en ellas, el costo de la energía es un por ciento reducido del total, de modo que una decisión de localización no estará mayormente afectada por el precio de la electricidad, ni siquiera por su disponibilidad, pues probablemente siendo los demás factores favorables —materias primas, mano de obra, vivienda, transporte, mercado— la industria resolverá su propio problema de abastecimiento eléctrico independientemente del servicio público.

Sin embargo, en las regiones nuevas donde existan las materias primas apropiadas, un programa de desarrollo basado en el transporte y la energía podrá ser el elemento esencial para provocar la industrialización. Esta es la política que siguen en África algunos de los países coloniales. Por ejemplo, en el territorio británico de Uganda las necesidades de energía eran sumamente bajas. Cuatro centrales térmicas, con una po-

tencia total de 15 000 kW, eran suficientes para atender la demanda del vasto territorio. Sin embargo, se decidió construir una gran central hidroeléctrica en las caídas de Owen sobre el Nilo Blanco, con una capacidad de producción inicial de 90 000 kW (1956) y final de 150 000 kW (1960). La energía se utilizaría en la fabricación de artículos de algodón, cemento y papel y en la explotación de algunos de los recursos minerales<sup>88</sup> (96).

El precitado programa de la T.V.A. en los Estados Unidos ha sido mencionado como ejemplo típico de lo que puede obtenerse con un desarrollo intensivo del recurso energético. Sin embargo, en este programa simultáneamente se promovieron otros factores muy importantes que también contribuyeron eficazmente a su éxito.

En América Latina uno de los experimentos en mayor escala es el del noreste del Brasil. En este vasto territorio de más de 500 000 km<sup>2</sup>, la distribución de la población es sumamente irregular y está concentrada principalmente en la región costera y en algunas grandes ciudades (Salvador y Recife). Se decidió construir en las cataratas de Paulo Alfonso, sobre el río San Francisco, una gran central hidroeléctrica, que se llevó a efecto en varias etapas, con un total final de 900 000 kW. Sería de gran interés para todos los países latinoamericanos conocer los resultados de este programa desde el punto de vista de la influencia que puede haber tenido la oferta anticipada de grandes cantidades de energía eléctrica barata en el progreso económico del área (97).

<sup>88</sup> Carecemos de informaciones recientes sobre el resultado de este proyecto.

## H. CONCLUSIONES

No se pretende deducir del presente trabajo ni un conjunto de recomendaciones ni mucho menos una ponencia. Sólo se ha tratado de exponer en forma ordenada algunas ideas que podrían servir de criterios económicos para abordar la selección sistemática, entre diversas alternativas, de fuentes generadoras de electricidad y, en general, condicionar el desarrollo de sistemas eléctricos. Comprendemos que muchos de los temas tratados deberían ser analizados por personas con más conocimientos y experiencia que los nuestros. Es precisamente ese el objetivo que se busca, es decir, que este estudio sirva de punto de partida para clarificar ideas y para fijar criterios propios a las condiciones de los diversos países de América Latina, en los cuales se encontrarán variadas situaciones.

En la lista de conclusiones que siguen a continuación, se han condensado en algunos puntos las ideas esenciales tratadas en el presente trabajo, siguiendo el mismo orden de la exposición.

1. La importancia fundamental que significa disponer de energía en cantidad y calidad adecuadas, el

volumen de inversiones que se requiere para alcanzar esta meta y el papel preponderante que representa la electricidad dentro del sector energía crean una relación estrecha entre las ideas generales de desarrollo de un país, la política que se siga en el sector energía y los criterios económicos para la selección y desarrollo de centrales y sistemas eléctricos.

2. La interdependencia creciente de las diversas fuentes de energía hace recomendable entregar a una autoridad única la responsabilidad de formular una política que considere los recursos naturales propios del país y sus necesidades futuras de energía. La política debe tener continuidad; no debe estar influida por distorsiones ocasionales de la economía y debe orientarse a obtener el máximo de energía con el menor precio y la mayor seguridad.

3. En el análisis económico de alternativas para el desarrollo eléctrico influyen factores externos al proyecto que es preciso considerar. Si se trata de una empresa de propiedad privada su criterio básico de decisión será obtener el máximo de utilidades de su in-

versión. Pero, si se trata de una empresa de propiedad pública, deberá maximizar la suma de los beneficios directos, más aquellos beneficios sociales o indirectos más inmediatamente vecinos al proyecto.

4. Las decisiones de las empresas privadas son estrictamente comerciales; ellas determinan la ventaja de su inversión en relación al costo del dinero en el mercado en que pueden obtenerlo. Para las empresas de propiedad pública, se sugiere estudiar la inversión a costos tales del dinero, que serían como mínimo el costo a que éste se obtiene del sector público y como máximo, un valor intermedio entre la rentabilidad legal y el costo del dinero en el mercado privado de capitales.

5. Para una tarificación más racional, aparte de revisar el criterio de una rentabilidad rígida sobre el capital, sería interesante iniciar, en algunos países latinoamericanos, estudios sobre la "elasticidad de la demanda", factor esencial para un mejor aprovechamiento de la capacidad de generación de las instalaciones.

6. Es indispensable comenzar de inmediato estudios para aumentar la información básica en cuanto a los recursos energéticos de los países latinoamericanos y respecto al mercado de la energía en sus diversas formas.

7. En el caso frecuente de tener que asignar recursos escasos a diversos proyectos energéticos alternativos, se recomienda dar preferencia a aquéllos que aumenten la "productividad" sobre los que signifiquen un mejoramiento social inmediato, atendiendo a la consideración de que el aumento de producción es una manera sólida y permanente de elevar las condiciones sociales.

8. El uso de métodos de comparación elaborados será función de la validez de los datos disponibles. No deberán usarse métodos complejos de comparación si la información básica es insuficiente.

9. Frente a la escasez fundamental de personal técnico, debería darse preferencia a un proyecto detallado de la central que se decida construir en lugar de dedicar un tiempo excesivo al estudio de centrales o desarrollos alternativos.

10. Para los sistemas de un cierto tamaño mínimo es necesario programar las obras por ejecutar en períodos del orden de diez años, con el objeto de concentrar los estudios y la recolección de información básica en los puntos de mayor interés. Se evitará con esto la concepción precipitada de una central que podría perjudicar el desarrollo integral de un recurso hidráulico o la necesidad de resolver en forma urgente presionado por el consumo.

11. Un sistema eléctrico es satisfactorio cuando puede atender a la demanda máxima en un año seco y dar toda la energía requerida durante el año y du-

rante el período "crítico" que caracteriza el sistema de acuerdo con su hidrología y sus consumos.

12. Se recomienda utilizar en las comparaciones a lo largo del tiempo el "valor presente". Se estima que las tasas de actualización elevadas tendrán una tendencia a disminuir en períodos largos. Se propone utilizar como precios para las inversiones, los consumos y las ventas futuras, los actuales, salvo que se tengan razones fundadas para estimar que algún precio importante se encuentra distorsionado y debe variar, en cuyo caso convendrá estudiar la influencia que tiene en los resultados al cambiar su valor entre límites dados.

13. Convendría implantar sistemas de valoración relativa de los recursos hidroeléctricos similares al "coeficiente de valor" para mejorar con el tiempo las posibilidades de programación en los países de América Latina.

14. Los métodos de comparación que se elijan, como queda dicho en la conclusión n° 8, deberán estar condicionados a la importancia del problema y al mérito de los datos básicos de que se dispone. En todo caso, cuando las centrales y sistemas eléctricos crecen, la comparación de alternativas no debe hacerse para el instante inicial o para un momento determinado, sino para un lapso prudente, en el cual se puedan estimar con relativa precisión las condiciones de operación de las obras en consideración.

15. Para fijar un programa deberá procederse por tanteo; cuando el programa es muy complejo debido al número de centrales envueltas, podrá acudirse a la programación lineal u otro método de elección más sistemático que simplifique la investigación de las combinaciones más favorables. El empleo de los métodos modernos de computación será indispensable. Para el caso de los sistemas grandes de América Latina se hace urgente proponer métodos de programación que sin ser tan complejos como los utilizados en Europa, permitan justificar mejor las decisiones.

16. La oposición térmico-hidráulica no tiene sentido. La verdadera concepción está en la complementación de ambos tipos de centrales. La combinación térmico-hidráulica valoriza considerablemente los recursos hidroenergéticos y permite su desarrollo integral con seguridades hidrológicas más bajas. Para los países carentes de combustibles indígenas, los desarrollos hidroeléctricos permiten una economía considerable de divisas que tiene alto valor si se piensa en la necesidad que de ellas tienen los países en desarrollo para la adquisición de bienes de capital.

17. En general, en un sistema se utilizarán las plantas en el orden creciente de su costo marginal de producción. Las plantas de pasada ocuparán siempre la base del diagrama de carga. Las plantas de embalse deberán modular la carga y su costo de operación se determinará por el de la planta térmica del sistema que ellas reemplazan.



18. En las condiciones actuales de la técnica, las centrales electronucleares sólo resultan relativamente económicas para reactores de gran tamaño operando con alto factor de planta anual. Las circunstancias que permitirían justificar comercialmente la instalación de una planta termonuclear parecen no existir aún en América Latina.

19. La interconexión permite aprovechar las diferencias de energía estacional entre los sistemas interconectados, pero también se justifica para el transporte masivo de energía en un sentido dado. En las condiciones de transporte relativamente difíciles de América Latina, es interesante dilucidar hasta qué punto es económico la transmisión de energía en forma de electricidad.

20. Los sistemas interconectados deben operarse de modo tal que los costos incrementales de todas las fuentes de energía en servicio sean iguales en todo instante.

21. La decisión de adquirir la energía necesaria por interconexión con un sistema vecino en lugar de establecer una nueva fuente generadora propia se resolverá por métodos similares a los que permiten elegir entre diversas alternativas de centrales.

22. Se considera que desde el punto de vista de la interconexión entre distintos países en América Latina, los proyectos hidroeléctricos internacionales ofrecen la posibilidad más interesante. En el plano nacional se estima conveniente alcanzar luego el estado de "marcha en paralelo". En cuanto a la interconexión de sistemas propiamente tal, se estima que sólo un grado más avanzado de desarrollo de éstos permite obtener plenamente las ventajas que la justifican.

23. Para el estudio de la demanda en las zonas ais-

ladas se recomienda proceder por comparación con otras áreas análogas y se sugiere que algunos países latinoamericanos den a conocer sus experiencias para que puedan servir de guía a otras naciones.

24. Se debe prestar asistencia técnica a las zonas aisladas para que estos desarrollos se realicen conforme a normas comunes que permitan una eventual integración futura. Se evitará la tendencia real de pretender dar a zonas aisladas actualmente sin electricidad un servicio inicial de alta calidad que no tiene justificación económica.

25. Respecto a la oferta anticipada de energía eléctrica como un medio de estimular el desarrollo, se considera que este medio es determinante cuando están dadas las demás condiciones que justifican la industrialización.

En los 25 puntos anteriores se han resumido algunas de las conclusiones que creemos pueden deducirse de este trabajo, así como ciertos aspectos sobre los cuales sería interesante obtener informaciones válidas para el estudio y perfeccionamiento de los criterios económicos aplicables en el desarrollo eléctrico de nuestro continente. En el texto mismo se plantean muchos otros problemas que podrían ser materia de discusión.

El autor desea dejar testimonio de que, si bien muchas de las opiniones personales expuestas en el presente estudio corresponden a su experiencia en la empresa donde trabaja, no reflejan necesariamente los puntos de vista de la ENDESA. Desea asimismo expresar su agradecimiento a los ingenieros señores Renato Salazar, Carlos Croxatto y Santiago Astraín, que leyeron los originales de este estudio y aportaron a él valiosas sugerencias.

## BIBLIOGRAFÍA

- (1) Joseph L. Fisher, "Energy in an expending economy", *Public Utilities* (junio de 1960).
- (2) Organización Europea de Cooperación Económica (OECE), *L'Europe face à ses besoins croissants en énergie*. París, 1956.
- (3) *La energía en América Latina. Sus posibilidades y problemas* (E/CN.12/384/Rev.1). Publicación de las Naciones Unidas (Nº de venta: 1957.II.G.2).
- (4) Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), *Programa general de desarrollo económico para el próximo decenio*. Santiago de Chile, agosto de 1959.
- (5) *World Energy Supplies, 1955-1958* (ST/STAT/SER.J/3). Publicación de las Naciones Unidas (Nº de venta: 59.XVII.7).
- (6) Corporación Venezolana de Fomento, *El consumo y abastecimiento de energía en Venezuela, 1945-1957 y 1968*. Caracas, 1959.
- (7) O. Lapie y otros, "Portée et effets des mesures prises dans le domaine de la politique énergétique dans les six pays de la Communauté", *Revue Française de l'Energie*, nº 114.
- (8) Augusto Cabrera, "Movilización del potencial nacional de carbón", *Electrotécnica* (Lima, enero-junio de 1959).
- (9) Víctor Sánchez A., "Utilización y comercio del carbón", *Electrotécnica* (Lima, enero-junio de 1959).
- (10) Louis Armand, *Quelques aspects du problème européen de l'énergie*. París, OECE, 1955.
- (11) Jean Majorelle, "Regards sur l'évolution des problèmes énergétiques", *Revue Française de l'Energie*, nº 118.
- (12) John V. Krutilla y Otto Eckstein, *Multiple Purpose River Development*. Baltimore, 1958.
- (13) *Manual de proyectos de desarrollo económico*, redactado por Julio Melnick (E/CN.12/426 y Add.1/Rev.1; TAA/LAT/12/Rev.1). Publicación de las Naciones Unidas (Nº de venta: 58.II.G.5).
- (14) Frank L. Weaver, *Análisis económico de proyectos hidroeléctricos* (ST/ECLA/CONF.7/L.3.2). Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (15) David F. Cavers y James R. Nelson, *Ordenamiento de la energía eléctrica en América Latina*. Publicación patrocinada por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y la Comisión Económica para América Latina de las Naciones Unidas. Buenos Aires, 1961.
- (16) H. Frewer, "Die theoretischen Zusammenhänge zwischen dem Energiebedarf und seiner Deckung", *Praktische Energiekunde*, año 4, nº 2 (Karlsruhe, 1956).
- (17) Yves Durrieu, *La prévision économique en matière d'électricité pour la France*. París, 1959.
- (18) H. Frewer y H. Schendekehl, "Untersuchungen über die Nachfragestruktur von Tarifabnehmern", *Praktische Energiekunde*, año 4, nº 3 (Karlsruhe, 1957).
- (19) Electricité de France, *L'expérience dite de Trois Villes*. París, 1960.
- (20) Tippetts-Abbott-McCarthy-Stratton y Kenedy and Donkin, *Estudios de problemas eléctricos argentinos*. Nueva York, 1960.
- (21) L. Nonat y otros, *Rapport économique et commercial* (sobre el problema del carbón en Chile). París, 1960.
- (22) R. Sáez, diversos informes inéditos sobre los efectos del racionamiento eléctrico. Santiago de Chile, 1947.
- (23) L. Schmetterer, "Rapport sur les méthodes employées dans la statistique de l'économie énergétique", *Transactions of the Fifth World Power Conference* (Viena, 17 a 23 de junio de 1956), vol. 4.
- (24) *Desarrollo de los países insuficientemente desarrollados. Desarrollo de la energía* (E/3212). Informe presentado en el 27º período de sesiones del Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas (México, D. F., febrero de 1959).
- (25) Corporación Venezolana de Fomento y Electricité de France, *Plan Nacional de Electrificación*. Caracas, 1960.
- (26) Instituto Costarricense de Electricidad, *Investigación de recursos hidroeléctricos de Costa Rica*. San José, 1959.
- (27) Central Office of Information, Britain. *An official handbook*. Londres, 1958.
- (28) D. J. Bolton, "Capital investment and government control", *Electric Review* (noviembre de 1960).
- (29) Instituto Costarricense de Electricidad, *Naturaleza de la electrificación en Costa Rica*. San José, 1959.
- (30) CORFO, *Plan de electrificación del país*. Santiago de Chile, 1942.
- (31) M. Rousselier, *L'inventaire total des ressources hydrauliques comme base des plans généraux de développement*. Conferencia Mundial de la Energía, sesión parcial de Río de Janeiro (25 de julio a 10 de agosto de 1954).
- (32) Léo A. Penna, *Evaluación de un proyecto hidroeléctrico potencial como agregado a un sistema existente de energía* (ST/ECLA/CONF.7/L.2.10). Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (33) OECE, *L'industrie de l'électricité en Europe (1957-1975)*. París, 1958.
- (34) OECE, *L'industrie de l'électricité en Europe*. París, 1956.
- (35) S. Lalander y M. Bärilund, "Energy statistics and load forecasting in Sweden", *Transactions of the Fifth World Power Conference* (Viena, 17 a 23 de junio de 1956), vol. 4.
- (36) Carlos A. Giavi, "Production of electrical energy in Uruguay development of the hydraulic-thermal system Río Negro-Monteideo", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (37) Noburu Mitani, Takashi Fujii y Motoham Ishii, "Economic tendency in electric power development in Japan", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (38) M. Bouvard, *Las tarifas y los métodos de selección de equipos hidroeléctricos* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.35). Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (39) A. Bennett, L. Court, R. Arteaga y R. Bennowitz, *Influencia de la magnitud y características de una central hidroeléctrica en el costo de las obras* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.46). Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (40) OECE, *Situation de l'industrie de l'électricité dans les pays de l'OECE*. París, 1954.
- (41) Arnold B Taylor, *General criteria for the selection of hydroelectric generating plant size at multiple-purpose projects* (ST/ECLA/CONF.7/L.3.1). Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (42) John F. Pett, *La combinación de la capacidad generadora hidráulica y térmica se traduce en beneficios económicos máximos* (ST/ECLA/CONF.7/L.2.9). Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).

- (43) Efraín Friedmann y Raúl Schkolnik, *Costo horario del suministro eléctrico en un sistema interconectado (ST/ECLA/CONF.7/L.1.47)*. Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (44) Marcel Boiteux, "L'énergie électrique. Données, problèmes et perspectives", *Revue Française de l'Énergie*, nº 123.
- (45) F. Bessière, "La programmation à long terme des investissements d'Électricité de France", *Eletrizitätsverwertung* (Zürich, diciembre de 1960).
- (46) A. Voznesenski y A. Bestchinsky, "A comparative cost estimate and prospects for harnessing the water power resources in the Eastern Regions of the USSR", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (47) A. Schwefelberg, T. Popovici y A. Cogalniceanu, *Méthode pour la détermination de la proportion optimale dans l'utilisation des différentes ressources énergétiques pour la production de l'énergie électrique*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (5 a 9 de junio de 1960).
- (48) Milos Breljih, *The evaluation of energy from the various power plants in the interconnected system*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (5 a 9 de junio de 1960).
- (49) Tomasz Biernacki, "Application of sequential analysis to economic evaluation of installed capacity of hydro-electric plants", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (50) Electricité de France, *Travaux d'investissement*, 1959. París, 1960.
- (51) A. W. Knight, "Economic trends of power development in Tasmania", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (52) Electricité de France, *Statistique de la production et de la consommation (Année 1959)*. París, 1960.
- (53) C. G. Mills y H. Teckman, "Thermal-hydraulic generation integration in Southern Manitoba and Northwestern Ontario", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (54) Jacy F. Pinto, "A Survey of electrical power generation trends in Brazil", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (55) Giovanni Padoan, Mario Maniardi, Alessandro Rota y Ettore Verducci, *Perspectives d'une insertion de la production nucléothermoélectrique dans la production d'énergie électrique traditionnelle en Italie*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (5 a 9 de junio de 1960).
- (56) Ross N. Brudenell y Jack H. Gilbreath, *Empleo económico de la energía generada por medios hidráulicos, de la energía generada a vapor y de las interconexiones de sistemas (ST/ECLA/CONF.7/L.2.8)*. Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (57) Folke Petri y Lars Lingstrand, *Steam power as a supplement to water power in Sweden*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Río de Janeiro de la Conferencia Mundial de la Energía (25 de julio a 10 de agosto de 1954).
- (58) Claudio Marcello, "Tendances et perspectives de la production d'énergie hydro-électrique dans l'Europe occidentale", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (59) G. R. Strandberg y J. R. Chapman, *Thermal power as a complement to hydroelectric power in regions of large hydraulic potential (Based on conditions in Brazil)*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Río de Janeiro de la Conferencia Mundial de la Energía (25 de julio a 10 de agosto de 1954).
- (60) O. Vas, "Economic aspects of hydro power development on the electricity supply in Austria", *Transaction of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (61) T. Ingledow, "Integration of gas turbines in hydroelectric systems", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (62) Jean Andriot, "L'énergie atomique", *Revue Française de l'Énergie*, nº 119.
- (63) D. Suárez y F. Saleta, *Enlace funcional entre la producción tradicional y la nuclear*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (5 a 9 de junio de 1960).
- (64) D. Clarck, P. Cash y F. Faux, *The integration of nuclear power into a large electricity generating system*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (5 a 9 de junio de 1960).
- (65) J. Henderson y C. Allen, "The economic integration of coal-fired, nuclear and hydraulic generation of electricity with special reference to Scotland", *Transaction of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (66) E. Friedmann y R. Salazar, *Perspectivas de la energía nuclear en Chile*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (5 a 9 de junio de 1960).
- (67) Howard L. Melvin, "Power pool operations", *Transactions of the Fifth World Power Conference* (Viena, 17 a 23 de junio de 1956), vol. 18.
- (68) Vladimir Slebinger, "Possibilités d'intégration des forces hydrauliques des Dinarides et des Alpes Orientales", *Transactions of the Fifth World Power Conference* (Viena, 17 a 23 de junio de 1956), vol. 19.
- (69) Kungl. Vattenfallsstyrelsen, "Power supply in Sweden", *Energie Heute* (Viena, 1956).
- (70) Gastone Falomo, "Economic comparison between fuel transportation and electric transmission in Italy with reference to the location of steam electric power stations", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 5.
- (71) J. K. Dillard y M. Maxwell, "Economics of extra-high voltage transmission", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 5.
- (72) F. D. Ivanichtchenko u K. A. Smirnov, "Création du réseau électrique d'inter-connexion unique de l'URSS. Son rôle dans l'économie nationale et ses indices économiques", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (73) Pierre Ailleret, *Problèmes énergétiques à long terme et rapidité d'évolution des techniques*. París, Société des Ingénieurs Civils de France, 1957.
- (74) Milos Breljih, *Le potentiel hydraulique yougoslave, réserve énergétique de l'Europe*. Belgrado, 1958.
- (75) L. O. Saatchjan y G. N. Lyalik, "The role of water power in the formation of large power system and consolidated system in the Soviet Union", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (76) G. Bardon, "Les échanges d'énergie électrique dans l'Europe occidentale", *Revue Française de l'Énergie*, nº 118.
- (77) G. Bardon, "L'amélioration continue des centrales et réseaux nationaux, source de progrès dans les échanges internationaux d'énergie électrique", *Oesterrische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft*, año 9, nº 6.
- (78) W. Goldsmith, "Internationale energiewirtschaftliche Zu-

- sammenarbeit in schweizerischer Sicht", *Oesterreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft*, año 9, nº 6.
- (79) W. Fleischer, "Les conditions techniques et économiques determinant l'évolution de la marche en parallèle vers la marche interconnectée et l'économie de l'interconnexion", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiemb, bre de 1958), vol. 5.
- (80) Bruno Mengele, "Problèmes techniques de la coopération internationale dans le secteur de l'économie énergétique", *Transactions of the Fifth World Power Conference* (Viena, 17 a 23 de junio de 1956), vol. 18.
- (81) L. Wold, "Voraussetzungen und Möglichkeiten der wirtschaftlichen Lastverteilung in zwischenstaatlichen Verbundbetrieb in Europa", *Oesterreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft*, año 9, nº 6.
- (82) Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique (UNIPED), *Aspectos económicos y técnicos de la interconexión de sistemas eléctricos* (ST/ECLA/CONF.7/L.2.11). Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (83) Josef Kelar, "Energiewirtschaftliche Zusammenarbeit zwischen der Tschechoslowakischen Republic und der Republik Oesterreich", *Oesterreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft*, año 9, nº 6.
- (84) R. Stahl, "Der nationale Gewinn internationale Zusammenarbeit", *Oesterreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft*, año 9, nº 6.
- (85) E. Torres Belon, *El Lago Titicaca. Proyecto Angel Forti*. Lima, 1955.
- (86) Raúl Sáez, *Estudio del aprovechamiento para riego y generación de las aguas del Lago Titicaca*. Informe inédito (junio de 1945).
- (87) Reinaldo Harnegger, Renato Salazar y Domingo Santa María, *Principios técnicos y económicos del aprovechamiento internacional del Lago Titicaca*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Río de Janeiro de la Conferencia Mundial de la Energía (25 de julio a 10 de agosto de 1954).
- (88) Instituto Costarricense de Electricidad, *Aprovechamiento combinado de proyectos de carácter internacional*. San José, 1959.
- (89) G. Wunenburger, "Estado actual de la producción de energía eléctrica en el Perú", *Electrotécnica*, nº 27-28 (Lima, 1959).
- (90) T. W. Schultz, "El test económico en América Latina", *Finis Terrae*, nº 26 (Santiago de Chile, 1960). Conferencia pronunciada en la Universidad de Cornell.
- (91) Kenneth W. Finch, *La electrificación rural desde el punto de vista comercial* (ST/ECLA/CONF.7/L.2.12). Informe presentado al Seminario Latinoamericano sobre Energía Eléctrica (México, D. F., 1961).
- (92) Comisión Federal de Electricidad, *Empresas y plantas en la República Mexicana*. México, 1955.
- (93) Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), *Producción y consumo de energía eléctrica en Chile*. Santiago de Chile, 1958.
- (94) Armando Camponeschi y Umberto Beltrami, "Les perspectives du développement de production d'énergie hydro-électrique en Italie", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 2.
- (95) A. W. Huseby, "Some economic considerations of long distance electric power transmission in Brazil", *Transactions of the Canadian Sectional Meeting of the World Power Conference* (Montreal, 7 a 11 de septiembre de 1958), vol. 5.
- (96) OEECE, *L'énergie dans les territoires d'outre-mer*. París, 1953.
- (97) Octavio Marcondes Ferraz, *L'usine hydro-électrique de Paulo Afonso sur le São Francisco*. Ponencia presentada a la Sesión Parcial de Río de Janeiro de la Conferencia Mundial de la Energía (25 de julio a 10 de agosto de 1954).

## IV. ASPECTOS FINANCIEROS

### LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN AMÉRICA LATINA Y SUS NECESIDADES DE CAPITAL PARA 1960-70

*por la Comisión Económica para América Latina  
(Programa de Energía y Recursos Hidráulicos) \**

#### A. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LAS NECESIDADES DE EQUIPO Y DE INVERSIÓN

En 1959 los países latinoamericanos produjeron 62 500 millones de kWh con una capacidad instalada de 16 millones de kilovatios, el 42 por ciento de los cuales corresponde a capacidad hidráulica.

Las necesidades de energía para 1970 se han estimado en unos 200 000 millones de kWh, para cuya generación se requerirá una potencia instalada del orden de los 46 millones de kilovatios. Si los programas de expansión que se están ejecutando en los países de la región se cumplen en forma adecuada —con algunos ajustes necesarios—, podría disponerse de dicha capacidad a fines de la década. La preponderancia de la hidroelectricidad en los programas aludidos, sobre todo en los principales países productores, invertirá la relación entre la capacidad hidráulica y la térmica, predominando la primera (unos 24 millones de kW) frente a la segunda (unos 22 millones de kW).

Para llevar a cabo esta ampliación del parque eléctrico, los países latinoamericanos deberán invertir unos 13 000 millones de dólares, lo que representa entre el 7 y el 10 por ciento de los fondos totales requeridos para inversión bajo condiciones de crecimiento normal.

Hasta un 40 por ciento de la inversión en el sector eléctrico habrá que destinarlo a gastos en el extranjero. Se absorbería, pues, por este concepto, cerca del 6 por ciento de las divisas disponibles de acuerdo con las previsiones formuladas con respecto a la capacidad para importar durante el mismo período.

#### 1. Análisis de la experiencia reciente en América Latina

El consumo de energía eléctrica de América Latina en 1959 fue de 53 000 millones de kWh, correspondientes a un nivel de generación de 62 500 millones. La diferencia corresponde a las pérdidas en transmisión y distribución, que alcanzaron a un 17 por ciento del total de energía generada. La generación por habitante fue, por consiguiente, de 310 kWh y el consumo de 250 kWh.

Para dicha generación se dispuso en ese año de

unos 16 millones de kilovatios instalados, de los cuales las tres cuartas partes corresponden al sector de servicio público y el resto a la autogeneración.

Es un hecho bien conocido que el proceso de desarrollo del sector eléctrico es más intenso que el del resto del sistema económico, fundamentalmente en virtud de que sustituye a otras formas de energía. El ritmo de esa sustitución está medido por el incremento en el coeficiente de electrificación.

Así, en el decenio 1950-59, el producto interno bruto de América Latina se incrementó en un 50 por ciento (desde 48 000 hasta 72 000 millones de dólares, a precios de 1959), o sea a una tasa media anual de crecimiento de 4.5 por ciento. La generación de electricidad, en cambio, aumentó a un ritmo anual de 8.8 por ciento, lo que significa que el consumo neto de electricidad por unidad de producto aumentó a una tasa de 4.3 por ciento.

En términos generales cabe afirmar, pues, que el incremento del sector eléctrico de la región puede dividirse en dos partes aproximadamente iguales; la primera acompaña en forma paralela al aumento del producto y la segunda sigue el ritmo de electrificación de la economía.

El esfuerzo de expansión realizado en dicho decenio en el sector eléctrico —evidentemente inadecuado a juzgar por la demanda insatisfecha que existía al final del período y por las restricciones de diverso orden que debió imponer la oferta en muchos países— en manera alguna puede considerarse insignificante. En efecto, la generación total aumentó desde 26 000 hasta 62 500 millones de kWh y la potencia instalada de servicio público desde 5 a 12 millones de kilovatios. Estos multiplicadores de crecimiento, del orden de 2.5, sirven de base comparativa para analizar la expansión necesaria y la prevista para la próxima década, tema a que se contrae el presente estudio.

Interesa observar también, desde el punto de vista de los métodos de proyección que pueden denominarse indirectos o de segundo orden —o sea los que relacionan la demanda eléctrica con determinadas va-

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.11.

riables macroeconómicas—, el comportamiento histórico de la demanda eléctrica discriminada por sectores consumidores. En tal sentido, la primera constatación importante es que el ritmo de electrificación del sector manufacturero latinoamericano ha sido en los últimos años menor que el del resto del sistema económico. Ello se deduce del hecho de que, mientras el índice del volumen de la producción manufacturera aumentó en mayor proporción que el producto bruto (62 comparado con 50 por ciento para este último, ambos en 1950-59), la participación del consumo eléctrico del sector manufacturero en el total descendió desde 62 por ciento en 1949 hasta 55 por ciento en 1959.

El consumo eléctrico industrial se incrementó a una tasa de 9 por ciento anual que, respecto al aumento en el índice de producción manufacturera (en promedio 5.5 por ciento), arroja una tasa de electrificación de 3.5 por ciento, inferior, como ya se dijo, al promedio de la economía.

En cambio el consumo urbano no industrial de electricidad —o sea el que utiliza dicha forma de energía como bien final— aumentó en la década pasada a un ritmo de 9.8 por ciento, que comparado con un incremento de 4.5 por ciento en el ingreso disponible, equivale a una tasa de electrificación en dicho consumo (medido en kWh por unidad de ingreso) del orden de 5.3 por ciento al año.

## 2. La demanda de energía eléctrica en 1970

Se ha estimado en un orden de magnitud de 200 000 millones de kWh el nivel de generación de energía eléctrica para 1970 que permitiría atender en forma adecuada los requerimientos impuestos por la demanda para ese momento. Para determinar o elegir este orden de magnitud se han tenido en cuenta los siguientes factores:

a) La extrapolación de la experiencia de la última década, que —por comprender años favorables y años de contracción económica— puede considerarse como buen promedio representativo, indica que la generación debería ser en 1970 del orden de 174 000 millones de kWh. Sin embargo, este valor debe tomarse como límite inferior para la meta respectiva, en primer término porque la expansión de la oferta no alcanzó a llenar las necesidades de la demanda correspondiente al nivel de desarrollo histórico y en segundo término porque los países latinoamericanos aspiran sin duda a superar en la próxima década el ritmo de crecimiento en el producto que correspondió al período 1950-59. En el cuadro 1 aparece esta extrapolación discriminada por países para 1965 y 1970, incluyendo los extremos del intervalo de confianza respectivo para un nivel de 95 por ciento.

b) Una previsión relativamente optimista del desarrollo económico del área conduce —analizando la

Cuadro 1

AMÉRICA LATINA: GENERACIÓN TOTAL (PRIVADA Y PÚBLICA) EN 1959 Y SU PROYECCIÓN PARA LOS AÑOS 1965 Y 1970  
(Millones de kWh)

País	1959 (Total)	1965			1970		
		A	Tendencia	B	A	Tendencia	B
Argentina . . . . .	9 850	13 202	14 866	16 743	18 014	20 947	24 379
Bolivia . . . . .	426	431	506	595	476	583	718
Brasil . . . . .	21 108	33 540	39 056	46 493	52 743	65 222	80 646
Colombia . . . . .	3 348	5 879	6 433	7 038	9 887	11 087	12 437
Costa Rica . . . . .	383	496	598	721	683	866	1 099
Cuba . . . . .	2 806	4 333	4 680	5 091	6 492	7 168	7 980
Chile . . . . .	4 598	5 014	6 074	7 354	5 984	7 661	9 778
Ecuador . . . . .	332	500	628	791	803	1 067	1 431
El Salvador . . . . .	235	424	452	481	716	778	881
Guatemala . . . . .	243	367	403	443	536	614	687
Haití . . . . .	90	82	146	261	89	220	541
Honduras . . . . .	86	104	123	145	134	167	209
México . . . . .	9 800	14 766	15 989	17 315	21 724	24 041	26 611
Nicaragua . . . . .	174	263	272	281	378	393	410
Panamá . . . . .	228	369	417	470	596	691	798
Paraguay . . . . .	87	133	145	159	198	222	249
Perú . . . . .	2 212	3 086	4 049	5 312	2 857	7 001	10 285
República Dominicana . . . . .	316	309	501	813	386	737	1 406
Uruguay . . . . .	1 175	1 808	1 972	2 148	2 711	3 035	3 376
Venezuela . . . . .	4 310	9 467	10 286	11 170	19 103	21 233	23 594
<b>América Latina . . . . .</b>	<b>61 807</b>	<b>94 573</b>	<b>107 596</b>	<b>123 824</b>	<b>144 510</b>	<b>173 733</b>	<b>207 515</b>

FUENTE: 1959: Estado actual y evolución reciente de la industria de la energía eléctrica en América Latina (E/CN.12/560).  
A = Extremo inferior del intervalo de confianza.  
B = Extremo superior del intervalo de confianza.

demanda de los principales sectores consumidores de electricidad— a una generación del orden de los 200 000 millones de kWh. Para llegar a esta conclusión se ha supuesto una tasa de incremento en el producto bruto de 6 por ciento<sup>1</sup> (que, para el nivel actual de la tasa demográfica, equivale a poco más del 3 por ciento de aumento anual en el producto por habitante) y un aumento de 8 por ciento en la producción manufacturera. Se admitió también que este último aumento se obtenga por partes iguales mediante una elevación en la productividad por persona empleada y la absorción de mano de obra suplementaria. Se utilizó, por otra parte, la experiencia de los países desarrollados, que indica que, en general, la elevación de la productividad en el sector manufacturero sigue muy de cerca al incremento en el consumo específico de electricidad del sector. Resultaría entonces que el ritmo de incremento en este último sería de 4 por ciento, que superpuesto al aumento en la producción industrial, daría una tasa global de expansión para la demanda eléctrica de este consumo de 12 por ciento anual correspondiente en 11 años a un factor multiplicador de 3.55.

Resultaría, pues, que la demanda industrial de electricidad sería en 1970 de 100 000 millones de kWh.

Se ha procedido en forma relativamente similar para el consumo no industrial, sumando la tasa de aumento en el ingreso disponible a la de electrificación de dicho sector consumidor. Se supuso que la primera era igual a la del producto (6 por ciento) y que la segunda era igual a la del decenio anterior (5.3 por ciento, como se vio en la sección precedente). El factor multiplicador respectivo resulta de 3.12 y la demanda del sector para 1970, en consecuencia, igual a 72 000 millones de kWh.

Sumando ambas demandas de energía y dividiendo por 0.87 —admitido que las pérdidas de transmisión y distribución se reducirán desde el nivel presente de 17 por ciento hasta un 13 por ciento al final del período en cuestión—, se obtiene un valor para la generación requerida de 198 000 millones de kWh.

c) Un cálculo parecido al anterior se efectuó en particular para los cinco principales países productores de energía eléctrica de América Latina, pero utilizando sus propias estadísticas de ingreso y producción industrial para tener una idea de las tasas de electrificación respectivas. Luego se aplicaron las mismas a tres hipótesis diferentes de crecimiento del producto, que se denominaron “mínima”, “media” y “máxima” y que son respectivamente de 3.5, 4.5 y 6 por ciento anual.

Los resultados, que aparecen detallados en el cuadro 2, se extrapolaron luego al total de América Latina utilizando el coeficiente de 0.8, que indica la participación relativa de dichos países en la generación total de 1959.

Los valores así obtenidos fueron de 140 000 millones de kWh para la hipótesis mínima, de 170 000 para

**Cuadro 2**  
PREVISIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REQUERIDA PARA DIFERENTES TASAS DE DESARROLLO ECONÓMICO  
(Miles de millones de kWh)

País	Hipótesis mínima	Hipótesis media	Hipótesis máxima
	Año 1965		
Brasil . . . . .	24.4	26.2	30.7
Argentina . . . . .	23.5	25.2	29.7
México . . . . .	13.3	14.3	17.0
Venezuela . . . . .	9.2	9.8	11.0
Chile . . . . .	6.4	6.6	9.3
<i>Total</i> . . . . .	76.8	82.1	95.7
Año 1970			
Brasil . . . . .	31.8	35.6	44.8
Argentina . . . . .	37.8	50.1	68.9
México . . . . .	18.3	20.4	27.7
Venezuela . . . . .	18.2	20.1	25.2
Chile . . . . .	8.0	8.6	10.4
<i>Total</i> . . . . .	114.1	134.8	177.0

Nota: Cabe formular algunas observaciones a estas cifras, que en algunos aspectos no dejarán de llamar la atención. Sorprende, por ejemplo, que la Argentina se acerque tanto al Brasil en 1965 y lo supere en las cifras de 1970. Es natural que la distancia relativa no se mantenga al nivel de 1959, pues la disparidad en los respectivos ritmos de desarrollo del último decenio desaparece en la proyección, que para las mismas columnas establece iguales hipótesis de desarrollo. Pero ello no alcanza a explicar por qué se invierte el orden de ambos países como productores de energía eléctrica. Esta explicación aparece como consecuencia de una anomalía en las cifras brasileñas, que debe ser consecuencia de una subestimación en la medición de los niveles de autogeneración por parte de la industria. Suponiendo, en vez del valor histórico estadístico, un ritmo de electrificación del sector industrial del orden de 3.3 por ciento anual, los valores ajustados correspondientes al Brasil serían:

	Hipótesis mínima	Hipótesis media	Hipótesis máxima
1965 . . . . .	28.7	30.6	36.5
1970 . . . . .	41.2	46.3	61.5

También en el caso de la Argentina pareció conveniente calcular una cifra ajustada. En este caso se redujo al valor de 3.5 el ritmo de electrificación del sector industrial en el último quinquenio (más de 11 por ciento), valor exageradamente alto y que debe atribuirse fundamentalmente a la tasa sumamente baja de expansión de la producción manufacturera en dicho período (menos de 4 por ciento, o sea una tercera parte de la tasa del Brasil durante el mismo lapso). La proyección así ajustada de generación para la Argentina serían:

	Hipótesis mínima	Hipótesis media	Hipótesis máxima
1965 . . . . .	16.4	17.7	20.5
1970 . . . . .	24.8	27.8	36.0

la hipótesis media y de 220 000 para la hipótesis máxima de crecimiento económico en 1970.

### 3. Capacidad eléctrica: situación presente y previsiones para 1960-70

De la generación prevista para un año determinado puede estimarse, suponiendo un grado de utilización determinado, la capacidad eléctrica que sería necesaria para obtener dicha generación. Pero también ha de tenerse en cuenta que la capacidad eléctrica no sólo debe satisfacer los requerimientos del abastecimiento total de energía a lo largo del año, sino también asegurar —en virtud de la característica especial de la industria eléctrica, que le impide almacenar su producción para consumos futuros— que podrá responder

<sup>1</sup> Véase más adelante el análisis similar pero suponiendo tres tasas alternativas para la velocidad de crecimiento del producto.

a las demandas máximas de potencia. En otras palabras, tanto las ordenadas como el área del diagrama de cargas establecen limitaciones sobre la capacidad de generación.

Así pues, los períodos críticos pueden ser consecuencia de escasez de potencia o de escasez de energía. En un país con un parque de generación total o preponderantemente térmico, sólo la primera tiene importancia. En cambio, en un país con un parque total o preponderantemente hidráulico con grandes centrales de embalse, se dispone casi siempre de potencia para cubrir las demandas de punta; son los períodos de sequía prolongada los que resultan críticos para el productor y eventualmente también para el consumidor.

A fines de 1959 los países latinoamericanos disponían, en servicio público y de autogeneración industrial, de unos 16 millones de kilovatios instalados, de los cuales 12 millones corresponden al servicio público. De estos 12 millones, poco más de la mitad era capacidad hidroeléctrica; sin embargo, la proporción de esta última sobre el total se reduce a un 42 por ciento en virtud del predominio de las unidades térmicas dentro de la autogeneración, en la proporción de 6 a 1.

Sobre el total de 16 millones de kilovatios, los cinco principales productores de energía eléctrica —el Brasil, la Argentina, México, Venezuela y Chile— representaban un 75 por ciento (en cifras redondas: Brasil con 4 millones de kilovatios, Argentina y México con 3 cada uno y Chile y Venezuela con 1 millón cada uno).

De cumplirse en forma adecuada los planes eléctricos adoptados o en estudio por los gobiernos latinoamericanos, y en particular los de estos cinco productores principales, hasta 1970 se agregarían unos 30 millones de kilovatios de nueva capacidad, con lo cual se dispondría entonces de un total instalado de 46 millones de kilovatios. (Véase el cuadro 3.)

**Cuadro 3**

AMÉRICA LATINA: CAPACIDADES PREVISTAS EN LOS PROGRAMAS DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN 1965 Y 1970  
(Millones de kilovatios)

<i>País</i>	1959	1965	1970
Brasil . . . . .	3.9	8.0	14.0
México . . . . .	2.7	5.5	8.0
Argentina . . . . .	3.0	4.0	5.2
Chile . . . . .	1.1	1.7	2.6
Venezuela . . . . .	1.3	2.2	3.8
Colombia . . . . .	0.9	1.6	3.1
Cuba . . . . .	0.9	1.7	3.2
Perú . . . . .	0.7	1.2	2.0
Uruguay . . . . .	0.3	0.5	0.9
Centroamérica . . . . .	0.4	0.6	0.9
Otros países . . . . .	0.7	1.2	1.8
<i>Total</i> . . . . .	15.9	28.2	45.5

FUENTE: Programas nacionales de electrificación analizados en el texto.

**Cuadro 4**

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DE LA HIDROELECTRICIDAD EN LOS PROGRAMAS DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN 1960-70

<i>País</i>	<i>Adición neta de potencia (Millones de kW)</i>	<i>Hidroelectricidad (Porcientos)</i>	<i>Potencia hidráulica nueva (Millones de kW)</i>
Brasil . . . . .	10.1	60	6.1
México . . . . .	5.3	75	4.0
Argentina . . . . .	2.2	10	0.2
Chile . . . . .	1.5	67	1.0
Venezuela . . . . .	2.5	84	2.1
Colombia . . . . .	2.2	62	1.4
Cuba . . . . .	2.3	5	0.1
Perú . . . . .	1.3	84	1.1
Uruguay . . . . .	0.6	43	0.25
Centroamérica . . . . .	0.5	50	0.25
Otros países . . . . .	1.1	36	0.4
<i>Total</i> . . . . .	29.6	57	16.9

FUENTE: Programas nacionales de electrificación analizados en el texto.

Además de esa adición neta de 30 millones de kilovatios, debe preverse la adecuada reposición de parte de las unidades existentes en la actualidad, reposición que se estima alcanzaría entre 3 y 5 millones de kilovatios.

De este mismo análisis de los planes eléctricos de la región se deduce que el porcentaje de capacidad hidroeléctrica en el total de la nueva capacidad de generación a incorporar oscilaría entre 55 y 62 por ciento. (Véase el cuadro 4.) Que se llegue a uno u otro límite de este intervalo dependerá fundamentalmente de la política del gobierno argentino en lo que se refiere a la ejecución de las grandes obras hidroeléctricas proyectadas en aquel país.

Por consiguiente, aun en el caso en que la expansión eléctrica argentina durante esta década sea casi exclusivamente térmica, la participación de la generación hidroeléctrica se acentuará durante los próximos años.

Ello se debe fundamentalmente a la influencia que en las cifras globales de la región tiene el programa brasileño, pues representa más de la tercera parte del total de la expansión eléctrica latinoamericana y más de la tercera parte de la adición de nueva potencia hidráulica. Nótese que se está hablando de valores absolutos, ya que en términos relativos el programa de Chile, por ejemplo —con un 80 por ciento de capacidad hidráulica—, supera a las proporciones del Brasil, donde la participación relativa de la hidroelectricidad en la meta fijada para 1966 es algo superior a los dos tercios.

Interesa mencionar que a la fecha hay en América Latina en proceso de construcción, unos 7 millones de kilovatios, mientras que las obras en estudio —lo que no significa que existan en todos los casos anteproyec-



tos completos— comprende una capacidad adicional de 30 millones de kilovatios.

Como antes se dijo, además de las nuevas instalaciones proyectadas para la próxima década, deberá tenerse en cuenta la reposición de equipo eléctrico obsoleto, tanto en generación como en transmisión y distribución. A diferencia de lo que sucede con las adiciones de nueva capacidad, la reposición de equipo y particularmente la de unidades térmicas de bajo rendimiento es hasta cierto punto optativa, pues dependerá de la rentabilidad que produzca su sustitución comparada con la rentabilidad de inversiones alternativas de los recursos financieros necesarios, sea en el mismo sector eléctrico o en otros sectores de la economía.

Algo similar puede afirmarse con respecto a la eliminación gradual de unidades de autogeneración y en particular de los motores diesel en aquellos países, que, como la Argentina, poseen ya un porcentaje apreciable de instalaciones de este tipo.

Salvo el caso de industrias que se hallen en condiciones de instalar plantas de generación de una capacidad adecuada o de aquellas otras en que la generación de energía eléctrica resulta económica por su alejamiento de los centros de generación pública o por la naturaleza del proceso de manufactura (en general acompañando racionalmente la producción de vapor para dicho proceso), la autogeneración, tan común en los sectores industriales de países latinoamericanos donde existen regímenes de restricciones al consumo por parte de las empresas del servicio público, es doblemente antieconómica: primero porque significa una inversión unitaria mayor por kilovatio instalado respecto a la requerida en la planta de generación de la empresa eléctrica y segundo porque es también mayor el valor del insumo directo requerido. Se ha estimado que el aumento en el primer rubro (carga de capital) puede llegar al 100 por ciento, mientras que en el segundo (costos directos) es del 10 al 15 por ciento con respecto al de una planta de elevada potencia del servicio público.

Es obvio, pues, que una política eléctrica racional debe tender a desalentar las adiciones de nueva capacidad autogeneradora con las excepciones ya señaladas. ¿Cuál debe ser la política con respecto a la potencia de autogeneración ya instalada?

Desde el punto de vista económico, a diferencia del contable, los gastos de inversión pasados o históricos ya no cuenta y, por otra parte, los valores de venta de esos equipos son muy bajos, ya que el gasto de remoción, transporte y nueva instalación es considerable, aunque pueden cumplir una función económica útil para prestar servicios en zonas alejadas de consumo reducido. De ello resulta que al estudiar la política a seguir con respecto a la utilización de la potencia térmica autogeneradora ya instalada, debe compararse el ahorro de combustible (insumo directo) con la mayor inversión que significaría la sustitución de dicha potencia por potencia de servicio público. El problema es, por consiguiente, análogo al del retiro

de instalaciones antiguas de altos consumos específicos para sustituirlas por instalaciones nuevas en las grandes plantas termoelectricas de servicio público. Tiene también similitud con la selección de centrales hidráulicas y térmicas de que habrá de tratarse más adelante.

En todos estos casos la cuestión es comparar la economicidad de una inversión en el momento presente frente a mayores gastos de operación en el futuro.

Por las razones expuestas, la estimación de las necesidades de reposición presenta un margen de incertidumbre relativamente amplio, que se acentúa ante el hecho de que la interconexión de plantas térmicas ya existentes con otros centros de generación, particularmente hidráulicos, incrementa el nivel de rentabilidad de ambos y por consiguiente cambia su grado de obsolescencia relativa. Así, una planta térmica que resulta antieconómica cuando trabaja aisladamente, puede muy bien resultar económica —y su sustitución por una planta nueva no sería aconsejable— si se la utiliza, con un factor de planta sensiblemente menor que antes, como potencia suplementaria de una planta hidroeléctrica o como unidad de punta en un sistema eléctrico integrado.

Con las salvedades que se indican anteriormente, puede mencionarse, a título indicativo, que la reposición de plantas de generación existentes en la actualidad a efectuarse durante la próxima década, oscilará entre 3 y 5 millones de kilovatios.

Teniendo en cuenta que la vida económicamente útil de las plantas hidroeléctricas es más larga que la de las térmicas y que gran parte de aquéllas son de construcción relativamente reciente, será seguramente aconsejable sustituir una mayor proporción de equipos térmicos.

Por consiguiente, el total de capacidad a instalar en el período 1960-70, incluyendo la reposición, sería de 33 a 35 millones de kilovatios.

Prácticamente esta cifra corresponderá a adiciones de capacidad en instalaciones de servicio público, ya que —considerando los diversos factores en juego— no se cree que la capacidad de autogeneración actual (4 millones de kilovatios) aumente en más de un 50 por ciento durante la próxima década. En efecto, téngase en cuenta que, en lo que se refiere a la industria de bienes de consumo, muchas instalaciones de autogeneración serán retiradas, notablemente en la Argentina y otros países, a medida que se eliminen las restricciones en el abastecimiento eléctrico que motivaron su instalación. La adición de nueva capacidad se producirá en el sector de industrias básicas, donde los altos insumos justifican a veces la instalación de plantas individuales o cuando el proceso hace económica la producción mixta energía eléctrica-vapor, y en la minería, donde es de esperar una expansión en actividades tales como el cobre y el petróleo. Hasta en este último caso, el exceso de capacidad de producción actual en las instalaciones respectivas y las perspectivas poco favorables de la demanda mundial inducen a suponer que

es difícil que ese incremento sea superior al 50 por ciento para toda la década.

Ya se ha dicho que los planes o proyectos de electrificación de los países de la región, de ser cumplidos en forma adecuada, permitirían alcanzar para el final del período que se está considerando una potencia de generación del orden de los 46 millones de kilovatios, lo que significaría, para alcanzar los 200 000 millones de kWh de energía previstos para esa fecha, un grado de utilización de los equipos de 4 350 horas anuales. Dicho grado de utilización promedio fue en 1959 de 3 900 horas (62 500 millones de kWh con 16 millones de kilovatios instalados).

En otros términos, para la compatibilidad de estas cifras, el factor de utilización debería aumentar en el curso de los próximos diez años en 450 horas anuales, o sea un 12 por ciento. Analícense ahora los dos componentes de este factor, o sea el factor de carga y el índice de reserva en las instalaciones generadoras. En lo que respecta al primero, si bien por un lado existen razones para su incremento —sobre todo por la vía de la industrialización de las economías de la región— no debe olvidarse que la eliminación de las restricciones de la oferta, que se prevé en un futuro próximo para importantes sistemas de la región, conduciría a una reducción de ese valor, al menos a corto plazo. Del análisis de las cifras y situaciones nacionales respectivas y teniendo en cuenta que el efecto de la eliminación de las restricciones será menos gradual que el del adelanto en la industrialización, se concluye que no debe esperarse en general una mejora sustancial del factor de carga de los sistemas eléctricos latinoamericanos.

El panorama es mejor en lo que se refiere al índice de reserva, aunque debe recordarse que actualmente es muy exiguo ese margen. Mediante la interconexión gradual de los centros de producción, los márgenes de reserva que en el caso de centros aislados suelen imponerse por las exigencias de "la unidad mayor", tienden a reducirse sensiblemente.

También la interconexión de los centros consumidores tiende a mejorar los factores de carga de los sistemas respectivos mediante el aprovechamiento de la diversidad entre los diagramas de demanda. Este mejoramiento será tanto mayor cuanto más grande sea la heterogeneidad entre los centros que pasan a integrar la red consumidora.

Tampoco debe olvidarse que las estadísticas actuales de la región contienen una subestimación con respecto al grado de utilización de la potencia instalada, ya que incluyen en esta última muchas unidades de producción, particularmente térmicas, que están virtualmente abandonadas y no se utilizan ni siquiera en períodos críticos.

Por todas estas razones, un grado de utilización promedio del orden de las 4 350 horas parece una meta razonable a alcanzar a fines de la década, aunque presente un aumento considerable sobre la utilización actual, que es muy baja. De acuerdo a los valores que

se han venido manejando, habría en ese momento unos 24 millones de kilovatios hidráulicos y 22 térmicos. Es innecesario recordar que, de no lograrse ese aumento, sería preciso aumentar proporcionalmente la capacidad del equipo, lo que involucra inversiones adicionales.

En un año normal puede tomarse para la potencia hidráulica el mismo grado de utilización que en 1959 (4 760 horas) o incluso algo mejorado en virtud de un mejor diseño de las plantas hidroeléctricas y de un incremento en la capacidad relativa de embalse. En tales condiciones, el parque hidráulico podría generar unos 115 000 millones de kWh anuales, lo que dejaría a cargo del sector térmico los 85 000 millones restantes, necesitando posiblemente el empleo de no menos de 25 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Relacionándolo con la potencia de 22 millones de kilovatios, ello significaría una utilización promedio de 3 850 horas, cifra que, aunque más elevada que la alcanzada en años recientes (3 300 horas en 1959) es perfectamente factible si se tiene en cuenta que una parte sustancial de dicha capacidad térmica será de instalación reciente.

Aun en condiciones hidrológicas promedias sumamente desfavorables o críticas —como sería, por ejemplo, un grado de utilización de la capacidad hidroeléctrica de 3 000 horas—, un cálculo similar arrojaría un resultado de 5 800 horas como requerimiento para la utilización del potencial térmico, lo que también parece factible de alcanzar en virtud de las consideraciones expuestas.

Conviene recordar, sin embargo, que —en tales circunstancias— el consumo de combustible requerido para generar los 130 000 millones de kWh correspondientes, se elevaría a unos 35 millones de toneladas equivalentes de petróleo, prácticamente el triple del que se empleó en 1959, lo que representaría un drenaje muy considerable de divisas.

Corresponde finalmente formular algunas precisiones con respecto a la limitación de las conclusiones, relativamente optimistas, que parecen deducirse del análisis precedente. En primer término se notará que la preocupación fundamental la constituye una oferta adecuada de energía total, ya que el parque de generación eléctrica en América Latina será predominantemente hidráulico y por lo tanto las situaciones críticas tenderán a presentarse generalmente en virtud de déficit en la energía. Pero habrá excepciones y —sobre todo en el caso de los grandes sistemas térmicos que abastecen centros urbanos tales como la zona del Gran Buenos Aires— no resulta evidente que aun el cumplimiento estricto de los planes de expansión aconsejados vayan a satisfacer las necesidades en materia de demandas de punta, sobre todo una vez eliminadas las restricciones y cuando se haya acelerado el ritmo de desarrollo económico y de industrialización de los sistemas económicos de los cuales dependen.

En segundo término debe recordarse que el aumento supuesto en el grado de utilización (12 por cien-

to), si bien constituye una meta factible, no será fácil de alcanzar, sobre todo teniendo en cuenta el escaso margen de reserva con que en la actualidad se manejan los principales sistemas de la región. De ahí que resulte aconsejable, sobre todo en el caso de algunos países, revisar a corto plazo los programas de expansión actuales para su eventual ampliación o modificación.

#### 4. Costo y financiamiento de la expansión del parque eléctrico de América Latina<sup>2</sup>

En las secciones anteriores se ha visto que para abastecer la demanda previsible hasta 1970, la industria eléctrica de América Latina deberá equiparse con 30 millones de kilovatios de nueva capacidad y reponer entre 3 y 5 millones de capacidad existente en la actualidad. A continuación se analiza el esfuerzo de financiación requerido por ese desarrollo.

El análisis de los programas de expansión de los países revela diferencias significativas entre los costos unitarios respectivos, lo que era de esperar en virtud de la heterogeneidad del panorama latinoamericano en lo que se refiere a la disponibilidad de recursos hidráulicos, el costo de su aprovechamiento, la ubicación de los centros de consumo respecto a la óptima de los centros de generación, etc.

En generación, la dispersión de costos unitarios de plantas hidroeléctricas es considerablemente mayor que la de plantas térmicas. Ello confirma la experiencia de otras regiones. En efecto, un estudio reciente de costos de instalaciones en los Estados Unidos revela que, mientras el costo por kilovatio de las plantas hidroeléctricas varió desde 100 hasta 600 dólares, en el caso de las plantas térmicas esa variación fue sustancialmente menor, desde un mínimo de 120 hasta un máximo de 250 dólares. En el caso de América Latina, el costo de las plantas hidroeléctricas varía desde unos 200 dólares en los casos más favorables hasta 500 (siempre midiendo la disponibilidad en barras de salida de planta); el de las centrales térmicas, en cambio, oscila entre 150 y 250 dólares.

Conviene notar además que no sólo el margen de variación de costos es mucho menor en el caso de instalaciones térmicas sino que además esta variación se explica en gran parte por las economías de escala. Así, mientras el programa recomendado para la Argentina por un grupo de consultores designados al efecto arroja un promedio para el costo de generación térmica de 150 dólares por kilovatio instalado en virtud de tratarse preponderantemente de instalaciones de gran capacidad, este valor aumenta hasta duplicarse a medida que el tamaño de las unidades se reduce en virtud de las menores dimensiones del mercado consumidor en países de escasa potencialidad económica.

A los efectos del costo de instalación de la potencia a reponer, teniendo en cuenta que la misma será

prácticamente en su totalidad térmica y que el tamaño de las nuevas unidades tenderá a aumentar, se ha aceptado un valor promedio de 200 dólares por kilovatio.

En lo que se refiere al transporte de la energía desde el centro de generación hasta el de consumo, la importancia relativa de los costos fijos correspondientes a este rubro dentro del costo total del programa eléctrico dependerá, como es natural, de la proporción de la hidroelectricidad dentro del parque de generación y de la distancia entre las plantas hidráulicas y los grandes centros urbanos del país de que se trate. También aquí existe gran diversidad en América Latina, tanto en lo que se refiere a la importancia de la generación hidráulica (desde programas de expansión casi totalmente térmicos hasta programas con un 75 por ciento de nueva capacidad hidráulica), como a las distancias hasta los centros de consumidores (relativamente cortas en el caso del Brasil y largas en el de la Argentina).

El costo de esas líneas de transmisión (incluyendo subestaciones) parece variar entre 20 000 y 50 000 dólares por kilómetro, según la tensión que se adopte, el volumen de energía a transportar y las dificultades del terreno.

Del análisis de los programas de expansión adoptados o recomendados en los diversos países de la región, a los cuales se han realizado algunos ajustes, se deriva que el costo medio por kW alcanza a unos 415 dólares. (Véase otra vez el cuadro 3.) A lo anterior debe sumarse la reposición, cuyo costo unitario se estima en 200 dólares por kilovatio. De esta manera se llega al total de recursos necesarios, que es del orden de los 13 000 millones de dólares (adición neta de 30 MW a 415 dólares por kW más reposición de 4 MW a 200 dólares por kW), lo que representa una inversión unitaria de unos 380 dólares por kilovatio. Ello puede corresponder a costos por kW, en generación y transmisión, del orden de 300 dólares.

Aun teniendo en cuenta el gran progreso tecnológico en la generación térmica —que ha reducido gradualmente los costos de instalación de la unidad generadora hasta cifras inferiores a los 150 dólares por kilovatio en el caso de grandes unidades con altas presiones y temperaturas— y el hecho de que una gran parte del potencial hidráulico de la región es todavía utilizable a costos relativamente bajos,<sup>3</sup> la cifra promedio resultante es algo baja. Es posible que ello se explique, en todo o en parte, por la omisión en algunos planes eléctricos de la parte correspondiente a las redes de distribución de la energía eléctrica.

Debe tenerse en cuenta que la modernización y expansión de las líneas y redes eléctricas no es meramente una inversión presente adicional que se amortiza con la reducción futura de las pérdidas, sino que hasta cierto punto es sustitutiva de inversiones alter-

<sup>2</sup> Véase también *Algunos problemas en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico (ST/ECLA/CONF.7/L.1.30)*, reproducido a continuación.

<sup>3</sup> Así, para las grandes centrales hidroeléctricas brasileñas en construcción, como Furnas y Tres Marias, se dan costos unitarios del orden de los 200 dólares/kW tomados en las barras de salida de planta.

nativas en el parque de generación. En efecto, dichas pérdidas no sólo alcanzan, en términos de energía, un valor promedio de 17 por ciento —incluyendo tanto pérdidas por transmisión y distribución, como el consumo propio en las plantas de generación—, sino que también, y debido que esas pérdidas son aproximadamente proporcionales al cuadrado del amperaje transportado, la disminución de potencia disponible para el consumo respecto a la disponible en barras de salida de planta alcanzará en horas de punta a más del 20 por ciento. Es evidente, pues, que toda inversión en las líneas de transmisión y en las redes de distribución, tanto primarias como secundarias, que tienda a disminuir la cifra precedente servirá a la vez para reducir la inversión necesaria en nueva capacidad de generación para un mismo nivel de demanda por parte del consumo.

A la subestimación relativa del mejoramiento y expansión de las redes de distribución, que parece observarse en muchos de los planes eléctricos gubernamentales, debe agregarse la experiencia de que los costos estimados en los planes suelen ser excesivamente optimistas. En efecto, un análisis de la frecuencia de los errores relativos demuestra que casi siempre dichos errores en la estimación de costos futuros son por defecto y no por exceso.

De ahí que, aun utilizando en los cálculos una cifra redonda de 13 000 millones de dólares como estimación del monto de inversión bruta en el sector eléctrico necesaria para tener en 1970 una potencia instalada del orden de los 46 millones de kilovatios, convendría tener presente que el monto real puede superar aquella cifra. A esto debe sumarse la posible necesidad de que a mediados de la década se revisen en sentido positivo los programas de algunos países cuya tasa reciente de desarrollo económico ha sido insatisfactoria. Se estima, sin embargo, que dicho monto difícilmente sobrepasará los 15 000 millones de dólares.

En lo que se refiere a la distribución de este monto global entre gastos en moneda local y en divisas extranjeras, el promedio regional de la participación relativa de estos últimos (siempre de acuerdo con lo que resulta de los planes respectivos) es de 38.5 por ciento, oscilando entre el límite inferior de un tercio para el caso del país con mayor capacidad interna para proveer equipos y materiales eléctricos pesados como el Brasil, hasta valores de dos tercios o más en el caso de los países con débil estructura industrial. Es del caso advertir, siquiera sea incidentalmente, el hecho de que la disminución en la participación relativa de los gastos de inversión en moneda extranjera —que es, desde luego, un acontecimiento favorable desde el punto de vista del desarrollo económico general— provoca en algunos casos dificultades desde el punto de vista financiero, pues el financiamiento de las instituciones internacionales, así como el de bancos privados extranjeros y el denominado crédito de proveedores, cubren únicamente los materiales y equipos provenientes del extranjero. De ahí que el financiamiento de los gas-

tos en moneda local resulte a veces difícil de resolver, aparte de que cuando dichos fondos provienen del estado —sea directamente del presupuesto general de gastos o indirectamente a través de bancos gubernamentales de inversión u otras agencias similares— es común que el mecanismo de financiamiento tenga repercusiones inflacionarias en el sistema monetario nacional.

Toca ahora analizar la importancia relativa de la cifra correspondiente a la inversión en el sector eléctrico con respecto al monto total de inversión necesaria para mantener una tasa adecuada de desarrollo económico, así como el volumen disponible de recursos y la parte que puede dedicarse a la capitalización eléctrica que generará el ahorro interno, tanto privado como público, bajo diversas hipótesis. La comparación de ambos valores dará el déficit —si lo hay— que será necesario cubrir de fuentes externas para que la región se desarrolle al ritmo deseado.

En la determinación de estos valores las tres variables macroeconómicas fundamentales son: a) la velocidad de crecimiento del producto, b) la relación producto-capital y c) el coeficiente de ahorro interno.

Se vio anteriormente que los planes de expansión de la capacidad eléctrica durante la próxima década eran, *grosso modo*, compatibles a la vez con la extrapolación de la experiencia de los últimos años y con la proyección del consumo utilizando una hipótesis “media” de crecimiento, tanto en lo que respecta al aumento del ingreso personal disponible como al ritmo de industrialización de la región (4.5 y 8 por ciento anual, respectivamente).

Interesa tener una perspectiva dinámica de la evolución de este coeficiente sectorial de inversión para la industria eléctrica. Considerando que el coeficiente de electrificación de la economía —es decir, en esta acepción, el número de kWh generados por cada dólar de producto bruto— aumenta con el producto, es decir, que a una determinada tasa de crecimiento de este último corresponde un aumento más que proporcional del consumo eléctrico, ello significa que la inversión en el sector eléctrico deberá ser un porcentaje creciente a través del tiempo del total de inversiones en la economía.

Aun suponiendo que aumenten gradualmente tanto el coeficiente de ahorro como el de inversión, tal como se prevé en la mayoría de los programas de desarrollo de la región, no parecería que ello alcanzase a compensar el incremento en la electrificación. Es, pues, razonable, concluir que durante los próximos años los países latinoamericanos deberán dedicar una proporción creciente —sin duda, mayor que la actual— a la inversión en el sector eléctrico y que, a su vez, esa proporción será tanto más alta cuanto más intenso sea el ritmo de desarrollo económico y de la industrialización pesada.

La experiencia histórica en algunos países de América Latina demuestra que en períodos en que el coeficiente sectorial de inversión se aproximaba al valor

ya mencionado de 10 por ciento, se gozaba en los años siguientes de una situación relativamente satisfactoria en el suministro eléctrico (por ejemplo, México, Venezuela, Chile y el Uruguay en el período más reciente), mientras que en otros países donde el coeficiente estaba muy por debajo de dicho valor se sufrían serias deficiencias en ese suministro (Chile en el período anterior a 1957 y la Argentina).

El esfuerzo financiero que demanda la expansión de un sistema eléctrico para atender debidamente la demanda es considerable por causa del bajo valor de la relación producto-capital y tanto mayor cuanto más elevada es la tasa de crecimiento de la demanda que debe satisfacer.

En el caso de la industria eléctrica, la relación producto-capital depende: a) del costo de inversión inicial por kW instalado, b) del precio de venta unitario de la energía producida y c) del grado de utilización de la potencia instalada.

Las necesidades anuales de inversión dependerán a su vez, en esencia, del costo unitario por kW y de la tasa de expansión del sistema requerida por la demanda. Una de las fuentes del financiamiento de dicha inversión son los beneficios derivados de la explotación que resultan del nivel de las tarifas, del porcentaje de utilidad unitario (por kWh vendido o producido) sobre dicha tarifa y del volumen de la energía vendida.

Para tener una idea del orden de magnitud de las cifras respectivas, puede mencionarse el hecho de que, partiendo de las cifras de consumo eléctrico de América Latina para 1959 y admitiendo un incremento anual de 11 por ciento en la demanda, cada milésimo de dólar de utilidad por kWh vendido entre 1960 y 1970 generaría en el período 1 000 millones de dólares. De aquí pueden deducirse fácilmente los niveles de utilidad que serían necesarios para diversos grados de autofinanciamiento de la inversión total requerida.

##### 5. El financiamiento eléctrico y el balance de pagos

El efecto de la expansión requerida del sistema eléctrico de América Latina sobre su balance de pagos es un aspecto de suma importancia en cuanto se relaciona con la política comercial de los gobiernos de los países —tanto dentro como fuera de la región—, y de las instituciones financieras internacionales.

Los dos rubros principales de la generación eléctrica que inciden sobre el balance de pagos son: a) la importación de equipos y maquinaria para las instalaciones de generación, transmisión y distribución, y para la utilización de la energía eléctrica, y b) la importación —o, en el caso de países productores, la disminución en las exportaciones— de combustibles.

Ya se vio que, de acuerdo con los planes de los diversos países y, en particular, de los principales productores de energía eléctrica, la inversión bruta prevista para generación y distribución la próxima década alcanzará por lo menos a unos 12 000 millones de dólares, de los cuales algo menos de un 40 por ciento co-

rresponde a importaciones, o sea unos 500 millones de dólares por año.

Compárese la cifra resultante con la capacidad corriente para importar de la región —igual al valor de las exportaciones más el saldo neto de la cuenta de servicios—, que fue en 1959 de 7 140 millones de dólares. Si la capacidad para importar se mantuviese invariable en términos absolutos, resultaría que, en promedio, la importación de equipo eléctrico no destinado a la utilización de la energía requerirá algo menos del 7 por ciento de las divisas disponibles de la región. Esta sería una hipótesis extrema, ya que es sumamente improbable que la región pueda mantener un ritmo adecuado de desarrollo si permanecen invariables tanto el cuántum como el valor de sus exportaciones, que es el principal componente de la capacidad para importar.

Para formular una hipótesis algo menos pesimista hay que analizar la evolución reciente de dichas exportaciones en relación tanto con el producto bruto interno de la región como con el total de las exportaciones del mundo occidental. En el quinquenio 1955-59 la relación entre el valor de las exportaciones y el producto bruto, ambos expresados en moneda corriente, se redujo desde 14.5 por ciento en 1955 hasta 11.4 por ciento en 1959. Este fenómeno no se debe tanto a la menor participación de las exportaciones en el producto bruto, en cuanto se refiere a los índices físicos, como deterioro de la relación de precios del intercambio.

Extrapolando hasta fines de la década tanto la tendencia reciente de incremento en el producto bruto (4.5 por ciento en valor constante) como la contracción en la participación relativa de las exportaciones en dicho producto, resulta para las exportaciones a fines de la década un promedio anual del orden de los 11 600 millones de dólares.

A una cifra similar se llega analizando la participación relativa de América Latina en el comercio visible internacional. Si se comparan las exportaciones de la región con el total de las exportaciones mundiales (ambas en valor *fo**b*), se observa que dicha participación declinó desde 11.8 por ciento en 1950 hasta 8.1 por ciento en 1959.

Procediendo en forma similar a la anterior —o sea extrapolando la tendencia del período reciente tanto en lo que se refiere a la expansión del comercio internacional como respecto a la contracción en la participación relativa de América Latina—, se llega a un valor de 11 200 millones como monto de las exportaciones de la región a fines de la década.

Si al mismo tiempo se supone que el saldo neto negativo de la cuenta de servicios aumentará gradualmente hasta 1 500 millones, sobre todo en virtud del aumento en los pagos financieros gubernamentales, se llega a un valor del orden de los 10 000 millones de dólares como cifra estimativa de la magnitud de la capacidad corriente para importar de la región hacia 1970.

Suponiendo una tendencia lineal en el crecimiento de la capacidad para importar durante la década, desde unos 7 000 hasta 10 000 millones de dólares, el total durante el período sería de 85 000 millones, cifra respecto a la cual las importaciones de equipo y material para la producción y distribución de electricidad, que serían del orden de los 5 000 millones, representarían algo menos del 6 por ciento.

Interesa también relacionar las necesidades en moneda extranjera del equipamiento eléctrico, con las importaciones de la formación de capital en general, y el efecto de ambas sobre el balance de pagos de América Latina.

La importación de bienes de capital durante el último quinquenio ha representado alrededor de un tercio de las importaciones totales de América Latina. El principal aumento absoluto se registra en el rubro de maquinaria y equipo para la industria, que absorbe actualmente más de la mitad del total.

La formación bruta interna de capital fijo fue de unos 10 000 millones de dólares en 1957-58 (a precios de 1950, pues en dólares de valor corriente sería de unos 12 000 millones), cifra que comparada con el producto bruto interno para el mismo período resulta en un coeficiente de inversión del orden de 1/6.

Comparando estos valores con el de las importaciones de bienes de capital, resulta que el contenido de importaciones de la formación de capital ha sido en los años más recientes del orden del 25 por ciento. Este porcentaje promedio es bastante inferior al que se ha estimado para el sector eléctrico en particular, donde el contenido de importaciones llega al 40 por ciento.

Es de notar que a un aumento determinado del producto corresponde una expansión más que proporcional de la capacidad eléctrica, mientras que la capacidad para importar tiende a aumentar menos que el producto. Resulta de ello que cuanto mayor sea la tasa de crecimiento de América Latina en los próximos años, mayor será también el efecto relativo del desarrollo eléctrico sobre el balance de pagos de la región, a menos que la sustitución de importaciones en los renglones de material eléctrico alcance a compensar el efecto conjunto de los fenómenos señalados.

Véase ahora el rubro de combustibles. Del total de energía generada en 1959, poco menos de la mitad fue de origen térmico, compensándose la mayor capacidad instalada de equipo térmico con relación al hidráulico con el menor grado de utilización de aquél. El consumo específico de combustible en la generación térmica de ese año fue sumamente alto, estimándose en casi 0.4 kilogramos de petróleo equivalente por kWh, índice de la baja eficiencia de gran parte de las unidades existentes en la actualidad. Resultó así para 1959 un consumo de combustible del orden de 12 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

Al analizar los planes de expansión eléctrica de los países latinoamericanos se vio que la potencia hidroeléctrica prevista para fines de la década era del or-

den de los 24 millones de kilovatios. Se ha dicho también que en un año de condiciones hidrológicas normales esta potencia generaría 115 000 millones de kWh, quedando a cargo del equipo térmico los 85 000 millones restantes.

Recuérdese que la nueva capacidad térmica a instalar durante dicho período y lo que corresponda a la reposición de unidades obsoletas tendrá un rendimiento muy superior al actual, que puede estimarse entre 0.24 y 0.27 kg/kWh. Teniendo en cuenta la existencia del resto de las unidades no reemplazadas —cuyo grado de utilización, sin embargo, cabe presumir que sea menor al promedio del equipo térmico—, puede tomarse un valor cercano a 0.3 kg/kWh como meta razonable a alcanzar hacia 1970.

Bajo estas hipótesis, la generación prevista (unos 85 000 millones de kWh térmicos) requeriría un consumo de combustible del orden de 25.5 millones de toneladas.

Puede aceptarse como valor unitario para dicho combustible el de 15 dólares por tonelada, que se acerca más a las cotizaciones *FOB* que a las *CIF*. En tal caso el monto de los egresos (o disminución de ingresos) en el balance de pagos latinoamericano por concepto de generación térmica sería en 1970 superior a 380 millones de dólares. Suponiendo una variación lineal en el consumo de combustible, desde el nivel de 12 millones de toneladas anuales en la actualidad hasta 25.5 al final del período, el monto global de dichas importaciones (o disminución de exportaciones potenciales) resulta del orden de 2 800 millones de dólares.

Si a los gastos en divisas por concepto de equipo se suman los que se originan por consumo de combustible, resulta que el total alcanza a un 9 por ciento de la capacidad para importar prevista para el período bajo las hipótesis discutidas anteriormente.

En realidad, el verdadero efecto será menor. Así, si aumentara la producción de combustible dentro de la región, la disminución de ingresos en el balance de pagos se computa con respecto a un balance potencial, en el que intervendría la eventual exportación del combustible. En forma alguna sería una disminución real con respecto a la capacidad para importar actual.

El análisis anterior sólo es válido, por supuesto, con respecto a una situación ideal promedio para América Latina en conjunto. La situación en cada país podrá diferir sustancialmente de ese nivel promedio, de acuerdo con una serie de factores, entre los que debe mencionarse la capacidad industrial, el volumen de la producción nacional de combustible, las decisiones en materia de obtención de préstamos en divisas, las inversiones de capital extranjero, etc.

¿De qué manera podría financiarse el componente en divisas que se acaba de analizar de las necesidades de inversión del sector eléctrico? Dada la importancia del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y del Banco de Exportaciones e Importaciones en ese tipo de financiamiento, interesa analizar brevemente el papel que dichas instituciones han jugado en el

pasado y lo que podría esperarse de ellas —así como del recientemente creado Banco Interamericano de Desarrollo— en el futuro próximo.

En el decenio 1950-59, los préstamos de ambas instituciones correspondientes a proyectos de desarrollo eléctrico en América Latina suman unos 600 millones de dólares, de los cuales unos dos tercios corresponden al Banco Internacional y un tercio al Banco de Exportaciones e Importaciones. Teniendo en cuenta que en los próximos diez años se requerirán unos 5 000 millones de dólares de divisas para la expansión eléctrica de la región, resulta claro que, a menos que dichas instituciones, más el Banco Interamericano de Desarrollo, puedan incrementar sensiblemente su ritmo en materia de préstamos eléctricos a los gobiernos latinoamericanos, éstos deberán acudir en proporción creciente a otras fuentes de financiamiento, sea interno o externo.

No parecería muy factible, ni tampoco conveniente, que esas instituciones pudiesen desviar hacia el sector eléctrico créditos que ahora se destinan a otros sectores, pues ya durante el reciente período los préstamos para desarrollo eléctrico representaron en el caso del Banco Internacional casi el 60 por ciento del total de créditos latinoamericanos y en el caso del Banco de Exportaciones e Importaciones, si bien el porcentaje fue menor del 10 por ciento, en cambio los préstamos eléctricos de la región representaron un 57 por ciento del total de créditos eléctricos de dicha institución en el mundo.

La mayor esperanza debe cifrarse, pues, no en una modificación de la estructura de la cartera de préstamos de estas instituciones, sino en una ampliación de sus disponibilidades financieras que les permita atender en mayor proporción las necesidades de los diversos sectores económicos y, en particular, del eléctrico.

El aporte de las instituciones financieras internacionales representó, aproximadamente, una tercera parte de las importaciones correspondientes a la capitalización del sector eléctrico durante la década pasada. Para que se mantenga esta proporción, los préstamos respectivos deberían ascender en el próximo decenio a un promedio algo superior a 150 millones de dólares anuales, lo que parece una meta razonable visto el ritmo de dichos préstamos en los últimos 18 meses.

Quedaría aún un porcentaje sustancial a cubrir, sea por vía de los ingresos corrientes del país en materia de divisas, sea por el aporte de capital privado extranjero. Como antes se dijo, la participación de este último en la capacidad instalada en América Latina ha venido decreciendo con regularidad. De ahí que no pueda esperarse del mismo una participación en este financiamiento de gastos en el extranjero que supere su posición relativa actual, o sea del orden del 20 por ciento. En esta hipótesis, relativamente optimista, el capital privado externo a la región aportaría unos 100 millones de dólares anuales en bienes de capital eléctricos procedentes del extranjero.

Por supuesto que se cuenta también con el crédito

de los proveedores de equipo y materiales, generalmente financiado a su vez por los organismos estatales de promoción de las exportaciones en los grandes centros industriales del hemisferio norte. Sin embargo, estos créditos, aunque ayuden momentáneamente a paliar situaciones precarias en materia de financiamiento externo, no constituyen una solución de fondo, pues se trata en general de operaciones a corto y mediano plazo, poco adecuadas para industrias de alta densidad de capital y largos plazos de amortización, como es el caso de la eléctrica.

#### *6. Algunas observaciones relativas a las decisiones en el sector eléctrico*

Durante muchos años un importante obstáculo para la expansión adecuada del sector eléctrico fue la carencia de estudios serios sobre la situación presente del sector y que incluyesen a la vez planes de acción para el futuro. Tal situación ha mejorado mucho últimamente y ya son escasos los países que no disponen de estudios de esta naturaleza, llevados a cabo por técnicos de los organismos estatales responsables de la labor de programación eléctrica, por organismos internacionales o por empresas consultoras extranjeras.

Hay que distinguir, sin embargo, entre aquellos estudios que al mismo tiempo constituyen planes de acción, por así haberlo decidido los respectivos gobiernos o las empresas estatales encargadas del sector eléctrico, y aquéllos otros que no son más que informes elaborados por especialistas consultados al efecto, pero sin que haya habido aún decisión expresa del gobierno respectivo dándole vigencia al programa recomendado o a algún otro y encomendando su ejecución, o al menos su supervisión y coordinación, a una determinada agencia estatal que tenga a su vez facultades legales y medios prácticos para llevar a cabo dicho encargo. En ausencia de este acto expreso de decisión por parte del gobierno, es obvio que el programa, por bien estudiado y elaborado que esté, sólo es una mera expresión de opiniones por parte de sus autores.

Aun en aquellos casos en que existe una decisión del gobierno adoptando un programa de acción determinado, ha sido frecuente observar en el panorama latinoamericano que los hechos subsiguientes han distado bastante de las previsiones y de la política formulada en el plan, sea por falta de recursos para la financiación de las obras previstas, sea por ausencia de coordinación con las empresas privadas que también participan en la prestación del servicio público, sea por la carencia de una estructura institucional del sector eléctrico que resulte compatible con la ejecución del programa adoptado.

Es corriente, por ejemplo, que los planes incluyan previsiones en lo que respecta a la expansión de la capacidad instalada de las empresas privadas, cuando en realidad dicha expansión está sujeta en la práctica a condiciones previas tales como ajustes de tarifas o modificaciones en las leyes reguladoras de los servicios o

disposiciones que faciliten la captación de capitales nacionales o extranjeros, condiciones que no siempre se cumplen posteriormente en la forma implícita o explícitamente presupuesta en el plan.

También puede tener efectos perjudiciales la demora en escoger entre diversas alternativas posibles que presentan importantes diferencias, de tal modo que una decisión en uno u otro sentido tiene serias repercusiones económicas. Tales son los casos de la Argentina con respecto a la ejecución o postergación de obras como Chocón y Salto Grande, y de México y Venezuela en lo que se refiere a la unificación de la frecuencia de sus sistemas y la integración de las redes de sus ciudades principales con la red eléctrica del resto del país.

Conviene detenerse brevemente a examinar la función de la empresa privada en la programación de la expansión del sector eléctrico y destacar la necesidad de una coordinación adecuada, si se quiere que dicha expansión se realice en forma racional.

A fines de 1959 la participación de las empresas privadas en la potencia instalada de servicio público era de aproximadamente un 54 por ciento. En el curso de 1960 esta participación disminuyó a 42 por ciento en virtud de la expropiación de la empresa cubana y la compra por parte del estado mexicano de las dos grandes empresas eléctricas de capital privado extranjero, medidas que en conjunto representaron una adición del orden de 1.4 millones de kilovatios a la capacidad de propiedad estatal y una reducción similar en la participación de la empresa privada.

Sin embargo, el papel de la empresa privada en la distribución de la energía eléctrica al consumidor y su consiguiente responsabilidad en la modernización y expansión de las redes respectivas, es mayor que en el caso de la generación, pues en algunos casos las empresas estatales son pura o preponderantemente generadoras y venden cantidades sustanciales de energía en bloque a las empresas privadas concesionarias —sobre todo en los grandes distritos urbanos de la región— para que éstas, a su vez, la hagan llegar finalmente al consumidor.

Esto crea un problema en lo que respecta a la programación de inversiones en el sector eléctrico, ya que estas empresas de capital privado, por razones que no es del caso analizar aquí, muchas veces no logran modernizar y expandir la red de distribución a un ritmo acorde con el de la generación y transmisión.

Por último, la variedad de los servicios prestados por los sectores componentes en sus diversas fases de generación, transporte y distribución de la energía hace necesario elaborar sistemas económicos de tarifas que reflejen adecuadamente, a cada nivel, tanto los gastos de capital como los corrientes que demanda la eficaz prestación del servicio.

En la formulación de cualquier programa de expansión del sector eléctrico, uno de los problemas principales consiste en seleccionar el tipo de planta generadora a instalar y, en particular, elegir entre centrales

térmicas e hidroeléctricas. Como este punto ha sido muy discutido, interesa formular aquí algunas precisiones al respecto.

Recuérdese, en primer término, que muy rara vez se presenta el problema de elegir entre una planta térmica y una hidroeléctrica aislada. En la realidad la alternativa es, casi siempre, la expansión de un sistema interconectado de generación y consumo. Lo que corresponde, por consiguiente, es estudiar desde el punto de vista económico el sistema original ampliado con la planta hidráulica y el sistema original ampliado con la planta térmica. En el caso de los programas que comprenden una serie de obras escalonadas a través de un cierto período de tiempo, el problema se complica aún más, pues la incorporación de cada nuevo centro de generación al sistema modifica sus condiciones de funcionamiento y afecta en consecuencia la rentabilidad relativa de la centrales ya existentes.

Se trata de un caso similar al que se presenta en el análisis de programas alternativos de inversión en lo que respecta al sistema económico en general. Debido a la existencia de economías externas, cada inversión en particular afecta la rentabilidad del resto. De ello se deduce que es engañoso analizar los proyectos en forma individual, o comparar sus beneficios optando por uno frente a otro. La solución teóricamente correcta es, pues, comparar los beneficios de los diversos programas alternativos en conjunto.

De la misma manera, en general carece de sentido decir que tal o cual obra hidroeléctrica es más o menos conveniente que la planta térmica equivalente. Lo que debe hacerse es comparar, entre otros, el programa global de expansión eléctrica con la planta hidroeléctrica y el programa alternativo que sustituye a aquélla por una planta térmica.

En segundo término, al analizar los beneficios relativos de dos programas de inversión diferentes en el sector eléctrico, surge el problema de la tasa de interés y los plazos de amortización que se adopten. En general, un plan con mayor proporción de capacidad hidroeléctrica tendrá un costo de inversión más alto y un costo de operación menor que el plan alternativo con mayor proporción de equipo térmico. Como en definitiva se trata de comparar gastos que se producen en diferentes puntos a través del tiempo, es necesario transformarlos a una unidad común aplicando la tasa de interés del capital, que permitirá juzgar acerca de la economicidad de uno u otro programa a través de toda su vida útil. Una menor tasa de interés significa un menor sacrificio en el consumo futuro a cambio del gasto actual y, por lo tanto, favorece la posición relativa de aquellas inversiones con mayor intensidad de capital. Resulta entonces que la influencia de la tasa de interés hace que la energía hidroeléctrica sea relativamente menos favorable en las economías insuficientemente desarrolladas, donde dicha tasa es más alta debido a la mayor escasez relativa del factor capital.

Debe hacerse notar, sin embargo, que el aumento



en la tasa de interés está parcialmente compensado, en el caso de los países poco desarrollados, por los mayores plazos de amortización que puedan tomarse a los efectos de calcular el coeficiente global de carga del capital. Ello se debe a que, en virtud de su estructura de precios, la obsolescencia de los equipos productivos se produce en plazos más largos que en las economías más avanzadas. De ahí que el incremento en el coeficiente de carga del capital sea menor que el aumento en la tasa de interés.

Resulta evidente que, aunque elegir la tasa de interés a adoptar a los efectos de comparación de los méritos relativos de dos o más programas de inversión eléctricos sea un problema sumamente difícil y que no admite una solución puramente cuantitativa, debe tratarse en todo caso de tener en cuenta los factores indicados y no adoptar soluciones simplistas y erróneas, tales como utilizar la tasa bancaria a la cual se consiguen los fondos del extranjero o la tasa bancaria predominante en el sistema monetario interno. Es necesario distinguir entre el costo nominal del capital —sea para el estado o para la empresa privada— y el costo real que significa para la economía en conjunto, en particular porque la elección supone el sacrificio de inversiones alternativas dentro o fuera del mismo sector eléctrico. La rentabilidad de tales inversiones alternativas —por ejemplo, otras grandes obras públicas a realizar por el estado— constituye uno de los criterios adecuados para orientarse respecto a la tasa de interés que debe incluirse en los cálculos.

Conviene también recordar que, cuando se trata de obras de uso múltiple —como las hidráulicas— la inversión correspondiente al aprovechamiento eléctrico debe quedar disminuida en función de los otros beneficios que esas obras pueden prestar.

Del análisis de los planes latinoamericanos de expansión eléctrica parece concluirse que no suelen hacerse cálculos de esta naturaleza. En algunos casos existen razones de índole práctica. Una de ellas es que resulta difícil para el gobierno realizar gestiones ante organismos de financiación internacionales respecto a proyectos alternativos de inversión que pudiesen utilizar el exceso de fondos de un plan predominantemente hidráulico respecto a otro térmico, por falta de estudios similares a los eléctricos para otras inversiones de carácter público.

Aun suponiendo que se hubiese elegido una tasa de interés adecuada que pudiese representar la productividad marginal de los recursos de inversión al nivel que se está analizando, no debe olvidarse que al efectuar un análisis comparativo sobre la base de costos promedio anuales se está ignorando en gran parte el problema de las prioridades a través del tiempo. Así, en América Latina, como en muchas otras regiones del mundo, se advierte la necesidad de una fuerte elevación a corto plazo en el ritmo de aumento del producto. En la situación actual, el cómputo de necesidades de inversión supera el nivel presente de ahorro, no tanto porque el coeficiente de ahorro sea bajo sino

porque lo es el producto. En estas condiciones, puede pensarse en concentrar los recursos invertibles en aquellas obras que contribuyan a elevar con más celeridad el producto global y que no tienen por qué coincidir con las que serían más rentables en el largo plazo.

Esto ilustra un punto fundamental en la selección entre obras hidráulicas y térmicas dentro de un plan de expansión eléctrica. En la abundante controversia sobre el tema no siempre han resultado claras las posiciones sustentadas en lo que respecta a las hipótesis que se adoptaron. La distinción fundamental, desde el punto de vista que aquí se desea destacar, es la siguiente: un plan de inversiones destinado a elevar al máximo el producto en 1965 puede ser muy diferente (en casos excepcionales puede coincidir) de otro plan cuya meta sea la misma para 1985.

En consecuencia, si lo que concierne principalmente al gobierno, por determinadas razones, es la productividad de la inversión a corto plazo, comparar los valores presentes de los beneficios netos a través de toda la vida de las plantas respectivas ya no constituirá un criterio válido para la decisión.

## 7. Análisis del costo de la expansión y del coeficiente sectorial de inversión

### a) Argentina

En la sección respectiva de la Parte B de este informe se analizan las conclusiones del informe de los consultores sobre el desarrollo eléctrico argentino y se establece la necesidad de ampliar las metas allí fijadas en cuanto a la expansión eléctrica.

Se llega a la misma conclusión estudiando los aspectos financieros del programa respectivo. El monto de la inversión total propuesta por los consultores para la década 1960-70 (735 millones de dólares) parece reducido si se compara con la inversiones presupuestadas por otros países de América Latina tomando en consideración los diversos factores que condicionan el desarrollo del sector eléctrico y las diferencias en los costos unitarios del kilovatio instalado. (Véase el cuadro 5.)

También surge la insuficiencia de las metas señaladas si se relaciona la inversión en el sector eléctrico con el total de la inversión bruta fija durante el decenio suponiendo una tasa de desarrollo de 4.5 por ciento anual y un coeficiente de inversión de 21 por ciento (valor éste correspondiente a 1959). Bajo tales hipótesis, la inversión de 753 millones de dólares equivaldría a un 3.3 por ciento de la inversión total, porcentaje sumamente reducido en comparación con el que se ha calculado para los otros países del área (véanse las otras partes de esta misma sección y el cuadro 5) y no mucha más alto que el del decenio 1945-55, en que fue de 2.33 por ciento, con las consecuencias que son bien sabidas.

Desde el punto de vista de la decisión gubernamental, parece necesario adoptar a la brevedad posi-

Cuadro 5

AMÉRICA LATINA: INVERSIONES NETAS NECESARIAS  
PARA CUMPLIR CON EL PROGRAMA DE  
EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO HASTA 1970

País	Inversión (Miles de mi- llones de dóla- res)	Adición de po- tencia (Millo- nes de kW)	Inversión unitaria (Dóla- res por kW)	Coefi- ciente sectorial de in- versión (Porcen- taje)
Brasil . . . . .	4.44	10.1	440	6.6
México . . . . .	2.0	5.3	380	9.0
Argentina . . . . .	1.25	3.3	380	5.6
Chile . . . . .	0.65	1.5	435	10.0
Venezuela . . . . .	1.1	2.5	440	5.5
Colombia . . . . .	0.7	2.2	320	7.3
Cuba . . . . .	0.85	2.3	370	7.5
Perú . . . . .	0.4	1.3	310	7.5
Uruguay . . . . .	0.3	0.6	500	—
Centroamérica . . . . .	0.3	0.5	600	...
Otros países . . . . .	0.5	1.1	455	...
<b>Total . . . . .</b>	<b>12.49</b>	<b>30.7</b>	<b>407</b>	

FUENTE: Programas nacionales de electrificación ajustados según se indica en el texto.

NOTA: Los costos unitarios de inversión que resultan del análisis de los programas de los diversos países están razonablemente cerca de los valores que se mencionan en *Precios y costos en la industria de la energía eléctrica de América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.51), documento reproducido *infra*, pero son bastante inferiores a los calculados por R. Salazar en el documento *Fabricación de equipo y materiales para generación y distribución de energía eléctrica en América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.6.1). La diferencia radica principalmente en los gastos asignados a la mejora y ampliación de las redes de distribución, que en la mayoría de los programas gubernamentales son del orden de los 100 dólares por kilovatio, mientras que en el documento últimamente citado se suponen superiores a los 300 dólares, aunque en éstos se incluye también la transmisión en alta tensión. Es de creer, como se ha señalado repetidamente, que los programas de los países latinoamericanos tienden a subestimar la inversión en distribución. Aun así, parece difícil que se llegue a superar el promedio de 500 dólares por kilovatio para el total de los sectores de generación, transmisión y distribución.

ble un criterio definitivo respecto a las obras de El Chocón y Salto Grande<sup>4</sup> y, en caso de aprobarlas, un orden de prioridad. Una vez resuelto este punto previo, será imprescindible abocarse al cumplimiento estricto de las metas fijadas por el programa seleccionado. Estas metas parece necesario incrementarlas en no menos de un 50 por ciento respecto a las contenidas en el programa recomendado por los consultores.

De ahí que en el cuadro 5 haya sido prevista una adición neta de potencia para el decenio de 3.3 millones de kilovatios, correspondiente a una inversión total de 1 250 millones de dólares. Esta última suma comprende una sobreinversión de 150 millones de dólares con respecto a la planta térmica equivalente por concepto de la realización de una u otra de las dos grandes obras hidroeléctricas a que se ha hecho referencia. El costo unitario de inversión resulta entonces de 380 dólares por kilovatio y el coeficiente sectorial de inversión eléctrica de 5.6 por ciento. Se comprueba así que, pese al aumento previsto en las metas

<sup>4</sup> Las autoridades argentinas continúan estudiando las posibilidades de desarrollar los recursos hidroeléctricos del sistema del Río Negro. Para estos efectos se están considerando una solicitud de préstamo que se presentaría al Banco Interamericano de Desarrollo, así como otras formas de financiamiento externo.

del programa eléctrico, el esfuerzo relativo de inversión en el sector sigue siendo en la Argentina menor que en la mayoría de los otros países de América Latina. (Véase de nuevo el cuadro 5.)

El informe de los consultores descarta la construcción de Salto Grande y El Chocón para el período que termina en 1969, fundándose en la mayor inversión que esos proyectos requerirían. El criterio del costo anual da resultados favorables para El Chocón hasta una tasa de interés de 6.2 por ciento sin considerar el uso múltiple y hasta el 10 por ciento considerando los beneficios de regulación de crecidas y riego. En el caso de Salto Grande, el costo anual resulta favorable para la alternativa hidroeléctrica hasta una tasa de interés de 13.2 por ciento.

Nótese que las inversiones necesarias para la generación hidroeléctrica parecen un tanto sobrestimadas. La potencia segura que se ha tomado en cuenta a fin de hacer la comparación es la que se estima disponible durante un 99 por ciento del tiempo. Sin embargo, la práctica en muchos países es considerar la potencia disponible un 95 por ciento del tiempo.

En el caso de los proyectos estudiados, preferir la seguridad de 99 por ciento afecta principalmente a Salto Grande, porque disminuye su potencia disponible de 607 MW (con 95 por ciento) a 521 MW (con 99 por ciento). En cuanto a El Chocón, un régimen más regular del río reduce la diferencia de potencia disponible (en este caso desde 761 MW a 715 MW).

Otro factor de sobrestimación de las inversiones lo constituyen las características de las líneas de transmisión. También aquí una seguridad aparentemente excesiva recarga el costo, pues se adoptan dos circuitos cada uno con capacidad del 93.5 por ciento para el caso de El Chocón y del 95 por ciento para Salto Grande. Teniendo en cuenta que ambos proyectos se consideran integrados dentro de un sistema con una capacidad de reserva del 15 por ciento de la demanda máxima, parece claro que en ambos casos puede disminuirse la capacidad de cada uno de los circuitos al 50 por ciento del total.

En tercer término, resulta posiblemente subestimada la inversión requerida para la alternativa térmica, pues no se considera el costo de capital para la producción de combustible.

Resulta evidente, juzgando en general, que la restricción del período considerado a 1969 resta perspectiva adecuada para poder decidir sobre obras importantes y de largo período de construcción como son Salto Grande y El Chocón.

La decisión que se aconseja en el informe de los consultores —postergar Salto Grande y El Chocón para el decenio siguiente— se basa sobre todo en el deseo de lograr el propósito alcanzado en cuanto al abastecimiento de la demanda eléctrica con “una mínima inversión de capital”.<sup>5</sup>

Parece oportuno señalar que ese procedimiento constituye un claro ejemplo de los serios inconvenien-

<sup>5</sup> Informe de los consultores, vol. I, p. 115.

tes que provoca elaborar un programa de expansión sectorial en forma aislada, sin integrarlo dentro de un marco armonioso de desarrollo general del sistema económico que tenga en cuenta en debida forma las relaciones de interdependencia entre los diversos sectores. A fin de convencerse de ello basta llamar la atención sobre el caso extremo de una serie de programas aislados, basados todos ellos en el criterio de la inversión mínima, o sea tratando de ahorrar recursos de capital. Proceder así conduciría a una subutilización de los recursos totales y a un esquema de desarrollo que no aprovecharía en forma óptima la potencialidad del país desde el punto de vista de la formación de capital.

Si al aumentar el porcentaje de capacidad hidroeléctrica en la adición neta de potencia impuesta por un determinado ritmo de desarrollo se incrementa, como suele suceder, el nivel de inversión unitaria, el problema consiste en comparar la productividad marginal de cada uno de los sucesivos insumos de capital correspondientes a diferentes grados de participación de la hidroelectricidad con la productividad marginal de dichos insumos en otras inversiones alternativas, dentro del sector —generación, transmisión o distribución— o fuera de él.

Ello es tanto más necesario cuanto que, como es el caso de la Argentina, la experiencia poco afortunada de algunos países dentro y fuera de América Latina demuestra que el relativo estancamiento de las áreas que se ha dado en llamar insuficientemente desarrolladas proviene, tanto o más que de la escasez de recursos de capital, de una falta de racionalidad en la distribución sectorial de tales recursos.

#### b) *Brasil*

El costo de la expansión de capacidad instalada de 5.3 millones de kilovatios en el período 1957-66 es estimado —según cálculos del Banco de Desarrollo Económico a los que se han hecho algunos ajustes, sobre todo en lo que respecta a los gastos en las redes de distribución— en 2 340 millones de dólares, o sea a un costo unitario de 440 dólares por kilovatio.

De este total, dos tercios corresponden a gastos en cruceros y un tercio a gastos en divisas extranjeras. Es interesante notar que esta distribución porcentual de gastos en cuanto a su destino es similar a la de Chile. Ocurre, en efecto, que la mayor participación de la hidroelectricidad en el programa chileno —que tiene un menor componente de importación— compensa el grado más reducido de autoabastecimiento en bienes de capital de la industria eléctrica con respecto al Brasil.

A base del producto bruto histórico de los tres primeros años de dicho período y admitiendo una tasa de desarrollo de 5 por ciento para el resto y un coeficiente de inversión de 15 por ciento —igual al de 1959— la inversión eléctrica representaría un 6 por

ciento del total. Este coeficiente sectorial para el decenio es inferior al de 1957-59, en que fue de 8 por ciento. Esto parece indicar que, a diferencia de lo que sucede en la mayoría de los otros países latinoamericanos, el Brasil ya ha realizado un intenso esfuerzo de electrificación, como se prueba por el hecho de que a fines de 1959 tenía en proceso de construcción obras por un total de 4 millones de kilovatios de potencia.

#### c) *Colombia*

Las inversiones necesarias en el quinquenio para alcanzar en 1965 una potencia instalada total de 1.6 millones de kilovatios serían de unos 1 700 millones de pesos de los cuales un 53 por ciento correspondería a las cuatro principales empresas de servicio público, un 32 por ciento a Electraguas y otras empresas estatales y el resto a los autogeneradores.

De la inversión total, un 55 por ciento corresponde a gastos en moneda local y el resto en moneda extranjera.

Si el producto bruto interno, que en 1959 alcanzó el nivel de 23 000 millones de pesos, se incrementase a un ritmo de 5 por ciento anual, como se postula en el Plan Cuatrienal, el producto del quinquenio 1961-65 alcanzaría a 140 000 millones. Si el coeficiente de inversión bruta total, por su parte, se mantuviese al nivel de 1959, la inversión eléctrica sería un 7.3 por ciento de la inversión total.

#### d) *Cuba*

Las inversiones previstas en el programa de electrificación para el quinquenio ascienden a unos 303 millones de pesos, de los cuales un 24 por ciento corresponde a generación, un 31 por ciento a distribución y el resto a subestaciones y líneas de transmisión. Las dos terceras partes del costo total corresponde a materiales importados.

En lo que se refiere a costos unitarios, se indica un valor de 35 500 pesos por km para las líneas de transmisión de 110 kV y de 109 pesos por kW para las plantas de generación. Puede apreciarse claramente lo reducido de este último valor, aun teniendo en cuenta que se trata de plantas térmicas relativamente grandes.

Para tener una idea del orden de magnitud de este esfuerzo de inversión sectorial en términos relativos, téngase en cuenta que para una tasa anual de incremento en el producto bruto interno, excluida la industria azucarera, como la supuesta en el programa (13 por ciento), el total del producto en los cinco años que terminan a fines de 1965 sería de 17 300 millones de pesos. A esa cifra hay que agregar la contribución del sector azucarero, con una producción estimada promedio de 6 millones de toneladas anuales y un precio de 100 pesos por tonelada. Sobre el total de 20 300 millones, la inversión eléctrica representaría aproximadamente el 1.5 por ciento del producto y, si el coefi-

ciente de inversión bruta global fuese de 20 por ciento, el 7.5 por ciento de dicha inversión.

#### e) Chile

Según estimaciones de la Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (ENDESA),<sup>6</sup> su inversión total en el decenio, para elevar su capacidad desde los niveles actuales hasta 1.4 millones de kilovatios en 1970, será de unos 343 millones de dólares. De este total, los gastos en moneda extranjera representarían una tercera parte. Por su parte se prevé que la Compañía Chilena de Electricidad (CCE), subsidiaria de American and Foreign Power, invertiría entre 200 y 250 millones de dólares, la mitad en moneda extranjera. Esta inversión corresponde a la instalación de la planta termoeléctrica de Renca y a otra que se construiría en la zona de la costa Santiago-Valparaíso, así como a la expansión de las redes primaria y secundaria de distribución. Debe notarse que la CCE distribuye y vende no sólo su propia energía, sino también un porcentaje apreciable de la energía generada por las centrales hidroeléctricas de la ENDESA y que le es transferida en bloque.

La diferencia entre las componentes de importación en las inversiones de la ENDESA y la CCE se debe principalmente a que el plan de la primera es hidráulico en más de un 95 por ciento.

Así, el costo de la expansión del servicio público en el próximo decenio sería de unos 543 millones de dólares para aumentar la capacidad instalada en 1.2 millones de kilovatios, lo que representa una inversión unitaria de 455 dólares por kilovatio.

A esta suma deben agregarse las inversiones de los autoprodutores y en particular de la minería del cobre, las que —a un costo unitario estimado en 300 dólares por kilovatio (son en su mayoría plantas térmicas con cortas líneas de transmisión y poca inversión en distribución)— arrojarían un monto aproximado de 100 millones de dólares.

El total de la inversión en el sector eléctrico sería, pues, del orden de los 650 millones de dólares, o sea un 10 por ciento de la inversión total, estimada por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) en 6 500 millones de dólares para el período considerado. El promedio global de costos sería de 435 dólares por kilovatio y la inversión eléctrica equivaldría a algo menos de las dos terceras partes de la inversión en el rubro "energía y combustibles", que la CORFO estima en 1 080 millones de dólares.

El hecho de que el coeficiente sectorial de inversión para la electricidad sea en Chile superior a lo que es normal en los programas de otros países latinoamericanos (en general, entre 6 y 9 por ciento) se debe a que la economía chilena se caracteriza por su alto consumo específico de electricidad en relación al producto bruto y también —aunque en un nivel de menor

importancia— a la elevada participación de la generación hidroeléctrica en los programas de expansión.

Como sucede en la mayoría de los países de América Latina, la responsabilidad de la empresa estatal —en este caso la ENDESA— en la expansión de la capacidad del servicio público excede a su participación real. Por consiguiente, para una tasa determinada de incremento en la potencia total, la ENDESA debe programar su presupuesto futuro para un ritmo más elevado de incremento en su propia potencia. A ello se debe que las necesidades financieras sean desproporcionadas con respecto al nivel de ingresos real, aun suponiendo que las tarifas originales sean realistas y ajustadas a los costos.

Como sucede también en el caso de las empresas brasileñas formadas en los últimos años, la ENDESA, teóricamente de capital mixto, en la práctica es un organismo estatal —aunque con un elevado grado de autonomía—, ya que más del 99 por ciento de las acciones emitidas están en manos de la CORFO. Esto tiene la ventaja de permitir la reinversión total de utilidades, ya que el interés del accionista principal no es recibir dividendos, sino incrementar la planta de generación. Por otra parte, dicha situación limita considerablemente las posibilidades de acudir al mercado de capitales privados para atraer ahorros no canalizados por organismos del estado o por el presupuesto nacional.

#### f) México

El programa de obras de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que prevé una adición de 3.3 millones de kilovatios en los próximos cinco o seis años, significará una inversión del orden de los 1 000 millones de dólares. Agregando a ello la inversión prevista por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza (CMLF) —que se estima en 250 millones de dólares para el decenio y que comprende las mejoras y ampliaciones en las redes de distribución del Sistema Central— más lo que invertirá la CFE en los años subsiguientes a la terminación del plan ya mencionado y la expansión del sistema de la ex-Impulsora —que no costará menos de 100 millones de dólares en el decenio—, puede estimarse una inversión global del orden de los 2 000 millones de dólares, de los cuales el 75 por ciento en generación y transmisión y el 25 por ciento restante en distribución. Como esa inversión corresponderá a una adición neta de potencia de 5.3 millones de kilovatios, el costo unitario de la expansión resultaría de 380 dólares por kilovatio.

El coeficiente de inversión de la economía mexicana, que fue en promedio del 14 por ciento en el decenio 1946-55, ha venido aumentando gradualmente en los últimos años hasta llegar a un valor del orden de 16.5 por ciento en 1960.

El producto nacional bruto a precios de mercado fue de 114 000 millones de pesos en 1958. Suponiendo un incremento del 5 por ciento anual a través de la

<sup>6</sup> Véase el Plan de Electrificación aprobado por el directorio de la ENDESA en su sesión del 26 de noviembre de 1958.

próxima década y un coeficiente de inversión de 17 por ciento, levemente superior al de 1960, la inversión total en el próximo decenio llegaría a 22 000 millones de dólares. De ese total, la inversión en el sector eléctrico representaría un 9 por ciento. Este valor del coeficiente sectorial respectivo confirma lo que se observa en todos los países latinoamericanos: el programa de expansión eléctrica para el próximo decenio exigirá aumentar el esfuerzo relativo de inversión en el sector. Téngase en cuenta, en efecto, que en el período 1946-55, México no invirtió más que el 5 por ciento de sus recursos en electricidad, aunque ya en los últimos tres años de dicho período esa participación alcanzó a 6.5 por ciento.

#### g) Perú

Las inversiones previstas en el plan de 20 años elaborado por la misión de *Electricité de France* alcanzan a 14 300 millones de soles a precios vigentes al 1º de enero de 1956, de los cuales el 45 por ciento corresponde a instalaciones de generación, el 18 por ciento al transporte en alta tensión y el 37 por ciento restante a redes primarias y secundarias de distribución. El costo promedio del kilovatio instalado resultaría, pues, de unos 6 000 soles, o sea —a la tasa de cambio vigente en aquel momento (19.3 soles por dólar)— de unos 310 dólares por kilovatio. La mitad de la inversión corresponde a gastos en el extranjero.

Partiendo del nivel del producto bruto interno en 1955 y suponiendo un ritmo anual de 5 por ciento de aumento y un coeficiente de inversión bruta fijo de 20 por ciento, la inversión ya mencionada para el sector eléctrico representa, para el período de tiempo considerado (20 años) un 7.5 por ciento de la inversión total.

#### h) Uruguay

Un programa elaborado recientemente en el Uruguay para el desarrollo eléctrico durante la próxima década<sup>7</sup> recomienda la inversión de unos 150 millones de dólares durante dicho plazo, de los cuales unos dos tercios corresponderían a gastos en divisas extranjeras. Dentro de ese total, un 63 por ciento se destinaría a generación, un 12 por ciento a transmisión y un 25 por ciento a distribución. Debe tenerse en cuenta que el porcentaje correspondiente a generación es relativamente alto en el Uruguay, debido a la preponderancia de la energía hidroeléctrica y al costo de instalación de la misma, que es del orden de 300 dólares por kilovatio de potencia garantizada.

En tales condiciones, la inversión en el sector eléctrico representaría un 8 por ciento de la inversión total necesaria para el desarrollo económico del país durante ese período, estimada a base de un incremento acumulativo anual del 2 por ciento en el producto bruto

por habitante y una tasa demográfica de 1.5 por ciento.

#### i) Venezuela

El Plan Cuatrienal venezolano prevé un incremento anual en el producto bruto del orden de 7 por ciento, superior al del período 1958-60 (5 por ciento) pero inferior al del período anterior a 1958. Si, como se presume, la alta tasa demográfica desciende un 10 por ciento desde el nivel de 3.3 por ciento que tuvo en el último bienio, ello permitiría un ritmo de crecimiento de 4 por ciento en el producto por habitante. El sector de petróleo y minería (sobre todo hierro) se desarrollaría a un ritmo menor que el del resto de la economía, de tal modo que su contribución al producto bruto descendería desde el 29 por ciento en 1958 hasta el 24 por ciento en 1964.

En lo que se refiere al sector manufacturero, el incremento previsto es del 12 por ciento anual.

Para obtener este desarrollo bastante acelerado de la economía venezolana, se piensa invertir en los cuatro años del plan 21 000 millones de bolívares. Esa inversión neta sumada a las asignaciones previstas para consumo de capital fijo, que son del orden del 10 por ciento del producto total, arrojan para el período (junio de 1960-junio de 1964) un total de 36 600 millones de bolívares como inversión bruta total, lo que representa un 23.4 por ciento del producto durante ese tiempo.

Para obtener un ritmo de incremento en el producto de 7 por ciento, debería alcanzarse un coeficiente de inversión de 23 por ciento. La relación producto-capital prevista es, pues, de 0.3, inferior a la estimada para otros países de América Latina.

La posibilidad de alcanzar un valor tan alto de dicho coeficiente, totalmente fuera del alcance de la mayoría de los países latinoamericanos, se explica por lo que se ha dado en llamar la política de "sembrar la renta petrolera". Así, en el mensaje del Presidente de la República al Congreso Nacional (29 de abril de 1960) se expresa: "Al estado corresponde la mayor responsabilidad en la buena inversión de los ingresos del petróleo que, por la característica de ser producto de una fuente perecedera, deben destinarse en su mayor parte a crear nuevas fuentes de ingreso... En el esfuerzo de lograr una mejor programación y un mayor rendimiento dentro del sector público, se ha procurado que los ingresos del fisco que se derivan del petróleo, se dediquen íntegramente a gastos de desarrollo, de modo que aquéllos que se refieren a administración propiamente dicha queden cubiertos con los demás ingresos."

Para alcanzar el nivel de inversiones postulado en el Plan, se supone un aporte de capital extranjero de 2 400 millones de bolívares durante el cuatrienio, o sea algo más del 10 por ciento de las necesidades de capitalización. El resto sería cubierto por el ahorro nacional privado y público. Teniendo en cuenta las necesi-

<sup>7</sup> Véase Hugo R. Giavi y otros, *La economicidad en la producción de electricidad* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.49).

dades de importaciones y el nivel de exportaciones previsto, se necesitaría aproximadamente la misma suma para equilibrar el balance de pagos del período. En consecuencia, coinciden las limitaciones impuestas al ritmo de desarrollo por el nivel de ahorro interno y por la capacidad de pagos externos.

Tales son, en un panorama somero, los objetivos e hipótesis fundamentales del Plan. Las inversiones que se programan en el sector eléctrico alcanzan para el total del servicio público a 1 050 millones de bolívares, de los cuales dos tercios corresponden a los organismos estatales. Estimando que en el mismo período los autogeneradores instalen unos 100 MW más a un costo promedio de 300 dólares por kilovatio, el total de la inversión sectorial sería de 1 150 millones de bolívares. Esta última cifra, con respecto al nivel de inversión neta total de 21 000 millones, equivale a un coeficiente sectorial de 5.5 por ciento.

Se trata de un valor inferior al correspondiente de otros programas, lo que se explica teniendo en cuenta el elevado valor del coeficiente de inversión total. Aun así, es el doble del coeficiente histórico de 1950-59, cuando la inversión eléctrica sólo representó un 2.8 por ciento de la inversión total y el 0.75 por ciento del producto bruto interno.

Dentro de la inversión del sector público, hasta 1964 se prevé que CADAFE gastará unos 420 millones de bolívares, de los cuales una tercera parte en plantas de generación, con 254 MW adicionales (132 en Guanta, 75 en la ampliación de Puerto Cabello y 47 MW

en instalaciones más pequeñas). El resto de la inversión pública iría al Caroní, a donde se destinan 250 millones de bolívares para las obras de construcción de Guri. El costo final previsto de la represa se estima provisionalmente en 600 millones de bolívares y correspondería a una tercera parte de la obra total que, como se ha dicho, permitirá instalar unos 4 millones de kilovatios.

En lo que se refiere al costo de la expansión de la capacidad instalada —desde 1.3 a fines de 1959 hasta los 3.8 millones de kilovatios estimados para 1970—, puede calcularse en un orden de magnitud de los 1 100 millones de dólares. Esa cálculo se basa fundamentalmente en las previsiones de *Electricité de France*, para el programa de CADAFE y del Caroní en la hipótesis de la interconexión de Guri con Caracas antes de que acabe la década, sumando a los valores así obtenidos la expansión de la planta de Caracas hasta el momento de la interconexión y la inversión estimada de los autogeneradores.

De la comparación de esta cifra con la correspondiente al período del Plan Cuatrienal, parece deducirse que el esfuerzo financiero será mayor en la segunda mitad de la década y que posiblemente habrá de incrementarse el coeficiente de distribución sectorial de inversión para el sector eléctrico. Es lógico que así ocurra si se considera que en dicho período se proyecta realizar las más grandes obras hidroeléctricas y la integración de la red nacional, todo lo cual exige inversiones relativamente considerables.

## B. ANÁLISIS CRÍTICO DE LOS PROGRAMAS DE EXPANSIÓN ELÉCTRICA

A continuación se analizarán en forma más o menos detallada, y teniendo en cuenta la información disponible en cada caso, una serie de quince países que comprenden el 96 por ciento de la capacidad instalada y el 98 por ciento de la energía eléctrica producida en 1959.

Se ha presentado especial atención al grupo de los cinco principales productores (Brasil, Argentina, México, Venezuela y Chile, por orden descendente de sus capacidades instaladas a fines de 1959), que comprenden las tres cuartas partes de la potencia instalada y las cuatro quintas partes de la energía generada de la región, según el detalle que figura en el cuadro que sigue.

Se notará que, debido a las sensibles diferencias

País	Capacidad instalada en 1959 (Millones de kW)	Generación en 1959 (Miles de millones de kWh)	Grado de utilización (Horas/año)
Brasil . . . . .	4.1	21.1	5 400
Argentina . . . . .	3.0	9.8	3 200
México . . . . .	2.7	9.8	3 600
Venezuela . . . . .	1.3	4.3	3 300
Chile . . . . .	1.1	4.6	4 200

en los grados de utilización, el orden de la tabla de potencias instaladas difiere del de la tabla de energía generada. Así, México, aunque con menor potencia instalada que Argentina, generó una cantidad igual de electricidad y Chile compensó ampliamente su menor potencia instalada con respecto a Venezuela, superando el nivel de producción de ésta.

Para comparar, aunque sea en forma aproximada, los programas de expansión adoptados o recomendados en los principales países del área con las necesidades de potencia instalada que surgirían de las diversas proyecciones y previsiones realizadas, se ha preparado el cuadro 6 sobre la base siguiente:

1. La columna  $P$  (1959) representa la potencia total instalada en cada país a fines de 1959;

2. La columna  $P_1$  representa la potencia instalada necesaria para satisfacer en 1965 los requerimientos de generación que resultan de extrapolar la tendencia del decenio 1950-59. A estos efectos, se han tomado los mismos grados de utilización del año 1959, estimándose que las posibles mejoras en los mismos pueden compensarse con los aumentos necesarios en los escasos márgenes de reserva actuales;

3. Las columnas  $P_2$ - $P_3$  y  $P_4$  corresponden a las potencias instaladas que resultan de las generaciones requeridas para dichos países conforme a diferentes hi-

Cuadro 6

## AMÉRICA LATINA: CUADRO COMPARATIVO DE POTENCIAS INSTALADAS EN ALGUNOS PAÍSES

(Millones de kilovatios)

País	P(1959)	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub> -P <sub>3</sub>	P <sub>4</sub>	P <sub>5</sub>
Año 1965					
Brasil . . . . .	3.9	7.3	4.8-6	5.1	8
Argentina . . . . .	3.0	4.7	7.2-9.1	7.7	4
México . . . . .	2.7	4.4	3.7-4.8	4.0	5.5
Venezuela . . . . .	1.3	3.1	2.7-3.2	2.9	2.2
Chile . . . . .	1.1	1.4	1.5-1.7	1.6	1.7
Año 1970					
Brasil . . . . .	3.9	12.0	6.2-8.7	7.0	14.0
Argentina . . . . .	3.0	6.6	11.6-21.2	15.4	5.5
México . . . . .	2.7	6.7	5.1-7.2	5.7	8.0
Venezuela . . . . .	1.3	6.4	5.4-7.8	6.0	3.8
Chile . . . . .	1.1	1.8	1.9-2.5	2.1	2.6

pótesis de desarrollo económico; P<sub>2</sub>-P<sub>3</sub> serían los puntos extremos del intervalo, o sea los correspondientes a las hipótesis "mínima" y "máxima" mientras que P<sub>4</sub> corresponde a la hipótesis "media".

4. La columna P<sub>5</sub> es la previsión de la potencia instalada para el año en cuestión prevista en el programa respectivo de desarrollo eléctrico.

Del análisis de las cifras del cuadro precedente se infieren algunas consideraciones de interés que trataremos de resumir. En primer término, respecto a las columnas tercera y cuarta se repiten, como es natural, en el caso de la Argentina y el Brasil, las anomalías que ya se discutieron al examinar las proyecciones de la generación de energía para diversas tasas de desarrollo económico; no volveremos pues sobre este punto.

De la comparación de las columnas segunda y quinta, resulta que dos de los países tendrían programas de expansión que serían relativamente inadecuados para satisfacer un ritmo de desarrollo eléctrico como el experimentado en el quinquenio pasado lo que, en general, parecería ser un requerimiento mínimo. En el caso de Venezuela ello no es así, pues la tasa de crecimiento de la demanda en el quinquenio 1955-59 (así como el del producto bruto) fue excepcionalmente elevada y difícilmente se repetirá, como ya está demostrando la experiencia de 1960 y 1961. Este argumento no vale en el caso de la Argentina y ello vuelve a confirmar la conclusión a que llegamos al tratar el caso particular de dicho país, o sea que debería encararse un programa eléctrico más ambicioso y más adecuado al nivel de desarrollo necesario durante los próximos años.

Conforme a los programas analizados para los diferentes países, alrededor de un 60 por ciento de la adición de capacidad será hidroeléctrica. Se acentuará así su leve preponderancia en la actualidad. El grado en que ésta se incremente dependerá sobre todo de la decisión de la Argentina con respecto a la obra de El Chocón y de dicho país y del Uruguay con respecto al

Salto Grande; según lo que suceda con las mismas la capacidad hidroeléctrica a fines de la próxima década participará en una proporción entre el 55 y el 62 por ciento.

Interesa notar, por la evolución o cambio que ello significa en los últimos años, la ausencia de centrales nucleares dentro del programa de expansión para la década, excepto en el Brasil. Se reproduce así en la América Latina el panorama casi general que señala en la práctica un retroceso relativo en las realizaciones de centrales de dicha base con respecto a las previsiones exageradamente optimistas que se hacían cinco o seis años atrás.

Ello no significa que se haya abandonado el estudio de esta posibilidad; por el contrario, la mayoría de los organismos estatales de planificación eléctrica disponen de técnicos especializados en la materia que siguen atentamente el curso de los acontecimientos en los países desarrollados, particularmente en lo que respecta a la evolución de los costos de instalación y las ventajas comparativas de los diferentes tipos de reactores. Al mismo tiempo se preparan proyectos tentativos y un programa de capacitación del personal técnico, sobre todo en grado superior.

Existen en América Latina muchos puntos y regiones en que prevalecen altos costos de abastecimiento de *fuel-oil* y altos costos (o escasez de recursos) hidroeléctricos para los cuales la generación de energía nuclear puede resultar económica aun cuando no lo sea en regiones fácilmente accesibles o ricas en recursos hidráulicos. Por otra parte, el hecho de que en varias regiones compactas exista ya un volumen muy alto de demanda, permite incluir en algunos sistemas unidades de 150 a 200 MW, o aún mayores, de tipo nuclear asegurando su óptima utilización.

A este respecto cabe observar que si bien la energía nuclear es más parecida a la térmica convencional en cuanto a sus características técnicas de generación, y a su localización en el centro de cargas, presenta también analogías con la hidroeléctrica en lo que se refiere a mayores inversiones unitarias y a su menor repercusión en el balance de pagos a largo plazo, dado que en ambos casos se requiere una alta inversión inicial a cambio de un reducido gasto de operación y, en particular, un ahorro de insumos de origen externo si ha de importarse el combustible.

En el Anexo se formulan algunas consideraciones sobre el análisis comparativo entre una central nuclear y otra térmica convencional, que ilustra la influencia de los principales parámetros del problema.

## 1. Argentina

En 1959 la generación de energía eléctrica fue de 9 800 millones de kWh, con una capacidad instalada de 3 millones de kilovatios, de la cual las tres cuartas partes corresponden al servicio público. El elevado porcentaje de autogeneración no está justificado, como en el caso de otros países, por la distribución geográfica

fica y la estructura del sistema productivo. Por el contrario, la autogeneración está atomizada en una gran cantidad de pequeñas instalaciones diseminadas dentro de la misma área atendida por las instalaciones de servicio público, con la consiguiente falta de economicidad derivada de los recargos en los insumos corrientes y de capital. Por consiguiente, la transferencia al sector de servicio público de una parte sustancial de la demanda que hoy es satisfecha por instalaciones de autogeneración debe constituir una de las metas principales de todo programa eléctrico para el país; con respecto a algunos problemas de análisis y decisiones que ello implica, nos referimos a la parte primera de este estudio.

Una segunda e igualmente importante falla orgánica actual del sistema eléctrico argentino es la baja participación de la hidroelectricidad (7.5 por ciento del total de la potencia instalada), pese a que se dispone de recursos hidráulicos adecuados no solamente para la generación eléctrica sino también para el uso múltiple.

Una tercera meta debe ser la modernización del parque de generación térmica a los efectos de disminuir los elevados consumos específicos de combustible en la actualidad y la mejora y expansión de las redes de distribución para reducir así el elevado nivel actual de pérdidas que es del orden de un 19 por ciento de la energía generada en planta.

Con respecto al segundo punto, conviene señalar que, desde el punto de vista de la estructura del parque de generación, las áreas del Gran Buenos Aires-Litoral y de Resistencia-Corrientes difieren sustancialmente del resto del país ya que en dichas áreas la generación es exclusivamente térmica, mientras que en el resto del país la capacidad instalada es hidráulica en un 60 por ciento.

Las tres metas principales mencionadas antes estaban incorporadas en el programa preparado por CEPAL para 1955-67 y cuyas previsiones, hasta el momento, no se han cumplido íntegramente, en parte porque las hipótesis adoptadas en lo que respecta a la tasa de desarrollo del producto y al ritmo de industrialización no se vieron confirmadas en la realidad y en parte porque el programa de obras recomendado no se hizo efectivo. En cambio, las inversiones en el sector eléctrico continuaron siendo insuficientes, no ya para una política de promoción del consumo o de reducción gradual de la autogeneración, sino hasta para disminuir el déficit considerable de capacidad instalada que ya existía en ese momento.

En lo que se refiere a la insuficiencia del desarrollo histórico del quinquenio 1955-59 con respecto a las metas establecidas en dicho estudio, baste decir que el producto bruto aumentó a un ritmo equivalente al de la población (o sea que el producto bruto por habitante permaneció estacionario), siendo pues su tasa igual a la tasa demográfica del orden de 2.8 por ciento anual, comparado con el 6.5 por ciento fijado como meta. Para la expansión del sector industrial la

meta era de 8 por ciento; el incremento real en el quinquenio fue menos de la mitad de ese valor.

Con respecto al atraso en las obras, examinemos el estado actual de las que la CEPAL recomendaba en 1955: a) se suponía que las ampliaciones de CADE y CIADE con un total de 370 MW estarían terminadas para 1961; solamente una tercera parte de dicha cifra entrará en servicio para esa fecha; b) se suponía que los 600 MW de Dock Sud estarían listos para 1961-62; ello recién será posible para 1964-65 siempre que se solucionen aspectos financieros todavía pendientes; c) se daba por sentado que la central hidroeléctrica de Chocón comenzaría a construirse en 1959 y entraría en servicio en 1963; como es sabido, esta obra no ha sido siquiera contratada; d) para Salto Grande, se suponía que la construcción comenzaría en 1960 y terminaría en 1965. Recién hace pocos meses acaba de contratarse la elaboración del anteproyecto para la licitación respectiva y se ignora cómo se financiará esta obra. Parece razonable suponer, pues, que aun cuando los gobiernos de los dos países interesados estén decididos a llevar adelante la obra (existen importantes problemas relacionados con la distribución de la energía generada en los primeros años sobre los que deberán entablarse negociaciones) la construcción no podrá comenzar antes de 1963 y la puesta en servicio antes de 1968.

Para señalar otro ejemplo coincidente, el Programa de Equipamiento Eléctrico de 1955 a 1965, preparado por la Dirección Nacional de la Energía, incluía 3 500 MW que se instalarían hasta 1965. Apenas se llegará a la tercera parte de esa adición. Antes de enero de 1963 sólo será posible la puesta en marcha de la ampliación de Puerto Nuevo (SEGBA) con 140 MW, más el primer grupo de 120 MW en la Nueva Dock Sud. En resumen, pues, los programas sugeridos para la Argentina no se han cumplido sino en una parte mínima.

#### a) *El informe de los consultores*

En junio de 1960 las firmas consultoras de los Estados Unidos y el Reino Unido, contratadas por el gobierno argentino y el Banco Internacional con la ayuda del Fondo Especial de las Naciones Unidas para realizar un estudio de la situación eléctrica en la Argentina, presentaron un informe cuyo contenido analizaremos por su íntima relación con el objeto de nuestro trabajo.

Dicho informe se refiere a las necesidades de energía eléctrica en seis áreas de la Argentina durante 1960-69. Estas áreas son:

- I. Gran Buenos Aires-Litoral
- II. Córdoba
- III. Mendoza
- IV. Tucumán
- V. Alto Valle del Río Negro
- VI. Resistencia-Corrientes.



Sobre el total de energía generada por el servicio público (7 500 millones de kWh en 1959) estas seis áreas representaban el 92 por ciento; el porcentaje en potencia instalada total era menor, 82 por ciento. Solamente el área Gran Buenos Aires-Litoral absorbía el 80 por ciento de la demanda total de energía, equivalente a un 86 por ciento de la demanda de las zonas comprendidas en el estudio.

Las conclusiones del informe pueden sintetizarse así:

- i) la generación de energía de servicio público en las seis zonas aumentará en los once años del período 1958-69 desde 6 300 hasta 14 000 millones de kWh;
- ii) deberá instalarse en dichas zonas una capacidad adicional de generación de 2.2 millones de kW, de la cual un 84 por ciento deberá ser térmica y el resto hidráulica. Los sistemas de las zonas 1 y 6 seguirán siendo exclusivamente térmicos y la mayor adición hidráulica (128 MW) corresponderá a la zona de Mendoza. Comparado con la capacidad actual de generación se tratará de duplicarlas en los próximos nueve años;
- iii) en materia de transmisión, se propone construir unos 1 700 km de líneas de 132 kV y 1 200 km de líneas de 66 kV;
- iv) las inversiones totales serán:

	Valor (Millones de dólares)	Porcentaje del total
Generación . . . . .	337	45.8
Transmisión . . . . .	126	17.2
Distribución . . . . .	272	37.0
<b>Total . . . . .</b>	<b>735</b>	<b>100.0</b>

El monto relativamente reducido destinado a líneas de transmisión se explica por la ausencia, en el programa, de obras hidroeléctricas de gran envergadura como Chocón y Salto Grande.

Para la conversión de gastos locales a moneda extranjera se ha tomado la tasa de 80 pesos argentinos por dólar. En la referente a generación y transmisión se estima que los fondos en moneda extranjera representarán un 55 por ciento del total. Para las inversiones en las redes de distribución el porcentaje se reduce a 23. Ello dará un total de divisas necesarias de 318 millones de dólares.

La central de Salto Grande, con 770 MW instalados (cuota argentina, o sea la mitad del total), costaría, incluyendo las líneas de transmisión hasta el sistema Buenos Aires-Litoral, 97.5 millones de dólares más que la potencia térmica equivalente. La utilidad media bruta anual sobre dicha inversión adicional se ha estimado en 13.2 por ciento. Aun reconociendo que el costo medio del capital, en términos reales, será in-

ferior a este valor y que por consiguiente la obra es económicamente justificable, los consultores aconsejan su postergación por la escasez de capital a corto plazo.

Chocón, con 900 MW de capacidad instalada, costaría 134 millones de dólares más que la potencia térmica equivalente y la utilidad media anual sobre dicha inversión será solamente de 6.2 por ciento. Para que Chocón produzca energía más barata, a juicio de dicho informe, habrá que asignar parte del costo de la obra a otros beneficios como regulación de crecientes y riego.<sup>8</sup>

Si Salto Grande y Chocón sustituyesen a las centrales térmicas equivalentes (715 MW en el caso de Chocón y 600 en el caso de Salto Grande) la capacidad por instalar en 1960-69 será la siguiente: 1 863 MW hidráulicos más 721 térmicos, con un total de 2 584 MW. El costo total de este programa será de 966 millones de dólares.

Conviene observar que si bien este programa alternativo solucionaría el problema eléctrico argentino para 1969-70, en cambio no significa una alternativa real en los años intermedios ya que, aun en las condiciones más favorable, ninguna de las dos grandes obras hidroeléctricas podría comenzar a entregar energía al Gran Buenos Aires antes del invierno de 1968 y es evidente que bastante antes de esa fecha será necesario disponer de más de 721 MW agregados a la deficitaria capacidad actual.

Parecía conveniente, pues, que en el caso de optarse por aumentar la potencia hidráulica, solamente una de las dos obras se emprendiese de inmediato a los efectos de sustituir el equivalente de potencia térmica del programa recomendado por los consultores.

A juzgar por el análisis que han realizado parece preferirse la obra de Salto Grande. A este respecto, conviene señalar que, dado el reducido nivel de consumo del Uruguay, este país no podría absorber por varios años su respectiva cuota de producción y parecería razonable que, en ese caso, la Argentina sea el comprador del exceso disponible en las condiciones que se convendrían entre ambos países.

Esta consideración, si bien hace más atrayente la obra desde el punto de vista de la Argentina, podría incidir desventajosamente para el Uruguay, ya que este país realizaría una gran inversión de capital que solamente entrará a rendir a largo plazo.<sup>9</sup> Esta asimetría en la posición de ambos países (aparte de los problemas que significaría la eventual sustitución, aunque fuese parcial y transitoria, de la generación térmica de las centrales de Buenos Aires por la hidroeléctrica de Salto Grande en vista de la complicada estructura institucional del parque de generación argentino) obligará a un cuidadoso examen de los aspectos financieros de la obra, otra razón que tenderá a prolongar su plazo de ejecución.

<sup>8</sup> Según un estudio de la CEPAL, el proyecto del Chocón ya incluía estos beneficios.

<sup>9</sup> A corto plazo habría un beneficio parcial por la sustitución de energía térmica de las centrales de Montevideo.

## b) Análisis crítico de las hipótesis y proyecciones

Las comparaciones entre obras hidroeléctricas y térmicas se hicieron, como es lógico, sobre la base de los sistemas estudiados en cada caso, ya que un análisis aislado de las centrales carece de sentido.

A los efectos de los costos iniciales de las obras se sumaron al capital necesario los intereses hasta el final del plazo calculado para la construcción. Estos intereses se computaron a razón de 6 por ciento sobre los gastos en moneda extranjera y de 9 por ciento sobre los gastos en moneda nacional.

Las cargas de depreciación se calcularon conforme al método lineal y la siguiente tabla de vida útil:

	Años
Obras civiles de centrales hidroeléctricas . . . . .	100
Instalaciones mecánicas y eléctricas de centrales hidroeléctricas . . . . .	35
Centrales térmicas, incluyendo obra civil . . . . .	25
Líneas de transmisión . . . . .	30
Subestaciones, incluyendo obra civil . . . . .	25

Respecto a los insumos de combustible, y por indicación del Comité de Dirección del estudio, los consultores tomaron los siguientes precios en moneda argentina por millón de calorías para el combustible puesto en Buenos Aires:

	Moneda argentina	Dólares (A 80 pesos por dólar)
Carbón . . . . .	190-198	3.38-2.46
Fuel-oil . . . . .	155.3	1.94
Gas natural . . . . .	145.6	1.81

En lo que se refiere a la demanda de energía en las zonas de mercado estudiadas, se proyectaron sobre las siguientes bases: a) investigación del desarrollo histórico del consumo, según las estadísticas disponibles y una estimación de la autogeneración; b) análisis de la posible tendencia futura del consumo, clasificado en cuatro clases principales: residencial, comercial, industrial y fiscal (alumbrado, transporte, etc.), fundado en una extrapolación del desarrollo histórico con las correcciones debidas a la estimación de la demanda no atendida y a una tasa de crecimiento del producto bruto de 4.5 por ciento anual y un crecimiento de la industria a la tasa de 7 por ciento anual; c) donde las circunstancias lo aconsejaron, se procedió a estudios especiales de la demanda probable de algunas actividades, como el riego por bombeo, producción de petróleo e industrias de gran consumo de electricidad.

Se llegó así a la generación necesaria en dichas zonas para 1969, de 14 000 millones de kWh; si la proporción con respecto al resto del país se mantuviese, la generación total de servicio público requerida sería de 15 200 millones de kWh.

Sin examinar en detalle las bases de las estimaciones realizadas por los consultores, el resultado conjunto

ya mencionado parecería representar una seria subestimación de las necesidades reales del país. Obsérvese que una generación de 15 200 millones de kWh significa un incremento de 100 por ciento en los diez años siguientes a 1959 cuando, como ya se dijo al principio, la producción fue de 7 500 millones de kWh en los servicios públicos.

No parece que puede considerarse satisfactoria una tasa de incremento en la generación eléctrica de servicio público del orden de un 7 por ciento cuando el producto bruto crecería en un 4.5 por ciento, máxime si existe en la actualidad una gran demanda insatisfecha debido a las restricciones de la oferta a través de varios años y cuando la mayor parte de los programas del resto de los países del área prevén que se duplicará con creces y en muchos casos se triplicará la generación y la potencia instalada en el curso de la próxima década.

No debe olvidarse, además, que el crecimiento de la generación de servicio público, fuera de atender la expansión de la demanda, tendría que sustituir gradualmente la onerosa autogeneración actual.

A la luz de tales consideraciones aparece excesivamente reducida, para la ampliación de capacidad, la meta que los consultores estiman en 2.2 millones de kW.<sup>10</sup> Pese a la mayor utilización de las instalaciones que así se prevén, ese aumento de un 73 por ciento es a todas luces inferior a las necesidades reales que posiblemente requerirán cuando menos la duplicación de la potencia instalada, adición ésta que deberá hacerse, por las razones ya indicadas, casi exclusivamente en el sector de servicio público.

Un aumento del orden de 2.2 millones de kW sería compatible sólo con una prolongación en el estancamiento económico de los últimos años o con una permanencia y aún intensificación de la tendencia a instalaciones de autogeneración onerosas para la economía nacional, ya que la falta de reservas apropiadas en el sistema público actual en los principales centros de consumo deja poco margen para absorber nuevas demandas.

## 2. Brasil

Pese a la importancia de este país dentro del sistema económico de América Latina y, en particular, de su sector eléctrico, donde representa la cuarta parte de la potencia instalada total, solamente se tratará en forma breve de sus programas de expansión en la próxima década, ya que otros varios estudios presentados a este Seminario tratan del mismo tema.<sup>11</sup>

En el Programa de Metas, formulado por primera

<sup>10</sup> Nótese que según dicho informe resultaría que el aumento porcentual en la generación sería mayor que el de la capacidad, lo que no parece probable en virtud de que con una reserva prevista del orden del 15 por ciento desaparecerán las restricciones; con esto el factor de carga tendería a disminuir y no a aumentar.

<sup>11</sup> Véase Carlos Berenbauser, Jr., *La energía eléctrica en el Brasil* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.03); Mario Penna Behring, *Financiamiento de la expansión del suministro de energía eléctrica en el Estado de Minas Gerais* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.36); Antonio José Alves de Souza, *Compañía Hidro Elétrica do São Francisco* (ST/ECLA/CONF.7/L.2.20).

vez en 1956, se señaló como objetivo el aumento de 3 a 5 millones de kW para 1960, lo que se ha venido cumpliendo, aunque con algún retraso (había unos 4 millones de kW a fines de 1959). Si el programa continúa cumpliéndose en forma relativamente normal hasta 1965, lo que parece factible en virtud de la favorable experiencia de los primeros cuatro años y la obra ya en construcción adelantada o comenzada, la capacidad instalada para fines de dicho año será algo superior a 8 millones de kW.

De mantenerse la tendencia de la demanda registrada en la década pasada, será necesario disponer de 14 millones de kW para 1970, o sea que deberán incorporarse 6 millones de kW entre 1965 y 1970, el doble de lo que se prevé para el quinquenio anterior, o sea 1960-65.

Dentro de las centrales nuevas (o ampliaciones importantes de centrales ya existentes) que presumiblemente entrarán en servicio antes de 1966, se destacan por su importancia las siguientes: centrales hidráulicas: Furnas con 1 200 MW, Tres Marias con 520, Peixoto con 400 y Paulo Afonso con 390; centrales térmicas: Cubatão con 390 MW y Piratininga con 250.

Se observa, pues, que más de las dos terceras partes de la potencia por instalar será hidroeléctrica, manteniéndose así el predominio actual de la generación hidráulica en el Brasil.

Dentro del mapa eléctrico brasileño se destaca por su importancia la llamada Región Centro-Sur.<sup>12</sup> Comprende los estados de São Paulo y Río de Janeiro, el Distrito Federal, la zona noreste del estado de Paraná, la zona centro-sur del estado de Minas Gerais y la zona sur del estado de Espírito Santo. Representa el 8.8 por ciento del área y comprende el 42 por ciento de la población total. Pero en el sector eléctrico su importancia es mucho mayor como reflejo de una productividad e ingreso por habitante bastante más elevada que el promedio del país: el potencial eléctrico instalado es del orden de los cuatro quintos del total brasileño.

Dentro de la región Centro-Sur operan los siguientes sistemas:

a) El grupo Light de la Brazilian Traction compuesto por el "São Paulo Light Serviços de Eletricidade" y su asociada la "Companhia Carris Luz e Força do Rio de Janeiro" que, aunque operando con frecuencias diferentes (60 y 50 ciclos respectivamente), mediante una estación convertidora están interconectadas con una línea de 230 kV cuya capacidad de transporte se reduce a 200 MW.

El grupo Light representa las tres cuartas partes de la potencia instalada en 1959 en la región, participación que irá disminuyendo gradualmente con la en-

trada en servicio de las grandes centrales hidroeléctricas y de la región.<sup>13</sup>

Rio Light es el único sistema importante de los que operan en la región Centro-Sur que tiene frecuencia de generación de 50 ciclos.

b) El grupo de Empresas Eléctricas Brasileiras (American and Foreign Power) que comprende la Companhia Paulista de Força e Luz, en el estado de São Paulo, la Companhia Força e Luz de Minas Gerais, que opera en Belo Horizonte, y otras de menor importancia. El sistema de la Companhia Paulista está interconectado en forma precaria con el Sistema Light en Campinas.

Este sistema comprende unos 220 MW de potencia instalada, que se triplicarán con los 400 MW de Peixoto.

c) El sistema de CEMIG (Centrais Eletricas de Minas Gerais) que opera en el estado del mismo nombre, dispone actualmente de 250 MW y prevé una ampliación hasta de 1 350 MW en el próximo decenio. CEMIG fue organizada en 1951 como sociedad anónima con preponderancia del capital estadual pero accesible a los capitales particulares, aunque estos tienen una participación sumamente reducida.

d) El sistema Uselpa-Cherp, del estado de São Paulo, que comprende las áreas correspondientes a los aprovechamientos hidroeléctricos de los ríos Paranapanema y Pardo. Se estima que entre ambos se contará en 1965 con unos 700 MW, aunque solamente el primero de ellos tiene un potencial superior al millón de kW. La política del gobierno estadual consiste en construir un sistema de centrales eléctricas sobre la base de un aprovechamiento integral de los recursos hidráulicos y entregar la energía en bloque para su distribución por parte de las empresas concesionarias que operan en el estado.

A estos cuatro grupos o sistemas se sumará en el curso del próximo quinquenio una sociedad anónima aparte —ya formada pero que aún no produce energía— la Central Eléctrica de Furnas, S. A., bajo control del Gobierno Federal y que cuenta entre sus accionistas principales a la São Paulo Light, al estado de São Paulo a través de la Cía. Hidroeléctrica do Rio Pardo (Cherp) y al estado de Minas Gerais a través de CEMIG. La construcción del aprovechamiento de Furnas fue iniciada en 1958 y se espera poner en servicio la primera etapa, que consiste en cuatro unidades de 137 MW cada una, para fines de 1963. La energía será entregada a 138 kV en las subestaciones reductoras que enlazarán la red de alto voltaje de Furnas con las redes de São Paulo Light, Cherp y Cemig. La mitad de la producción de Furnas será entregada en bloque a CEMIG para distribución en su red. La otra mitad será entregada a São Paulo Light y Cherp.

<sup>13</sup> Es interesante notar que el potencial hidroeléctrico de la región Centro-Sur se estima en un 60 por ciento de los recursos totales del Brasil en esta materia, aunque es de suponer que tal estimación está algo distorsionada por el hecho, bien explicable, de que se ha prestado mucha mayor atención a la investigación de los recursos relativamente cercanos a los grandes centros de consumo.

<sup>12</sup> Para un análisis más detallado de algunos de los puntos de que aquí se trata, véase Mario Lopes Leão, *O suprimento de energia elétrica a Região Centro-Sul e o problema da interligação dos grandes sistemas elétricos existentes*, exposición realizada en el Instituto Eletrotécnico de Itajubá el 12 de octubre de 1958.

Este breve análisis permite destacar el hecho de que la región Centro-Sur del Brasil presenta una situación especialmente adecuada para utilizar las ventajas de una red interconectada de centros de generación y consumo con un repartidor central de cargas. Se aprovecharán así en forma óptima la diversidad de los diagramas de demanda de los consumidores, la heterogeneidad en los regímenes hidrológicos de los ríos y las economías de escala derivadas de la concentración de la potencia en grandes unidades.

A este respecto, la formación de la sociedad anónima de Furnas es un paso considerable, ya que se han reunido en la misma los principales grupos eléctricos que deberán coordinar la operación óptima del sistema interconectado.

En 1966 habrá en la región unos 6 millones de kW sobre el total de 8 estimados para todo el país, y operarán: el grupo Light (que deberá unificar su frecuencia) con unos 2.5 millones, Furnas con 1.2, CEMIG con 0.8 millones (incluyendo los 520 MW de Tres Marias), y los grupos EEB (American Foreign Power) y Uselpa-Cherp (estado de São Paulo) con 700 MW cada uno.

Otros proyectos cuya construcción ya se ha iniciado y que merecen mencionarse son los siguientes:

a) La central nuclear de Mambucaba en la desembocadura del río del mismo nombre, que tendrá 150 y 200 MW. Esta central quedará interconectada al sistema de la región Centro-Sur cuando éste ya cuente con más de 4 millones de kW de potencia instalada, lo que permitirá utilizar dicha central con un alto factor de planta. (Véase el Anexo.)

b) El aprovechamiento hidroeléctrico de Urubupungá sobre el río Paraná, donde la construcción de la primera etapa ya ha comenzado. Esta primera etapa será la central de Jupíá con 1.2 millones de kW. Para este aprovechamiento se ha constituido una sociedad anónima: Centrais Eletricas de Urubupungá S. A. —CELUSA— empresa de economía mixta, con la participación accionaria de los estados de São Paulo —el mayor accionista y consumidor de la energía por generar—, Paraná, Santa Catarina, Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais y Rio Grande do Sul. La potencia instalada final en Urubupungá será de 3 millones de kW.

La primera etapa de Jupíá significa una inversión estimada en 15 600 millones de cruzeiros a precios de 1961. La producción será obtenida con 12 grupos generadores de 100 MW cada uno, empezando a producir los primeros en 1966-67.

c) El plan de electrificación del nordeste organizado por la Companhia Hidro Eletrica do São Francisco (CHESF) en cooperación con el Consejo de Desenvolvimento do Nordeste (CODENO). La primera etapa es la Central Hidroeléctrica de Paulo Alfonso que tendrá para 1965 una capacidad instalada de 390 MW.

d) El plan de electrificación de Río Grande do Sul que de cumplirse normalmente permitirá triplicar en 1966 la potencia instalada actual que es del orden de 200 MW.

Se observa en el Brasil el fenómeno, que es general en América Latina, de una disminución en el porcentaje de generación que corresponde a las compañías privadas y, en particular, a las compañías extranjeras. Así, en 1955 el grupo Light con 1.6 millones de kilovatios y el grupo de la Foreign Power con 0.4 millones, representaban conjuntamente unos dos tercios de la capacidad instalada total del país. Conforme a la marcha de los acontecimientos en el último quinquenio y a lo previsto para el próximo, esa participación se habrá reducido en 1965 a escasamente más que un tercio. Las proporciones relativas en cuanto a la energía entregada al consumo final serán, sin embargo, bastante distintas a las mencionadas y más cercanas a las que rigen hacia 1960, ya que algunas de las centrales más importantes en la región Centro-Sur financiada con recursos públicos, entregarán energía en bloque y alta tensión para que sea distribuida por las compañías de capital privado.

Desde el punto de vista del financiamiento esto significa que el esfuerzo del estado será en el decenio 1955-65 tres veces superior al de las compañías privadas, ya que mientras en dicho período las empresas estatales (o con preponderancia de capital accionario estatal) instalarán 3.4 millones de kilovatios, las privadas solamente instalarán 1.2 millones, si bien éstas deberán ocuparse en proporción mayor de la ampliación de los sistemas de distribución.

Ello tiene como consecuencia que el problema financiero de las empresas estatales sea de mucho mayor gravedad ya que mientras su participación actual en el monto total de energía vendida es menos de la mitad, deben instalar en los próximos cinco años las tres cuartas partes de la potencia adicional. Resulta, pues, que un nivel de tarifas que pueda significar para las empresas privadas un grado satisfactorio de autofinanciamiento de su expansión es en cambio totalmente insuficiente para las empresas estatales que deben acudir a fuentes alternativas de recursos.

### 3. Centroamérica y Panamá

A fines de 1959 la capacidad instalada total de esos seis países era de 430 MW, de los cuales las cuatro quintas partes correspondían al servicio público. Este último, a su vez, con la mitad de su capacidad en instalaciones hidroeléctricas (que, sin embargo, debido a un mejor grado de utilización generaron las tres cuartas partes de la energía producida) produjo en dicho año 1 135 millones de kWh por cuya venta se recaudaron en la región 32 millones de dólares.

Cabe notar que el agrupamiento de estos países por conveniencia estadística y proximidad geográfica no debe hacer olvidar que existen profundas diferencias entre los mismos. En el sector eléctrico, como en otros, la heterogeneidad es acentuada, tanto en los niveles de generación y consumo, como en la estructura del parque de generación o en la altura de las tarifas respectivas. Así, por ejemplo, la capacidad instalada

de servicio público por habitante de Costa Rica, que alcanza a casi 90 vatios por habitante, es diez veces superior a la de Honduras. En El Salvador y en Costa Rica, más del 90 por ciento de la generación es de origen hidráulico; exactamente lo contrario sucede en Nicaragua y Panamá.

La relación entre Costa Rica y Honduras en lo que se refiere a sus capacidades instaladas totales por habitante se invierte cuando se trata de las tarifas medias de venta: Honduras con 8 centavos de dólar por kWh tiene una tarifa cinco veces superior a la de Costa Rica.

Para estimar la capacidad generadora y las inversiones requeridas para el próximo decenio, nos hemos basado en los programas preparados para estos países por institutos oficiales, como en el caso de Costa Rica, o por firmas consultoras privadas como en el de Honduras y El Salvador.

De dichos programas se infiere que, para un desarrollo eléctrico adecuado de la región, se deberán añadir en el decenio unos 500 MW, suponiendo que un 90 por ciento de la adición de nueva capacidad corresponderá al servicio público que acentuará así su participación en el sector eléctrico, continuando la tendencia del decenio anterior, al igual que lo que sucede en el resto de América Latina.

#### 4. Colombia

La generación total en 1959 fue de 3 300 millones de kWh, de los cuales un 81 por ciento correspondió al servicio público. La capacidad instalada disponible para dicha generación era, a fines de ese año, de 865 MW de los cuales un 58 por ciento eran hidroeléctricos, un 22 por ciento, potencia térmica a vapor y el 20 por ciento restante, unidades de combustión interna.

El servicio público disponía de 635 MW instalados, de los cuales un 72 por ciento eran hidráulicos.

Las cuatro principales empresas de servicio público<sup>14</sup> representaban un 70 por ciento de la potencia instalada de servicio público y un 80 por ciento de la energía generada dentro de dicho sector, siendo los respectivos porcentajes de su participación en lo que atañe a potencia instalada de 22, 20, 14 y 14.

Analicemos ahora las proyecciones de la demanda y los programas de expansión del sector eléctrico, basándonos fundamentalmente en la información contenida en el Plan Cuatrienal de Inversiones Públicas Nacionales (1961-64) del gobierno colombiano.

A estos efectos, y por razones de comodidad en la exposición, dividiremos a las empresas productoras de electricidad en tres grupos, a saber:

*Grupo I:* Sistemas de las empresas de Medellín,

<sup>14</sup> Por orden de importancia: la Empresa Pública de Medellín, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, la Compañía Colombiana de Electricidad (subsidiaria de American Foreign Power) y la Corporación del Valle del Cauca (Cali).

Bogotá, CVC y Compañía Colombiana de Electricidad;

*Grupo II:* Filiales del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electroaguas) y otros sistemas públicos;

*Grupo III:* Autogeneración.

Los proyectos de expansión de las cuatro empresas del grupo I comprenden la instalación de unos 400 MW para fines de 1965, de los cuales cuatro quintos serían hidroeléctricos mientras que para los autogeneradores la estimación es de 80 MW adicionales. En lo que se refiere a Electroaguas, el Plan Cuatrienal prevé la instalación de 208 MW y de unos 26 MW más en 1965 o sea un total de 234.

La potencia instalada en 1965 sería entonces del orden de 1.6 millones de kW, unos 300 MW por debajo del nivel que, a juicio de los planificadores colombianos, sería necesario tener en ese año para generar los 7 000 millones de kWh requeridos por la demanda. Dicha demanda corresponde a una tasa de incremento anual de la generación entre 1958 y 1965 de 13.1 por ciento, derivada de la meta de aumento en el producto bruto interno que es de 5 por ciento anual.

Conviene señalar la coincidencia de estas metas con las contenidas en el Plan de Electrificación de marzo de 1955. Dicho plan preveía también una tasa acumulativa de crecimiento anual de 13.1 por ciento, lo que implicaba un nivel de generación eléctrica para 1965 del orden de los 7 000 millones de kWh. Sobre esta base, y adoptando una hipótesis de igual grado de utilización para centrales hidráulicas y térmicas, el plan recomendaba una capacidad instalada para ese año de 1.8 millones de kW, de los cuales una cuarta parte sería potencia térmica y las tres cuartas partes, hidráulica.

Estas previsiones no se cumplieron en realidad, en parte porque el ritmo de desarrollo de la economía colombiana, al igual que lo que sucedió en la mayoría de los países del área, fue inferior en el quinquenio 1955-59 que en el período inmediatamente precedente que había servido de base para dichas proyecciones; y en parte, por la escasez de recursos disponibles para incrementar el nivel de capitalización en el sector eléctrico. Además, como se sabe, ambos factores están relacionados entre sí.

Así, por ejemplo, la formación bruta de capital, que fue en 1955 de casi 27 por ciento del producto, había descendido en 1959 a menos de 17 por ciento. No es de extrañar, pues, que el ritmo de crecimiento del producto se haya reducido a la mitad.

En lo que se refiere a la generación de electricidad, la tasa de crecimiento en 1955-59 fue de 10.2 por ciento, ligeramente inferior a la del decenio anterior. Esta es también aproximadamente la misma tasa de crecimiento que en el Plan Cuatrienal se menciona como probable para el período 1965-70, llegándose así a una generación de 12 000 millones de kWh y una capacidad instalada requerida de 3.1 millones de kW.

## 5. Cuba

A fines de 1959, este país contaba con una capacidad instalada de 932 MW, de los cuales el 58.5 por ciento correspondía a empresas de servicio público (entre las cuales, a su vez, la Compañía Cubana de Electricidad desempeña un papel preponderante con el 94 por ciento de ese total) y el 41.5 por ciento restante a la autogeneración. Dentro de esta última cabe distinguir, tanto por su importancia como por especiales características, a las centrales de la industria azucarera con un total de 311 MW instalados, o sea el 82 por ciento del grupo de autogeneración.

El grado de utilización es sustancialmente mayor en el caso del servicio público donde alcanzó (1959) a 3 840 horas contra 1 900 en el caso de los autogeneradores. Aparte de las características especiales de esa industria, que explican en parte este bajo grado de utilización de su capacidad eléctrica, cabe señalar que existe bastante capacidad ociosa, razón por la cual se ha excluido a dicho sector de las proyecciones efectuadas por el Departamento de Programación Sectorial de la Junta Central de Planificación, sobre las cuales hemos basado nuestro análisis.

El programa de desarrollo eléctrico de Cuba debe atender varias metas fundamentales, entre las cuales cabe mencionar:

a) La ampliación de la capacidad instalada en forma de atender la demanda derivada de un nivel adecuado de desarrollo económico. En tal sentido, debe destacarse que en los planes gubernamentales se prevé una aceleración de este ritmo de desarrollo, lo que implicará un aumento de la demanda eléctrica a una tasa mayor que la del sexenio 1953-59 cuando fue de 9 por ciento.

b) La mejora y ampliación de las redes de transmisión, como paso previo a la interconexión de los sistemas eléctricos del Este y del Oeste en una red nacional con los consiguientes beneficios para el país.

c) La reducción de los altos consumos específicos de combustible en las centrales térmicas, lo que tiene suma importancia en Cuba debido a la insignificante participación de la hidroelectricidad y por el escasísimo desarrollo que han alcanzado los recursos petrolíferos nacionales.

Corresponde señalar que esta mejora en la eficiencia es necesaria no solamente en las centrales de servicio público que funcionan a base de fuel-oil, sino también en las unidades de generación de los ingenios azucareros que funcionan principalmente con bagazo. Esto no es de mucha importancia en la actualidad, ya que existe un exceso de bagazo con respecto a las necesidades de combustible de los propios ingenios y lo que se requiere en otras industrias (papel, cartón, etc.) que significa al presente sólo un 2 por ciento del total, pero lo será cuando se establezca una industria química de importancia que utilice como insumo los subproductos del sector azucarero.

El bagazo representa casi el 90 por ciento del consumo total de combustibles en las centrales azucareras;

en 1959 se utilizaron como combustible 12 millones de toneladas métricas de bagazo.

Un índice de las posibilidades de mejora en la eficiencia de la combustión del bagazo se refleja en el hecho de que un 20 por ciento de la capacidad instalada de los ingenios corresponde a equipos de generación con más de 40 años de antigüedad.

En lo que se refiere al factor de carga, no parece haber posibilidades de un aumento sustancial en el futuro cercano que permita una disminución de la inversión necesaria para atender un nivel determinado de demanda de energía. Téngase en cuenta que para 1959 los factores de carga de los sistemas Oeste y Este de la Compañía Cubana de Electricidad fueron de 0.61 y 0.53, respectivamente, los que parecen ser niveles muy satisfactorios considerando el grado de desarrollo de la economía cubana. En la mejora del factor de carga en 1959 influyó, además, la rebaja sustancial decretada en las tarifas, lo que sin duda incrementó la utilización de aparatos eléctricos de uso doméstico en horas diferentes de las de punta de demanda.

A los efectos de las proyecciones globales de demanda en el sector eléctrico y el consiguiente planeamiento de la expansión en la oferta, el Departamento de Programación Sectorial de la Junta Central de Planificación adoptó como base la ecuación de regresión de la producción de electricidad con respecto al producto bruto interno.

Con las cifras correspondientes a 1948-59 se obtuvo una elasticidad de 1.75 pero con un coeficiente de correlación sumamente bajo (0.69) y, por consiguiente, poco satisfactorio para los fines perseguidos.

Excluyendo la industria azucarera del respectivo análisis estadístico, tanto en la variable independiente como en la dependiente de la ecuación de regresión, y también los años 1958-59 que pueden considerarse anormales, la curva ajustada al período 1948-57 tiene por ecuación:

$$Y = 0.0109 X^{1.773}$$

donde X representa el producto bruto interno por habitante, e Y la producción de electricidad por habitante, excluyendo en ambos al sector azucarero.

El coeficiente de correlación entre las series así definidas es de 0.96 y la elasticidad, de 1.77. Esta fue la que se utilizó finalmente como base para calcular las proyecciones globales, de las que resulta para 1965 un nivel de producción eléctrica, sin incluir el sector azucarero, de 6 150 millones de kWh.

El momento de la interconexión de los sistemas eléctricos de servicio público en el Oriente y Occidente de la isla estaría determinado por la iniciación de las operaciones de la planta siderúrgica que formará parte del Sistema Oriental y que se prevé para 1965. En tales condiciones, la demanda máxima del sistema interconectado alcanzaría en dicho año al millón de kW.

La producción prevista para la autogeneración en la industria no azucarera y la minería para 1965 es

de 850 millones de kWh, lo que para un grado de utilización de 5 000 horas anuales (algo mejor que el de 1959 que fue de 4 500 horas) requeriría una potencia instalada de 170 MW.

¿Qué sucederá, finalmente, con la capacidad eléctrica en la industria azucarera? Es difícil formular un pronóstico, pues ello depende fundamentalmente del volumen de producción de azúcar y en segundo término de la mejora en el bajo grado de utilización actual del equipo de generación, aunque, como ya se señalara, existen en este sentido limitaciones impuestas por la estructura del proceso productivo de la industria.

En términos generales puede afirmarse que las inversiones en el equipo eléctrico del sector azucarero durante los próximos años se destinarán primordialmente al reemplazo de unidades obsoletas, a fin de mejorar la eficiencia en la combustión del bagazo, y no al aumento neto de la capacidad instalada.

En consecuencia, según la hipótesis considerada, la capacidad total de generación del país en 1965, necesaria para satisfacer la demanda, sería del orden de 1.7 millones de kW, de los cuales el 70 por ciento correspondería al sistema interconectado de servicio público de la Compañía Cubana de Electricidad y el resto a la auto-generación industrial.

Como ya se vio, la estimación de la expansión de la demanda eléctrica por parte de los sectores no azucareros se basó sobre una elasticidad consumo eléctrico-producto bruto del orden de 1.77 resultante del análisis de regresión de las series correspondientes en el período 1948-57.

La hipótesis para el incremento del producto bruto interno (excluyendo el sector azucarero) de la Junta Central de Planificación fue una tasa acumulativa anual de 10.5 por ciento en el producto por habitante. Teniendo en cuenta que el sector azucarero crecerá a un retorno sensiblemente menor y dada la importancia que el mismo tiene en la economía cubana, dicha hipótesis representa un aumento algo menor, probablemente del orden de 9 por ciento anual en el ingreso por habitante, pero debe convenirse en que se trata aun así de una meta ambiciosa.

En cambio, la hipótesis adoptada para la elasticidad es relativamente conservadora, pues se limita a extrapolar para el sexenio 1959-65 el ritmo de electrificación (expresado en porcentaje anual de incremento en el consumo de electricidad por unidad de producto bruto no azucarero) del período 1948-59. Sin embargo, es de suponer que si se lleva adelante el programa de industrialización, incluyendo el establecimiento de una industria pesada como base del proceso de desarrollo, será necesaria una modificación estructural de la economía que intensificará en forma sensible el ritmo de electrificación.

Las tendencias observadas anteriormente son hasta cierto punto compensatorias, vale decir que es posible que una insuficiencia en el incremento del producto con respecto a la meta fijada se compense, a los efectos de su repercusión sobre la demanda eléctrica, con

un ritmo de electrificación del sistema económico que supere las previsiones del plan.

## 6. Chile

Las características fundamentales del país desde el punto de vista eléctrico son: el alto consumo de electricidad con relación al producto bruto, la importancia de la autogeneración en el total de capacidad instalada (aproximadamente la mitad) y el predominio acentuado y creciente de la hidroelectricidad en el sector de servicio público. Interesa señalar, además, que la gran minería del cobre representa, a su vez, los tres quintos de la capacidad instalada de autogeneración.

En tales condiciones, toda proyección de la demanda eléctrica debe dividirse en dos partes: la primera, correspondiente a la industria del cobre y la segunda, al resto del sistema económico, cuya tasa de crecimiento dependerá a su vez en buena medida de la producción de dicho metal, ya que las exportaciones de éste representan más de la mitad de la capacidad para importar.

El consumo de energía eléctrica en el sector del cobre dependerá fundamentalmente de los siguientes factores: a) demanda del metal en el mercado mundial; b) participación de Chile en ese mercado;<sup>15</sup> y c) consumo específico de energía eléctrica en la industria cuprífera, expresado en kWh por unidad física del producto.

El programa de desarrollo económico nacional elaborado por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) prevé un aumento de las exportaciones de cobre desde 466 000 toneladas en 1957 hasta 760 000 en 1968, o sea una tasa de crecimiento anual de 4.7 por ciento. Esto se basa en una proyección del Departamento del Cobre sobre cifras e informaciones directas de las empresas productoras. Sin embargo, el nivel de las exportaciones no llegó en 1960 al medio millón de toneladas, más de un 10 por ciento por debajo de aquellas previsiones.

En los últimos años el consumo de energía eléctrica por parte de la minería del cobre representó alrededor de un tercio del consumo total del país. Para 1957 dicho consumo fue de 1 360 millones de kWh, correspondiendo a una producción de 451 000 toneladas de metal, lo que significa un consumo específico de unos 3 kWh por kilo de cobre.

Este consumo específico promedio para el sector cuprífero variará, como es natural, no solamente en virtud de la evolución tecnológica del proceso manufacturero sino también según el porcentaje de cobre blister dentro de la producción total. En ausencia de bases adecuadas para predecir la evolución futura de ambas variables, hemos tomado en nuestras proyecciones la misma cifra de consumo específico ya mencionada.

Para el resto de los autoproductores parecería lógico tomar una tasa de incremento mayor en sus con-

<sup>15</sup> Actualmente es de 40 por ciento.

sumos (no necesariamente en su capacidad de generación, pues la generación hidroeléctrica de ENDESA tenderá a absorber una proporción creciente del total del consumo dentro del Sistema Interconectado), ya que se trata de industrias como la siderúrgica, papelería, química, etc., donde es de suponer una tasa de desarrollo relativamente elevada por constituir la base dinámica del proceso de industrialización.

Como se observa en el cuadro respectivo, el consumo total de energía, que fue en 1959 de 4 200 millones de kWh, aumentaría hasta unos 7 600 millones en 1970 conforme a la hipótesis de un crecimiento mediano de la economía (dos por ciento anual en el producto por habitante).

Examínense ahora los programas de expansión de la capacidad instalada del servicio público. En primer término, debe observarse que Chile constituye un caso típico del fenómeno, tan común en América Latina, de contención de la demanda eléctrica debido a la escasez y consiguientes restricciones en la oferta. Así, como lo observa la ENDESA en el prólogo del Plan de Electrificación 1959-72, mientras los consumos en algunas regiones del país se han duplicado en plazos de 3 a 6 años, en otras regiones (o sea aquéllas que han sufrido restricciones y racionamientos) se han necesitado 23 años para llegar a dicha duplicación del consumo.

Dentro del sistema eléctrico chileno pueden distinguirse dos partes bien definidas: 1) la primera región geográfica, al norte del país, que comprende una cuarta parte de la capacidad instalada total y donde la generación, exclusivamente térmica, está en manos de autoprodutores y principalmente de la minería del cobre; 2) el Sistema Interconectado (se utiliza este nombre aunque faltan algunos tramos para llegar a la interconexión total), que comprende la zona del territorio entre Copiapó y Puerto Montt (1 630 kilómetros) e incluye a las regiones geográficas segunda, tercera, cuarta y quinta. La capacidad instalada en esta zona, preponderantemente hidroeléctrica, representa unas tres cuartas partes del total ya que en las otras dos regiones geográficas (sexta y séptima) sólo hay un 1 por ciento de la capacidad total.

A fines de 1959 la capacidad instalada en esta segunda zona, o sea la del Sistema Interconectado, comprendía: a) 375 MW de ENDESA, potencia hidroeléctrica en su totalidad; b) 166 MW de la Compañía Chilena de Electricidad (subsidiaria de American Foreign Power) de los cuales 88 MW son hidráulicos; c) unos 200 MW de los autoprodutores, incluyendo los 55 MW de las centrales hidroeléctricas de Coya y Pangal (Braden Copper) que no están incorporados al sistema por operar con una frecuencia diferente. Con esta exclusión, la participación de la capacidad hidroeléctrica dentro del sistema interconectado alcanza a los dos tercios; el porcentaje equivalente en materia de generación de energía es aún mayor debido al más alto grado de utilización de la capacidad hidráulica.

Como se ha señalado antes, existen importantes

autoprodutores incorporados al Sistema Interconectado. Dicho sistema tiende a aprovechar al máximo el carácter complementario de los regímenes hidrológicos de los ríos y la capacidad de acumulación de los lagos de la región.

El déficit de capacidad instalada actual del sistema con respecto a la demanda potencial (incluyendo las necesidades de reserva) de la región que atiende, se estima en unos 200 MW y, según los planes de ENDESA, no será cubierto hasta 1966.

En dichos planes se prevé la puesta en marcha de unos 400 MW de potencia hasta fines de 1964 y de unos 650 MW más en los seis años siguientes. Conforme a este plan las demandas reales del sistema continuarán siendo inferiores a las demandas potenciales hasta 1966, debido a la insuficiencia de la oferta.

En la previsión de demandas se tomó un 7 por ciento de crecimiento anual para el período de recuperación del déficit actual (1959-66) y 7.5 por ciento desde 1966 a 1972. Como hace notar la ENDESA, estas cifras son mínimas y muy posiblemente serán superadas si el país se desarrolla en forma satisfactoria.

Se estima también que en el próximo decenio la Compañía Chilena de Electricidad instalará por lo menos 200 MW de potencia térmica lo que significaría que si al mismo tiempo reponen en forma adecuada sus instalaciones obsoletas, dispondría a fines de 1970 de unos 366 MW mientras la ENDESA tendría 1.4 millones de kW.

Al mismo tiempo, y habida cuenta de la hipótesis ya señalada al examinar la situación de la industria del cobre, puede estimarse que este sector deberá disponer a fines de la década de no menos de medio millón de kW. En cuanto al resto de los autoprodutores, situados en general en la zona del Sistema Interconectado, cabe suponer que utilizarán en mayor grado la potencia hidroeléctrica de ENDESA y, por consiguiente, no necesitarán aumentar su capacidad propia de generación en la misma proporción que su capacidad manufacturera. Por lo tanto, hemos estimado en el caso de dicho sector una potencia instalada de 300 MW para 1970.

El total sería entonces del orden de 2.6 millones de kW. Con un grado de utilización igual al de 1959, esta capacidad bastaría para generar más de 10 000 millones de kWh, lo que parece suficiente si comparamos esta cifra con nuestros intervalos de producción para dicho año.

Se observará que al final del decenio el porcentaje de autogeneración en la capacidad instalada total se habrá reducido desde un 50 hasta un 34 por ciento. Aun así, seguirá siendo uno de los más altos de América Latina.

El Programa General de Desarrollo Económico para el próximo decenio, elaborado por la Corporación de Fomento de la Producción, fija como meta una tasa anual de crecimiento para el producto de 5.5 por ciento.

En lo que respecta al coeficiente de inversión, ha



sido en general bajo, oscilando alrededor de un 10 por ciento. El programa de CORFO prevé un coeficiente de ahorro interno de 10.4 por ciento en el primer año (se supone que se contará con el aporte de capital externo), que irá subiendo paulatinamente hasta llegar a 18.8 por ciento en el último año del plan (deberá devolverse en los últimos años la ayuda externa neta de los primeros). En el programa se prevé también una tasa de crecimiento anual de la productividad manufacturera de 3.6 por ciento y un incremento total en el índice de producción de dicho sector de 7.25 por ciento.

Interesa señalar que en Chile, como en muchos otros países latinoamericanos, existe un amplio margen para que la producción industrial aumente sin requerir inversiones apreciables en ese sector ni inversiones complementarias en el sector eléctrico.

Ello se debe a que la industria presenta un cuadro de baja utilización de sus recursos productivos. Según estimaciones de la CORFO, ese grado de utilización fue en 1957 de sólo 48 por ciento de la capacidad teórica instalada, lo que significa que sería posible duplicar la producción manufacturera sin inversiones adicionales en equipos y, lo que es particularmente importante desde nuestro punto de vista, sin un aumento sustancial de la demanda máxima de potencia correspondiente al diagrama de cargas del sector manufacturero conectado al sistema de servicio público. Esto equivaldría a un incremento de importancia en el factor de carga de la demanda industrial, con su consiguiente repercusión en el factor de carga del diagrama total. El bajo grado de utilización de la capacidad manufacturera es uno de los factores que explican los valores reducidos del factor de carga de los sistemas eléctricos en muchos países de América Latina.

## 7. México

Hasta 1960 el sistema eléctrico mexicano estaba a cargo en parte de organizaciones estatales, destacándose entre ellas la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y en parte de varias empresas privadas, las más importantes de las cuales eran la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza y el sistema de la Impulsora (subsidiaria de American and Foreign Power). A mediados de 1960 la CFE disponía de una capacidad de generación de 1.2 millones de kilovatios, o sea aproximadamente la mitad de la capacidad instalada total de servicio público. La CMLF, principal empresa privada, disponía de unos 600 MW y la otra de 340 MW, mientras que la autogeneración alcanzaba a 550 MW.

Dentro del total de la capacidad, la participación hidroeléctrica era del 44 por ciento y la térmica a vapor otro tanto, correspondiendo el resto a instalaciones de combustión interna.

En el curso de 1960 el gobierno mexicano adquirió el control de las dos grandes empresas eléctricas privadas, en el caso de las subsidiarias de American Foreign Power mediante la adquisición directa de sus

activos y en el de la CMLF comprando un número de acciones que aseguraba el control de la sociedad.

La parte más importante del mapa eléctrico mexicano es el sistema interconectado de la zona del Distrito Federal, que se llama en adelante Sistema Central. Comprende, en esencia, las instalaciones de la CMLF (que es ahora, como ya se dijo, controlada por el estado), interconectadas con el sistema hidroeléctrico Miguel Alemán de la CFE.

El Sistema Central<sup>16</sup> está servido en la actualidad por tres plantas termoeléctricas y 21 hidroeléctricas—incluyendo las cinco del sistema Miguel Alemán—, con una capacidad total de 930 MW de los cuales 352 corresponden a la CFE. El sistema representa, pues, una tercera parte de la capacidad total instalada en el país.

A fines de 1960 se incorporó al Sistema Central la cuarta unidad térmica de Lechería (82 MW de potencia) y a fines de 1961 se incorporará también al mismo la planta hidroeléctrica de Mezatepec sobre el río Apulco (156 MW instalados). Así se incrementará la capacidad de generación del Sistema hasta 1 176 MW.

Dentro del Sistema Central, la energía es transportada por líneas de alta tensión que operan a 220, 150 y 85 kV, pero toda la corriente se entrega a la zona del Distrito Federal a 85 kV como tensión de distribución primaria.

Desde 1951 hasta 1958 se registró en el Sistema Central un incremento anual promedio de 9 por ciento, tanto en la demanda máxima como en la energía consumida, pero tomando solamente los cuatro últimos años de dicho período, esta tasa promedial se eleva a 10 por ciento. Es esta última cifra la que ha adoptado la CFE a los efectos de su política de expansión de la capacidad instalada del Sistema: se anticipa así una demanda máxima de 1.3 millones de kW y una generación anual del orden de 6 500 millones de kWh para 1964.

Entre las principales adiciones previstas para los próximos años en el Sistema Central se encuentran: a) por parte de la CMLF, dos nuevas unidades térmicas de 125 MW cada una (ampliación de Lechería y eventualmente otra central), de las cuales la primera entraría en servicio en 1962 y la segunda en 1963; b) por parte de la CFE, una planta hidroeléctrica en Atexcaco en la región del Apulco con tres unidades de 50 MW cada una.

Solamente con estas dos adiciones, el Sistema Central dispondría a fines de 1964 de 1.6 millones de kilovatios, de los cuales unos tres quintos serían hidráulicos. Esta potencia bastaría para cubrir con un margen de reserva suficiente la demanda máxima prevista para dicho año, en la hipótesis de que no se incorporen al Sistema Central nuevos centros de consumo.

Debe recordarse naturalmente que también la ener-

<sup>16</sup> Véase *Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.01), reproducido supra, sección II.

gía y no sólo la potencia demandada constituye una limitación al problema, particularmente en sistemas donde la generación hidráulica es relativamente importante, como es el caso que nos ocupa de régimen hidrológico muy irregular. Con un grado de utilización de 2 400 horas anuales para las plantas hidroeléctricas estimado para años de estiaje,<sup>17</sup> y de 7 400 horas para plantas térmicas (aproximadamente 0.85 como factor de planta), se tendría para la potencia disponible en 1964 un total de 6 800 millones de kWh, o sea un 5 por ciento más de la demanda de energía prevista para ese año por parte de los consumidores actuales del Sistema en la hipótesis de una tasa anual de crecimiento del 10 por ciento.

No parece haber, pues, margen suficiente para realizar nuevas incorporaciones de centros de consumo al Sistema, a menos que de modo paralelo se amplíen los planes de expansión de su capacidad de generación, aun teniendo en cuenta que la hipótesis supuesta es bastante conservadora en vista del diseño de capacidad de la parte hidráulica del Sistema.

De ahí que los planes actuales de la CFE prevean un aumento en la potencia del Sistema superior al necesario para satisfacer únicamente a los consumidores actuales. Dichos planes prevén, para el quinquenio 1960-64, la instalación en todo el país de 3.3 millones de kilovatios, de los cuales casi un millón serían en el Sistema Central, 750 MW en Puebla y Veracruz y 400 MW cada uno en Falcón, Monterrey y zona Noroeste. Es posible que no se termine para 1964 la instalación de toda esa potencia, por lo que una parte se seguirá construyendo en el quinquenio siguiente.

La distribución del parque de generación dentro del Sistema Central es asimétrica: existe una gran concentración de potencia hidráulica al sur del anillo, mientras hay una preponderancia de potencia térmica en el norte. Ello obliga a pensar en el problema del transporte de grandes bloques de energía a través del Sistema, según las condiciones hidrológicas del momento. De ahí que se haya pensado construir en el curso del decenio próximo un anillo exterior con doble circuito de 220 kV.

Nótese que dentro del plan de expansión de la CFE, algo más de la mitad es potencia hidráulica.

Si a los 3.3 millones de kilovatios que construirá la CFE se añade la nueva planta térmica de 250 MW de la CMLF y las ampliaciones de otras empresas, incluyendo las que eran subsidiarias de American and Foreign Power, puede estimarse que, siempre que estos planes se cumplan en forma normal, la capacidad instalada eléctrica a fines de 1965 sería entre 5.5 y 6 millones de kilovatios. En tal caso, para esa fecha México habría desplazado a la Argentina del segundo lugar en lo que se refiere al monto de la capacidad instalada, y estaría solamente después del Brasil con sus 8 millones de kilovatios previstos para ese año.

<sup>17</sup> Véase A. Fernández del Busto, "El sistema interconectado de la Zona del Distrito Federal", *Revista Técnica IEM*, septiembre de 1959.

Uno de los problemas del desarrollo eléctrico en México lo constituye el gran número de poblados dispersos y de poca densidad demográfica en los que habita una parte importante de la población.<sup>18</sup>

Así, el censo de 1960 señala que sólo el 47 por ciento de la población vive en localidades de más de 2 500 habitantes, pese a que en el último período se ha producido una relativa consolidación demográfica. Este porcentaje era de 42.3 en 1950 y de 35.0 en 1940.

Los obstáculos que tan acentuada atomización del mercado consumidor ofrece para un desarrollo adecuado del abastecimiento eléctrico son evidentes. Esta escasa densidad demográfica, unida a un bajo ingreso por habitante, significan un nivel de consumo eléctrico por kilómetro cuadrado sumamente bajo, lo que a su vez conduce a un bajo nivel de capacidad requerida en términos de kilovatios por kilómetro de radio. Valores reducidos de este último coeficiente obligan a una correspondiente atomización de la capacidad instalada en numerosas plantas pequeñas, con el consiguiente incremento en costos de instalación y de operación, o a la transmisión relativamente antieconómica de pequeñas cantidades de energía a través de grandes distancias. Sin embargo, desde hace unos años se está siguiendo en México la política de extensión paulatina de la electrificación de zonas limítrofes a los grandes sistemas y a las líneas de transmisión, que ha dado muy buen resultado. Se piensa continuar enérgicamente esa política en el futuro.

## 8. Perú

El estudio más completo sobre el panorama eléctrico del país y un programa de expansión futura, fue elaborado en 1956 por una misión de *Electricité de France*, contratada a tal efecto por el gobierno peruano.

A principios de 1956, cuando se inició dicho estudio, el sistema eléctrico peruano comprendía una cantidad numerosa de redes aisladas cuya potencia era en general muy débil, con dos excepciones: la red del concesionario que alimenta Lima y la red de la Compañía Minera Cerro de Pasco, los que representan respectivamente un 47 y un 16 por ciento de la potencia total garantizada del país. La potencia instalada total era estimada en aquel momento en 430 MW de los cuales un 44 por ciento correspondía al servicio público. De dicho total, la potencia hidráulica representaba el 56 por ciento, la térmica a vapor un 17 por ciento y la térmica diesel un 27 por ciento.

El elevado porcentaje de generación diesel es un índice del bajo grado de integración y del tamaño reducido de la mayor parte de los centros de generación eléctrica en el Perú.

Una parte importante de la potencia hidráulica correspondía al concesionario de Lima cuya política de ampliación se ha volcado esencialmente hacia el aprovechamiento del Rímac y del Santa Eulalia; dicho con-

<sup>18</sup> Véase Antonio González Rivera, *Desarrollo de sistemas eléctricos en México por zonas* (ST/ECLA/CONF.7/L.2.24).

cesionario disponía a fines de 1955 de una potencia instalada de 136 MW (112 hidráulicos, 10 turbinas a gas y 14 turbinas de vapor) para hacer frente a una demanda máxima de 114 MW. También la Cerro de Pasco y la Corporación del Santa disponen de potencia hidráulica importante.

¿Cómo ha variado esta situación entre 1955 y 1959? A fines de 1959 la capacidad instalada total había aumentado a 718 MW, de los cuales 320 pertenecían al servicio público (dentro del cual la capacidad hidráulica continuaba predominando netamente con un 73 por ciento del total) y el resto a los autogeneradores. Dentro del total de 718 MW instalados, la capacidad hidráulica representa un 57 por ciento, lo que significa que su predominio es mucho menor en el sector de autogeneración que en el servicio público. Las unidades de generación diesel siguen ocupando un lugar de importancia (casi la cuarta parte de la capacidad total del país).

En lo que se refiere al grado de utilización, el mismo no varía fundamentalmente entre el servicio público y el privado, siendo en ambos casos levemente superior a las 3 000 horas anuales.

Corresponde destacar la sensible disminución del papel de la generación hidroeléctrica dentro del total. Dicho porcentaje descendió desde 82.1 en 1949 a 74 en 1955 y a 61.4 en 1959.

La preponderancia de la autoproducción en el sistema eléctrico peruano se debe principalmente a la existencia de una industria extractiva muy desarrollada —como en los casos de Cerro de Pasco y Toquepala— y de importantes establecimientos industriales agrícolas, distribuidos geográficamente en regiones muy apartadas entre sí y alejados de grandes centros poblados.

Véase ahora la evolución del Plan de Electrificación Nacional en los años transcurridos desde su elaboración. Dicho Plan, que fue redactado cuando la potencia instalada en el país se estimaba en unos 430 MW, preveía la instalación en los 20 años siguientes (1955-75) de 29 nuevas centrales con una potencia instalada adicional de 2 000 MW. De estas, entre 1955 y 1960 se han instalado:

- a) el cuarto grupo de la Central de Callahuanca, con 31 MW;
- b) la primera etapa de la Central de Paucartambo, con 65 MW;
- c) La primera etapa de la Central de Cañón del Pato, con 52 MW, y
- d) la Central de Huampaní, con 30 MW.

De las restantes centrales de servicio público incluidas en el referido Plan de Electrificación deben destacarse las de Huinco, en el alto valle del Santa Eulalia (afluente del Rímac) con 120 MW en su primera etapa y que se ampliaría a 180 y 240 MW en etapas sucesivas, y sobre todo el proyecto del Mantaro, con una capacidad instalada prevista de un millón de kilovatios. El aprovechamiento del Mantaro,<sup>19</sup> previs-

to para el abastecimiento de la región de Lima en la etapa final del Plan, responde al hecho de que la cuenca del Rímac resultará insuficiente para satisfacer la demanda de dicha región.

Ya nos hemos referido a la importancia de la generación diesel dentro del panorama eléctrico peruano: existen más de 600 centrales de combustión interna que representan una cuarta parte de la capacidad instalada total. Esto se explica en primer término por el hecho de que estas unidades permiten un mayor fraccionamiento de la potencia que las centrales a vapor y también en parte por las menores necesidades de agua.

El Plan elaborado por *Electricité de France* contemplaba la instalación de 22 plantas diesel con una potencia total de 43 MW y de 7 plantas de vapor con una potencia total de 273 MW, incluyendo 75 MW en el Callao, 110 MW para Ilo (yacimientos de Toquepala) y 55 MW para los ingenios de azúcar del norte. Esto fue objetado por algunos técnicos peruanos a quienes resultaba discutible que una comisión de estudio planease ampliaciones futuras de industrias privadas de carácter tan peculiar como las extractivas o la del azúcar.

En lo que se refiere al grado de integración del parque de generación eléctrica debe señalarse que los principales centros de producción en el Perú, es decir los del concesionario de Lima, de la Cerro de Pasco, de la Corporación del Santa y de la industria azucarera del norte, trabajan independientes y sin interconexiones entre sí.

Actualmente se encuentra en construcción una línea de 132 kV que conectará la central termoeléctrica de Ilo (44 MW) con los yacimientos de Toquepala a 150 km de distancia.

El Plan de *Electricité de France* aconseja para el futuro una interconexión entre los sistemas de Cerro de Pasco y de Lima mediante una línea de transmisión a la tensión de 220 kV, aunque éste es un punto muy discutido.

La marcha del programa eléctrico puede estimarse como satisfactoria si tenemos en cuenta que la capacidad instalada aumentó a un ritmo anual de 13 por ciento en el quinquenio 1954-59 lo que se compara favorablemente con el ritmo de 10.6 por ciento en el

43 kilómetros de longitud que atravesaría la región central de Los Andes y desviaría el curso del río Mantaro hacia el valle del Rímac. Dicha diversión (del orden de 30 metros cúbicos por segundo) incrementaría el potencial hidroeléctrico del Rímac, que fluye a través de Lima y Callao hacia el Pacífico, así como los volúmenes de agua disponibles para irrigación en el área de Lima.

Al mismo tiempo, sin embargo, esta desviación reduciría parcial o totalmente la posibilidad de instalar una gran planta hidroeléctrica sobre el Mantaro, abajo de Huancayo.

Se trata, pues, de un problema de sumo interés técnico y económico. En un reciente estudio regional más detallado se adelanta un proyecto distinto, aduciendo que contraría el desarrollo en un área ya densamente poblada, mientras que en el otro caso la disponibilidad de energía eléctrica a un muy bajo costo en la región este de Los Andes permitiría formar un centro dinámico de desarrollo regional en un área importante del país.

También existe la posibilidad de que, eventualmente agotadas las fuentes hidroeléctricas del río Rímac y otras próximas a Lima (como la desviación de Marcapomacocha sobre el río Santa Eulalia), se establecería una línea de transmisión para alimentar ese importante centro.

<sup>19</sup> Hace algunos años se propuso la construcción de un túnel de

decenio anterior y de 6.1 por ciento en el período 1940-59.

Debe tenerse en cuenta además que el Perú tenía en construcción a fines de 1959 instalaciones de generación por un total de 540 MW, lo que equivale, relativamente a su capacidad ya instalada para la misma fecha (718 MW), a una proporción del 75 por ciento. Como índice del dinamismo del proceso de expansión de la planta eléctrica, cabe mencionar que este coeficiente es superado solamente por el Brasil que, a la misma fecha, tenía en construcción unos cuatro millones de kilovatios, o sea más del 100 por ciento de su capacidad instalada en ese momento.

El ritmo de expansión de la demanda de energía eléctrica ha sido algo menor del previsto por *Electricité de France*: 10.2 por ciento en 1954-59, frente a una previsión de 13.3 por ciento para 1956-63. La elevada tasa supuesta era en parte la expresión del esfuerzo aconsejado para recuperar el atraso en aquel momento; a partir de 1963 el crecimiento anual previsto se estabilizaba en 9.3 por ciento.

Desde el punto de vista global, se concluye que —sumando a los 718 MW instalados a fines de 1959 los 540 en construcción en dicha fecha— el Perú dispondrá para antes de 1965 de una potencia instalada superior a 1.2 millones de kilovatios, o sea que se habrá alcanzado para entonces el punto medio en el camino trazado por el plan de *Electricité de France* y triplicado en diez años su potencia instalada. De mantenerse este ritmo de realizaciones se cumplirán satisfactoriamente las metas de dicho programa.

## 9. Uruguay

El análisis de la situación del sector eléctrico en este país tiene especial importancia por su relación con la obra de Salto Grande, que se trata al considerar el caso argentino. Nos referiremos pues brevemente al mismo.

En 1959 la generación fue de 1 200 millones de kWh, de los cuales el 93 por ciento corresponde a la energía generada y consumida dentro del sistema interconectado Montevideo-Río Negro, que abastece el centro, sur, sur-oeste y partes del este y noroeste del país. Con la entrada en servicio en el curso de 1960 de la central hidroeléctrica de Rincón de Baygorria el sistema dispone de una potencia instalada de 406 MW, de los cuales 170 son térmicos concentrados en la Central Batlle en Montevideo y los 236 restantes en las dos plantas hidroeléctricas sobre el río Negro. La demanda máxima prevista en el sistema para el invierno de 1961 es de unos 300 MW.

Con una tasa de aumento anual ligeramente superior a 9 por ciento se prevé para el invierno de 1971 una demanda máxima en el sistema del orden de los 750 MW, lo cual exigiría disponer de unos 900 MW de potencia instalada.

Las obras que están siendo analizadas y sobre algunas de las cuales ya existen anteproyectos son las siguientes:

- a) una central de punta con turbina de gas de 40 MW;
- b) ampliación de la Central Batlle en 60 MW;
- c) primera y segunda unidades, de 125 MW cada una, en la Central Térmica de Punta del Tigre en Montevideo;
- d) la planta hidroeléctrica de Paso del Puerto, con 160 MW, y
- e) la planta hidroeléctrica de Salto Grande, con 700 MW para el Uruguay.

Parece indudable que las cuatro primeras obras tendrán que realizarse necesariamente y entrar en operación en el curso de esta década, ya que es necesaria la adición de todas ellas para obtener la potencia deseada para 1970 dentro del sistema. Por otra parte, por las razones ya analizadas en el caso argentino, no puede esperarse, aun en el mejor de los casos, que Salto Grande entre en operación antes de 1969. El problema, con respecto a esta última obra, se plantea, pues, al analizar la alternativa de otras dos unidades térmicas de 125 MW en Montevideo o una nueva usina hidroeléctrica sobre el río Negro, aguas abajo de las tres que existirían para ese entonces.

La construcción de la usina hidroeléctrica del Salto Grande presenta tanto para Argentina como para Uruguay problemas de entidad que exigen un análisis cuidadoso y que no parecen haberse abordado con suficiente realismo hasta el momento, prefiriéndose postergar su examen y resolución en un sentido u otro.

Así, por ejemplo, en el caso del Uruguay se ha supuesto que este país tomaría a su cargo la financiación de la mitad del costo de las obras a cambio de lo cual dispondría en el momento de la puesta en marcha de unos 700 MW. Teniendo en cuenta que los escalones de aumento en la demanda máxima del sistema serán, para fines de la década, del orden de 70 MW, se tardaría casi 10 años en absorber por parte de la red eléctrica uruguaya la potencia suplementaria que se inyectaría en Salto Grande. Aun teniendo en cuenta que podría ahorrarse simultáneamente combustible y mano de obra en las unidades térmicas de Montevideo, es indudable que un lapso de absorción tan prolongado recargaría excesivamente el costo de la energía consumida en virtud de la adición de los intereses intercalarios correspondientes a la potencia no utilizada.

Claro está que podría retrasarse deliberadamente la instalación del equipo mecánico y eléctrico, pero de cualquier forma habría un recargo importante por concepto de la obra civil que constituye la mayor parte del costo total de inversión.

Una respuesta al problema la constituye la posibilidad de vender energía a la Argentina. A fines de la década los escalones de aumento en la demanda máxima del sistema que abasteció al Gran Buenos Aires serán del orden de los 200 MW, lo que significa que la Argentina absorbería en algo más de tres años la potencia que le corresponde en el Salto Grande y estaría en condiciones de comprar energía eléctrica al Uruguay. Inclusive podría comprar antes de terminar di-

cho plazo si se decide por una menor utilización de las plantas térmicas ya instaladas en Buenos Aires.

Cabe notar que el Uruguay y Chile están a la cabeza de los países latinoamericanos en lo que se refiere al grado de integración de sus sistemas eléctricos. Un 95 por ciento del total de la energía vendida por el monopolio estatal de servicio público corresponde a centros de consumo servidos por el sistema Montevideo-Río Negro. Existe todavía una pequeña potencia instalada aisladamente con unidades de combustión interna en el norte del país, pero la misma irá desapareciendo poco a poco en los próximos años al incorporarse dichas regiones a la red eléctrica nacional.

### 10. Venezuela

A fines de 1959 la capacidad instalada en este país era de 1.28 millones de kilovatios, siendo la generación de 4 300 millones de kWh, de los cuales un 63 por ciento correspondió al sector de servicio público.

Esta capacidad se descompone en los grandes grupos siguientes: a) 212 MW de las redes de CADAPE; b) 340 MW de Electricidad de Caracas; c) 100 MW correspondientes a las primeras unidades de Macagua I, que es, a su vez, la primera instalación de aprovechamiento hidroeléctrico sobre el río Caroní; d) 350 MW de las compañías petroleras y 85 MW más de otros autogeneradores; e) 180 MW de otras compañías de servicio público, incluyendo la Electricidad de Maracaibo con 100 MW.

De estas cifras se deduce que el grado de utilización de la capacidad en el sector público fue relativamente bajo (unas 3 200 horas anuales), lo que parece denotar un exceso de medios de producción en dicho momento.

Más de la mitad de la capacidad instalada de servicio público corresponde a una frecuencia de generación de 50 ciclos, comprendiendo 140 MW de las redes de CADAPE y el total de las instalaciones de Electricidad de Caracas. El resto de la potencia instalada está diseñada para generar a 60 ciclos.

Esta dualidad crea un serio problema para la interconexión futura de los sistemas eléctricos venezolanos, punto que se discutirá más adelante al tratar de los respectivos programas de expansión.

De la potencia instalada a fines de 1959, sólo un 10 por ciento era hidroeléctrica, correspondiendo la mayor parte a los 100 MW ya instalados en ese momento en Macagua I. Para fines de 1961 estarán sumados a dicha potencia los 200 MW adicionales de Macagua y 365 MW térmicos, de los cuales una tercera parte corresponde a Electricidad de Caracas, 162 a las redes de CADAPE y 84 a la red de Maracaibo.

En consecuencia, la potencia instalada en Venezuela a fines de 1961 sería del orden de 1.9 millones de kilovatios, de los cuales una sexta parte sería hidráulica. Este porcentaje disminuirá a mediados de la década próxima pero volverá a aumentar posteriormente debido al énfasis que, como se verá más adelante, se

pone a largo plazo en las obras de aprovechamiento hidroeléctrico. Este énfasis es lógico en Venezuela con su potencial estimado del orden de los 16 millones de kilovatios (aproximadamente el 10 por ciento del total de América Latina), que es uno de los países latinoamericanos más ricos en recursos hidroeléctricos. De estos 16 millones, 14 corresponden al bajo Caroní y el resto a otras zonas, sobre todo a la región de los Andes.

El aprovechamiento del río Caroní constituye, pues, la espina dorsal del desarrollo eléctrico venezolano durante el futuro próximo. La Comisión del Caroní se ha consagrado a los estudios Macagua II y en especial de Guri, en donde se ubicará la presa reguladora del conjunto del Caroní inferior, necesaria por la gran irregularidad de los caudales de ese río.

El costo del aprovechamiento hidroeléctrico del Caroní es sumamente favorable, sobre todo teniendo en cuenta, además, que las distancias hasta los grandes centros de consumo no son muy largas. En efecto, se estima que para las primeras etapas de ese aprovechamiento, al escoger los mejores emplazamientos para las obras de regulación del caudal y para la instalación de la maquinaria, se podrían obtener cerca de 3 millones de kilovatios a unos 200 dólares por kilovatio, valor éste que incluiría transmisión dentro de un radio de 100 kilómetros. Esta cifra se compara favorablemente con los costos unitarios de instalación de plantas térmicas que fueron para la década 1950-60 de 175 dólares por kilovatio, aunque en el caso de realizar la interconexión con Caracas habría que sumar a dicho costo el valor de las líneas de transmisión respectivas.

El aprovechamiento hidroeléctrico del Caroní implica la necesidad de transportar la energía eléctrica hasta los grandes centros de consumo y, en particular, tropieza con el problema ya mencionado de la dualidad en la frecuencia de generación. Sería necesario, pues, cambiar la frecuencia del sistema de Caracas, lo que supone costosas modificaciones en las centrales generadoras e inconvenientes de diversa índole para los usuarios del servicio. No debe olvidarse tampoco que se planteará también un problema en lo que respecta a la fijación del precio al cual dichas plantas hidroeléctricas venderán energía en bloque a las empresas privadas que abastecen a la capital (Electricidad de Caracas y otra empresa, exclusivamente distribuidora, subsidiaria de la American Foreign Power) y a la relación de este precio con la tarifa de venta al consumo.

La transmisión de la energía hidroeléctrica del Caroní a los centros de consumo es ya necesaria debido a que el complejo industrial creado en la región no alcanzará a consumir hasta dentro de varios años toda la energía que puede generar Macagua I. En tal sentido, se ha dado el primer paso al licitarse la línea de 230 kV Macagua-Puerto La Cruz-Santa Teresa, de unos 500 km de longitud, que llevará la energía del Caroní a la región central. Esta línea se extenderá posteriormente hasta Puerto Cabello, permitiendo así afirmar la potencia hidroeléctrica con la planta térmica instalada en esta última ciudad.

Para más adelante y según el programa elaborado recientemente por una misión de *Electricité de France*, se prevé la constitución de un sistema que se desarrollaría desde los Andes y Maracaibo al oeste hasta la zona oriental y la Guayana al suroeste. Este sistema se reforzaría entre 1965 y 1975 para tener en cuenta las transferencias de energía, que corresponderán en proporción cada vez mayor a la región de los Andes y sobre todo a la del Caroní. Al interconectar los medios de producción térmicos de la zona intermedia con las fuentes de producción hidráulicas situadas en los dos extremos, dicho sistema se adaptará a un funcionamiento armonioso del conjunto del sistema de producción y a una utilización adecuada de la diversidad de los diagramas de carga de los centros de consumo así integrados.

Por consiguiente, en su forma final la red de interconexión de la CADAPE constituirá un gran arco de unos 1 200 km de longitud, que se extenderá desde Guri al este, hasta el Uribante al oeste. Dicha red operará en forma integral con la entrada en servicio de los primeros grupos de Guri, prevista para 1967.

La decisión de conectar o no Caracas al sistema de CADAPE puede postergarse hasta la fecha ya mencionada de entrada en servicio de los primeros grupos de Guri. Debe señalarse que, aparte de la ventaja en el aprovechamiento del potencial energético del Caroní para el consumo de la capital, constituirá también un incentivo poderoso el hecho de que permitirá afirmar aquella con la potencia térmica instalada en Caracas, que para esa época será del orden de los 800 MW.

Existe también la posibilidad, mencionada en el estudio de *Electricité de France*, de que el sistema de Caracas, aún interconectado con la red de CADAPE, continúe generando a 50 ciclos y que la transmisión de energía se haga mediante corriente continua. Es posible que en tal caso convenga postergar la incorporación de Caracas a la red eléctrica nacional, pues este modo de transmisión sólo puede aplicarse económicamente para transferir bloques de potencia de suma importancia.

Cabe notar que a fines de 1959 y dentro del sistema de CADAPE, las redes de 50 ciclos padecían de un déficit de equipos de producción, mientras que había un sobrante de potencia disponible a 60 ciclos. Se preveía la unificación de la frecuencia de dichas redes para fines de 1962.

Se analizará a continuación el programa de expansión eléctrica comprendido dentro del Plan Cuatrienal del gobierno venezolano (mediados de 1960 a mediados de 1964). Después será oportuno referirse a la compatibilidad de este programa con las proyecciones de la demanda.

En términos generales dicho programa contempla la adición neta de un millón de kilovatios al sector de servicio público, de los cuales dos quintos corresponden a las empresas de iniciativa privada y el resto a la CADAPE, y a la Comisión del Caroní. La potencia a

agregar por parte de las empresas de iniciativa privada será exclusivamente térmica y en la misma se destaca la de Electricidad de Caracas con 240 MW. De los 600 MW de capitales públicos, la mitad corresponde a Macagua I y la otra mitad a instalaciones térmicas de CADAPE.

De cumplirse este programa, la capacidad de servicio público alcanzaría en 1964 a unos 1 650 MW, divididos en partes iguales entre las empresas de iniciativa privada y las estatales. Dentro del sector privado, a su vez, Electricidad de Caracas tendría las tres cuartas partes de la capacidad correspondiente.

El programa gubernamental incluye también la iniciación de las obras de Guri. Se prevé el comienzo de las labores de construcción de la presa a partir del año fiscal 1962-63. Habría que volver sobre este punto al analizar la expansión de la capacidad en la segunda mitad de la próxima década, pero antes, y teniendo en cuenta que el programa gubernamental tiene 1964 como límite, es del caso examinar las proyecciones de demanda para dicho año a los efectos de relacionar las necesidades de energía con las adiciones previstas de capacidad de generación.

En el Plan Cuatrienal la proyección de la demanda eléctrica se basa fundamentalmente sobre uno de los métodos denominados de segundo orden o indirectos, relacionando el consumo industrial de electricidad, por una parte, con la tendencia de la producción manufacturera y, por otra, el consumo doméstico y comercial con el nivel de ingreso de la población. A este efecto, se dividió el problema en dos partes: en la primera se calculó la elasticidad-producto de la demanda industrial de electricidad y en la segunda se efectuó la regresión lineal entre el consumo doméstico de electricidad por habitante y el ingreso nacional por habitante. Obtenida la elasticidad de 1.65 para la demanda industrial, se procedió a calcular la expansión de la demanda de acuerdo con el crecimiento previsto del producto industrial en el período, que es de 12 por ciento anual. Se obtuvo así un valor de consumo industrial de electricidad para el año 1964 de 1 700 millones de kWh.

La regresión lineal entre el consumo doméstico y comercial y el ingreso, ambos por habitante, tiene por ecuación (basándose, como en el caso anterior, en las cifras del decenio terminado en 1958) una de la forma

$$y = 0.1257 x - 176.53.$$

Aplicando a dicha ecuación el ingreso nacional por habitante (estimado para 1964 en 3 400 bolívares), se obtiene un consumo por habitante del orden de 250 kWh que, multiplicado por la población (estimada para el 30 de junio de 1964 en 7.8 millones), arroja un total para la demanda de este sector de 1 950 millones de kWh.

A dichas cifras debe agregarse la demanda de industrias que tienen un alto consumo de electricidad por unidad de producto, como son la planta siderúrgica de Matanzas, la Petroquímica de Morón y la plan-

ta de aluminio que se proyecta. Para 1964 se estimó su consumo conjunto en 1 850 millones de kWh, que es superior a la estimación para todo el resto del sector manufacturero existente en 1958.

El total de la demanda de servicio público para 1964 sería, pues, de 5 500 millones de kWh. Si las pérdidas por concepto de generación, transmisión, distribución y consumo interno de las plantas se mantuvieran al ritmo de los últimos años (20 por ciento), habría que generar en 1964 unos 7 000 millones de kWh; sin embargo, hay razones para pensar que dichas pérdidas disminuirán su valor relativo.

Obsérvese que esta elevación prevista en la generación del servicio público —desde 2 700 millones en 1959 hasta 7 000 en 1964— equivale a una tasa anual del orden de 20 por ciento (11 por ciento si se excluyen los consumos de las industrias mencionadas), o sea similar a la que rigió para el servicio público en los quince años de la postguerra.<sup>20</sup> Ello significa que se piensa mantener el ritmo de incremento de la producción de electricidad, aun cuando la meta de aumento en el producto bruto que se menciona en el Plan (7 por ciento anual) es inferior en 2 por ciento a la que se obtuvo en el período anterior, principalmente merced a las muy favorables condiciones en el mercado internacional del petróleo.

La generación de 7 000 millones de kWh, con los 1 650 MW de que se dispondrá para 1964, exigirá un grado de utilización de 4 200 horas, o sea bastante superior al de 1959, en que, como ya se ha visto, fue de 3 200 horas. Esto se piensa obtener fundamentalmente dedicando la central hidroeléctrica de Macagua sobre todo a servir industrias de proceso continuo, lo que le permitirá trabajar con un alto factor de utilización dado su favorable diagrama de cargas.

Cabe notar que la proyección contenida en el Plan Cuatrienal, según el cual la demanda se duplicaría en menos de cinco años, es más optimista que la del estudio de *Electricité de France* para el mismo período.

En cuanto a la situación de la demanda y la oferta de energía eléctrica en la segunda mitad de la década, como es natural, el Plan Cuatrienal no contiene referencia alguna. Habrá que recurrir básicamente, pues, a la información contenida en el estudio de *Electricité de France*. Dicho estudio examina dos hipótesis diferentes para la expansión de la demanda a partir de 1965, que corresponde la primera a la duplicación de la producción de energía eléctrica por habitante al cabo de 10 años y la segunda a la duplicación en 10 años de la producción total de energía eléctrica. Esta última hipótesis equivale a una tasa anual de 7.2 por ciento, mientras que la primera corresponde a una tasa de 10.5 por ciento (teniendo en cuenta que la tasa de crecimiento demográfico es del orden de 3.2 por ciento), que es semejante al 11 por ciento señalado al quinquenio anterior.

En ambas hipótesis se excluyó del término de ori-

gen —el consumo en 1965— las necesidades industriales de la Petroquímica de Morón y de la Siderúrgica de Matanzas (que en ese momento tendrán una demanda máxima del orden de 300 MW) por considerar que las mismas habrán alcanzado para esa fecha su límite superior probable. Este supuesto parece discutible, pues cabe pensar que si el país se desarrolla a un ritmo satisfactorio, estas industrias realizarán algunas ampliaciones, igualmente consumidoras de energía, en el período posterior a 1965.<sup>21</sup>

Las dos decisiones fundamentales —que, en realidad, pueden integrarse en una dada su estrecha interdependencia—, referentes a la expansión del sector eléctrico después de 1965, se refieren a la interconexión de Caracas con la red nacional y a la celeridad con que se instalen las unidades generadoras en Guri.

En efecto, en lo que se refiere a Electricidad de Caracas, se supone que sólo podría abordarse la costosa transformación de su red de 50 ciclos a los efectos de la interconexión cuando CADAFE pueda entregarle energía a un precio menor que el costo de generación en sus plantas térmicas. Ello sólo sería posible después de la entrada en servicio de la planta hidroeléctrica de Guri, en el Caroní, prevista para 1966/67.

De ahí que las previsiones contenidas en el estudio de Electricité de France hayan sido formuladas bajo dos hipótesis diferentes en lo que respecta a la estructura del sistema eléctrico venezolano durante 1970-75, según que la red de Caracas funcionara aisladamente o en interconexión con Guri.

De acuerdo con *Electricité de France*, si las obras de Guri se emprendiesen en tiempo adecuado, el primer grupo podría entrar en operación a fines de 1967<sup>22</sup> con 162 MW, el segundo a mediados del 69 y el tercero a fines de 1970. Se dispondría así de 486 MW más, mientras que en la zona occidental se preveía la adición de 225 MW hidráulicos, correspondientes a la primera etapa del aprovechamiento del río Uribante en los Andes.

Si se admite una detención en el proceso de desarrollo de las industrias que son grandes consumidoras de electricidad, entonces el ritmo de expansión supuesto en el Plan Cuatrienal para el resto de la demanda industrial y doméstica coincidiría con la hipótesis más optimista sugerida para dicho período por *Electricité de France*, o sea la duplicación en 10 años de la producción de energía eléctrica por habitante.<sup>23</sup>

Ello significaría, partiendo de los 7 000 millones de generación previstos para 1964 en el Plan Cuatrienal, unos 13 000 millones para 1970, que —con el mismo grado de utilización de 4 200 horas— requerirían una potencia instalada de 3.1 millones de kilovatios.<sup>24</sup>

<sup>21</sup> La posibilidad de dichas ampliaciones y los estudios que ya se están realizando al respecto están especialmente mencionados en el Plan Cuatrienal (tomo I, pp. 112-116).

<sup>22</sup> Este plazo es algo más largo que el mencionado por el Plan Cuatrienal.

<sup>23</sup> La duplicación de la producción total en el mismo lapso parece demasiado conservadora.

<sup>24</sup> Es probable, sin embargo, que dicho grado de utilización disminuya si se reduce la participación del consumo electrometalúrgico y químico dentro del total.

<sup>20</sup> Si se incluye la autogeneración, el porcentaje de crecimiento promedio es de 16.

Sería necesario, pues, duplicar la potencia instalada de servicio público entre 1964 y 1970. Ya se ha visto que, según *Electricité de France*, los tres primeros grupos de Guri y la primera etapa del Uribante permitirán disponer de unos 700 MW en 1970. Quedaría por determinar la distribución de los otros 700 MW necesarios. Parte de ellos debería ser hecha por Electricidad de Caracas aun en el caso de la interconexión con Guri, pues ésta no se efectuaría hasta fines de la década y es evidente que la demanda de la capital exigirá añadir a los 580 MW previstos para mediados de 1964 no menos de otros 400 MW para 1968/69.

En resumen, puede estimarse que Caracas dispondrá de un millón de kilovatios térmicos en el momento de su interconexión con Guri, si ésta se efectúa antes de 1970. En tal caso deberá acelerarse la entrada en servicio de unidades en Guri y en la zona occidental, y revisarse la parte térmica del plan de expansión de CADAPE.

La decisión en uno u otro sentido dependerá fundamentalmente del precio a que pueda venderse la energía eléctrica del Caroní puesta en Caracas. A juzgar por el Plan Cuatrienal del gobierno venezolano, los cálculos preliminares que se han hecho permiten prever precios de venta de la energía en bloques muy grandes del orden de un centésimo de bolívar en el sistema Caroní. A este valor habría que agregar los costos fijos y de operación (incluyendo pérdidas) de las líneas de transmisión Guri-Caracas y comparar luego con el costo que resultara de generación térmica en Caracas.

Interesa notar que, a los efectos de la comparación entre los costos de la energía hidroeléctrica y la térmica, se supuso en el informe de *Electricité de France* que las plantas térmicas funcionarían con gas natural. La misión se basó a este respecto en las condiciones del contrato firmado el 29 de enero de 1960 entre CADAPE y el Instituto Venezolano de Petroquímica para el suministro de gas a las plantas de La Mariposa, la Cabrera y Puerto Cabello.

En dicho contrato se establece un precio compuesto por una carga fija que —capitalizada y referida a las necesidades de la planta de generación eléctrica— corresponde a una inversión de 75 bolívars por kilovatio instalado y una carga relacionada con el consumo y fijada en dos centésimos de bolívar por metro cúbico. La primera corresponde evidentemente a los gastos fijos —sobre todo a los de instalación de la red de transporte— y la segunda a los gastos directos, o sea a los de operación de dicha red más el precio para el gas en boca de pozo. Dichos valores están referidos a un metro cúbico con poder calorífico de 9 344 calorías, con el cual pueden obtenerse en la planta de generación unos 3.5 kWh.

Suponiendo 4 000 horas de utilización, la carga fija por kWh sería de 1.9 centésimos y la variable de otros 0.6, dando un total de 2.5 centésimos por kWh por concepto de combustible. Agregando las cargas de capitales, el costo del kWh en alta tensión no podría bajar apreciablemente de 4 centésimos.<sup>25</sup> Queda así un margen de 3 centésimos como límite superior, para la parte correspondiente a la transmisión de la carga hidroeléctrica del Caroní.

En lo que se refiere al sector de autogeneración y particularmente el petrolero, su tasa de incremento será sin duda muy inferior a la del servicio público. Para el petróleo el Plan Cuatrienal supone una expansión anual de 4 por ciento en la producción y es posible que la capacidad eléctrica sea incrementada en menor proporción debido a la capacidad ociosa que actualmente pueda existir en el equipo industrial y al margen de reserva en la parte eléctrica. Si se toma el valor de 4 por ciento anual, ello equivale a agregar un 50 por ciento de capacidad para fines de la década. Esto significa que la autogeneración dispondría de unos 700 MW, que agregados a los 3 100 de servicio público estimados anteriormente, darían un total de 3.8 millones de kilovatios de capacidad.

<sup>25</sup> Véase *Plan Nacional de Electrificación*, informe técnico preparado por *Electricité de France*.



ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARADO DE UNA PLANTA TÉRMICA CONVENCIONAL Y OTRA NUCLEAR

1. Parámetros del problema

Los parámetros fundamentales en este problema son:

a) La capacidad de la planta a instalar.  
 b) La relación entre los costos de inversión por kilovatio de potencia para la planta térmica convencional y la nuclear. Esta relación es, a su vez, una función creciente de la capacidad total, o sea del primer parámetro señalado, lo que indica que —en el estado actual de las respectivas tecnologías— las economías de escala parecen más acentuadas en las plantas nucleares.

c) La relación entre los precios de los combustibles respectivos, o sea el carbón, el *fuel-oil* y el gas natural para las plantas convencionales y el uranio y derivados así como otros materiales fisionables para las plantas nucleares.

Esta relación depende de otros factores, además de los costos de producción de dichos minerales, sobre todo del costo de transporte que constituye un alto porcentaje —desde más de la mitad hasta alrededor de la cuarta parte del costo en planta de generación— del total en el caso de los combustibles convencionales y un porcentaje mínimo en el caso de los elementos fisionables, dado su altísimo contenido energético por unidad de peso. Es evidente, pues, que todo aumento en las distancias o en los costos unitarios de transporte alterará la relación en favor de la planta nuclear. Obsérvese también que el costo de transporte internacional, como se deduce del cuadro 7, es una variable más errática que los precios *fob* de los combustibles. En cuanto a los costos internos, dependerán de las distancias y del medio de transporte en gran escala, siendo difícil generalizar al respecto, al menos en lo que respecta a América Latina.

d) El factor de planta o grado de utilización anual de la planta de generación. Como toda inversión que significa una disminución en los insumos corrientes o directos por unidad de producto, una mayor intensidad de utilización tenderá a favorecer aquella tecnología que tenga mayores gastos de instalación

y menores costos de operación, o sea la planta nuclear en el caso de que se trata.

e) El coeficiente de carga de capital que se tome, o sea la suma de la tasa de interés y de la tasa de amortización correspondiente al plazo que se presuma. En general este coeficiente será mayor en el caso de los países de menor grado de desarrollo económico, dada la influencia de una tasa de interés más elevada y aun cuando los plazos de obsolescencia sean más largos.<sup>a</sup>

f) La relación entre los rendimientos de transformación energética —combustión y fisión— y transmisión de calor en las unidades térmicas respectivas, o sea en la caldera convencional y en el reactor nuclear.

Existen también otras variables que deberán tenerse en cuenta en cualquier caso concreto, como los gastos de operación y mantenimiento (fundamentalmente, mano de obra), etc. Para simplificar el planteamiento general no se han considerado aquí o, mejor dicho, se supuso que no existen diferencias significativas entre los dos casos que se consideran. Dicha hipótesis es bastante razonable si se tiene en cuenta que el orden de magnitud de dichos gastos es de un milésimo de dólar por kWh; por consiguiente, las diferencias, cuando existan, serán del orden de la cuarta cifra decimal. Por otra parte no hay dificultad en incorporarlas al planteamiento general.

2. Solución general

Bajo las hipótesis simplificativas adoptadas, las fórmulas para el costo de la generación anual, por kilovatio instalado, de la planta convencional y la nuclear son:

$$C = a.I + f.r.p$$

$$C' = a'.I' + f'.r'.p'$$

siendo:

- a* = coeficiente anual de carga de capital
- I* = costo unitario de inversión de la planta convencional
- I'* = costo unitario de inversión de la planta nuclear
- f* = factor de carga o de utilización anual (expresado en miles de horas por año)
- r* = rendimiento térmico de la planta convencional (en miles de calorías por kWh)
- r'* = rendimiento térmico de la planta nuclear
- p* = precio del combustible convencional (en dólares por mil calorías)
- p'* = precio del combustible nuclear.

Nótese que el coeficiente de carga capital admitido es el mismo para las dos plantas. En algunos países y especialmente en los Estados Unidos se ha discutido extensamente si no correspondería tomar plazos menores de amortización para las plantas nucleares ya que el desarrollo de la tecnología en este campo podría volverlas obsoletas más rápidamente. Este argumento no parece tener mucho valor, pues todo avance en la tecnología nuclear también influirá en la economicidad relativa de las plantas convencionales ya construidas.

Para obtener el punto de equilibrio de *p* en función del resto de las variables, corresponderá igualar ambas expresiones y despejar *p* en la ecuación resultante. Se obtiene así:

<sup>a</sup> Véase un análisis más detallado de este importante parámetro, en *Metodología para la proyección de la demanda eléctrica (ST/ECLA/CONF.7/L.1.10)*, reproducido *supra*, sección II.

Cuadro 7

PRECIOS DE LOS PRODUCTOS BASICOS EN EL MERCADO MUNDIAL

	Carbón (Dólares por tonelada corta, precios <i>fob</i> puerto de los Estados Unidos)	Fuel oil (Dólares por barril, precios <i>fob</i> puertos del Golfo)	Tarifas de flete (Índice sueco: 1953 = 100)
1950 . . . . .	8.11	2.98	169
1951 . . . . .	8.76	3.36	315
1952 . . . . .	8.82	3.36	260
1953 . . . . .	8.39	3.40	100
1954 . . . . .	8.12	3.50	96
1955 . . . . .	8.56	3.61	135
1956 . . . . .	9.61	3.71	244
1957 . . . . .	10.00	4.02	165
1958 . . . . .	9.71	3.56	79
1959 . . . . .	9.38	3.69	70
Mayo 1960 . . . . .	9.01	3.36	63

$$p = \frac{a(I' - I)}{f \cdot \tau} + \frac{p' \cdot r}{r}$$

Tal como era de prever intuitivamente, este precio límite —por debajo del cual la planta convencional resulta más económica— es una función creciente de: a) el coeficiente de carga de capital, b) el costo del combustible nuclear y c) la diferencia entre los costos de inversión por kilovatio para ambas plantas (suponiendo naturalmente que  $I < I'$ ), y decreciente con el factor de carga.

### 3. Orden de magnitud de los parámetros

Este aspecto es discutido en otro documento presentado al Seminario,<sup>b</sup> por lo cual sólo se tratará de él en forma muy sucinta.

En lo que se refiere a costos de inversión, la conclusión del mencionado estudio presentado por la OIEA es que las plantas nucleares de gran tamaño a construirse en el próximo quinquenio tendrán un costo unitario de instalación del orden de 1.5 veces el de las plantas térmicas convencionales de tamaño similar. Se indica asimismo que las mejoras tecnológicas podrán reducir este factor hasta 1.3 en el período inmediatamente posterior.<sup>c</sup>

En lo que se refiere a rendimientos en la transformación energética, también parece haber mejores posibilidades de futuro en la tecnología nuclear. En las usinas térmicas convencionales, las sucesivas mejoras en los rendimientos mediante el aumento en las temperaturas y presiones de trabajo van siendo menores y más costosas a medida que dichos rendimientos se acercan a los límites impuestos por las leyes termodinámicas para los ciclos respectivos.

En el campo nuclear, en cambio, continúan produciéndose avances significativos en lo que se refiere al aumento en las relaciones de combustión.

En materia de precios de los combustibles, las reducciones en el valor de los elementos fisionables parecen más sustanciales que para los combustibles convencionales. Sin embargo, es difícil predecir qué sucederá en el futuro, ya que no existe aún un mercado libre para los primeros. En su estudio mencionado, la OIEA expresa que el precio del uranio natural ( $U_3O_8$ ) en concentrados ofrecido por ella se ha reducido ahora a 35 dólares por kilogramo. En las estimaciones más recientes del Central Electricity Generating Board, del Reino Unido, se da para el uranio natural un precio de 42 dólares por kilogramo.<sup>d</sup> De estos precios hay que deducir un crédito de 17 dólares por kilogramo, valor del plutonio obtenido en el reactor, ya que —como en el caso de las plantas de Calder Hall, Chapelcross y Marcoule— se trata de reactores de tipo dual, es decir, que producen energía y plutonio.

<sup>b</sup> Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), *Tendencias de los costos de producción de energía nucleoelectrónica, con especial referencia a los países menos desarrollados* (ST/ECLA/CONF.7/L.4.1), reproducido *infra*, sección VI.

<sup>c</sup> El costo unitario para la planta nuclear de 150 MW de Rowe (Massachusetts, Estados Unidos) será de 340 dólares por kW, según declaró Charles Weaver, de Westinghouse Electric Co., ante el Comité Parlamentario Conjunto de Energía Atómica, refiriéndose al reactor hidráulico a presión de la Yankee Atomic Electric Co. (*Electrical World*, 13 de marzo de 1961.)

<sup>d</sup> Recuérdese que en las primeras centrales nucleares británicas se daba un precio de 56 dólares por kilogramo de uranio.

Continúa la tendencia hacia la reducción —en general por vía administrativa directa— del precio de los elementos fisionables. Así, el 29 de mayo de 1961 la Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos anunció una disminución de dichos precios del orden de 20 a 40 por ciento según los casos, aparte de la eliminación de diversas restricciones de índole burocrática.<sup>e</sup>

En cuanto al orden de magnitud de los costos actuales por concepto de combustible, para las plantas nucleares son del orden de 0.3 centavos de dólar, esperándose reducciones de 30 por ciento en el próximo quinquenio y en algunos casos hasta de 50 por ciento.<sup>f</sup>

En cuanto a las plantas térmicas convencionales, puede tomarse como ejemplo las de 600 MW de Dock Sud, en el Gran Buenos Aires, para la que se prevé un consumo específico de 2 500 calorías por kWh con un precio del combustible (*fuel-oil*) de 2 dólares por millón de calorías,<sup>g</sup> o sea un costo por este concepto de 0.5 centavos de dólar por kWh.

Si para ahorrar 2 milésimos de dólar en combustible por kWh con plantas nucleares hay que invertir inicialmente un 50 por ciento más, es fácil deducir de la fórmula general cuál deberá ser el coeficiente de carga de capital que, para un factor de utilización dado, incline la balanza a uno u otro lado, o despejar cualquier otra variable de la ecuación cuyo comportamiento interese especialmente.

En términos generales puede decirse que en la próxima década la planta nuclear no será económica más que en zonas de alto consumo eléctrico —que permita construir plantas de 50 MW o más— y con elevados costos de combustible convencional.<sup>h</sup>

Si el coeficiente de carga de capital se reduce de 0.14 a 0.07, o sea en el orden de lo permitido por la Comisión Federal de Energía a las empresas concesionarias en los Estados Unidos, el precio límite del combustible convencional se reduce a 1.80 dólares por millón de kilovatios.

Existen pocas zonas en América Latina donde se combinen las circunstancias ya señaladas, que serían propicias para la economía de plantas nucleares, a las que debe sumarse la inexistencia de recursos hidráulicos adecuados. Entre dichas zonas podría señalarse el norte de Chile, donde la demanda industrial es elevada y los costos del *fuel-oil* superiores a 20 dólares por tonelada.<sup>i</sup>

Se ha mencionado también la planta nuclear de Mambucaba, en el Brasil, que, de incorporarse a un sistema con más de 4 millones de kilovatios de potencia, permitiría obtener un alto grado de utilización al ubicarse en la base de los diagramas de carga.<sup>j</sup>

<sup>e</sup> *The New York Times*, 30 de mayo de 1961.

<sup>f</sup> OIEA, *op. cit.*

<sup>g</sup> Véase *Estudio Económico, Centrales Eléctricas de Agua y Energía*. Buenos Aires, noviembre de 1959.

<sup>h</sup> La OIEA da como límite inferior probable 2.20 dólares por millón de calorías, suponiendo un coeficiente de carga de capital de 0.14 y un factor de planta de 80 por ciento.

<sup>i</sup> Véase E. Friedman, *Aplicación económica de la energía nuclear*, en *El Mercurio*, 24 de junio de 1961, donde se analiza el caso de la zona norte chilena. Véase también, para mayor abundamiento sobre varios casos, OEA, Tercer Simposio sobre Aplicación Pacífica de la Energía Nuclear (Petrópolis, julio de 1960).

<sup>j</sup> Véase Carlos Vélez, *Criterios para la adición de centrales nucleares a sistemas eléctricos* (ST/ECLA/CONF.7/L.4.3).

# ALGUNOS PROBLEMAS EN EL FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

por la Comisión Económica para América Latina  
(Programa de Energía y Recursos Hidráulicos) \*

## INTRODUCCIÓN

La empresa productora de energía eléctrica se ve enfrentada en forma permanente a un problema financiero de mayor entidad que el de otras empresas debido a tres razones fundamentales:

a) porque se trata de una industria de alta densidad de capital por unidad de producto;

b) porque se trata de un monopolio dentro de una zona o región determinada y, por consiguiente, no puede compartir la responsabilidad de atender un aumento de la demanda con firmas competidoras como es el caso de la mayoría de los sectores industriales;<sup>1</sup>

c) porque el sector eléctrico se caracteriza por un alto grado de dinamismo dentro del proceso de desarrollo económico; aun en períodos de estancamiento general de la economía, debe hacer frente a expansiones de importancia en su capacidad instalada.

De ahí que el estudio de las fuentes y métodos de financiamiento de la empresa eléctrica, tanto estatal como privada, tenga especial importancia a los efectos de asegurar una afluencia permanente de fondos a dicho sector, para permitirle responder, e inclusive estimular, a la demanda de electricidad.

En otro documento de la Secretaría<sup>2</sup> se ha analizado la expansión del sector durante la próxima década, llegándose a la conclusión de que, para asegurar un aprovisionamiento adecuado de electricidad, será necesario destinar entre un 6 y un 9 por ciento del total de recursos de inversión disponibles.

Pero no basta que dicho monto esté disponible para invertir en el sector eléctrico: es necesario que el régimen económico y el marco institucional y legal aseguren que se produzca efectivamente la afluencia de recursos hacia las empresas que harán las inversiones. La experiencia de la postguerra en los países latinoamericanos parece indicar que los estrangulamientos producidos en sectores básicos de la economía —electricidad, transporte, comunicaciones, siderurgia, etc.— no se deben tanto a la escasez de ahorros como a la distorsión producida en la asignación sectorial de

la inversión. Así, por ejemplo, la hipertrofia de algunos sectores ha redundado en perjuicio de otros debido a que las condiciones económicas y sobre todo el fenómeno inflacionario disminuían la rentabilidad de los fondos colocados en estos últimos.

El problema se acentúa más en América Latina debido a que es necesario proveer fondos no sólo para la renovación y expansión normal de los sistemas eléctricos, sino para recuperar a la brevedad posible el atraso de los mismos respecto a la demanda y eliminar las diversas restricciones que en muchos casos todavía pesan sobre los consumidores actuales y potenciales.

En los modelos económicos de desarrollo equilibrado —del tipo del de Harrod-Domar y similares— se supone generalmente una relación entre la proporción del ingreso que se invierte y el incremento resultante del ingreso sobre la base de un coeficiente o relación producto-capital. Restringiéndose al caso de desarrollo equilibrado, o sea cuando todos los componentes del modelo crecen a la misma velocidad y en la misma dirección, basta utilizar una relación producto-capital global, que será el promedio ponderado de los coeficientes respectivos de los diversos sectores de la economía. Dicha hipótesis equivale a suponer que la estructura del consumo permanece invariable y que lo mismo sucede con las técnicas de producción.

Claro que tales hipótesis distan de cumplirse en la realidad, por lo que no pueden tomarse como base para un análisis teórico del proceso de desarrollo y mucho menos en el caso de regiones como las de América Latina. La razón para ello es que no se cumplen ninguna de las dos suposiciones del modelo de desarrollo equilibrado, lo que está bien ilustrado en el caso de la electricidad por ser ésta a la vez un bien final de consumo y un bien intermedio de producción.

Así, en el documento de la Secretaría antes aludido se vio que la velocidad de expansión del sector eléctrico en los próximos diez años será del orden del doble de la del producto bruto, tal como sucedió en la pasada década.

Las modificaciones estructurales de la demanda final y del sistema productivo que tienen lugar en el curso del proceso de desarrollo económico tienden en ambos casos a incrementar el consumo eléctrico por unidad de ingreso y de producto.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Se expondrán otras consideraciones en el Anexo I de este documento, "Desequilibrio y dinamismo en el desarrollo económico".

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.30.

<sup>1</sup> Nótese, sin embargo, que si bien la presión financiera sobre la firma, causada por las necesidades de la demanda, es mayor en el caso del monopolio, no sucede lo mismo si se toma el sector industrial en conjunto. Por el contrario, puede suceder que si el mismo está constituido por muchas empresas, el grado promedio de utilización de la capacidad sea más reducido que en el caso del monopolio y el capital total invertido sea por consiguiente mayor.

<sup>2</sup> La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70 (ST/ECLA/CONF.7/L.1.10), reproducido supra, sección II.

Cuanto más elevado sea el grado de dinamismo de un sector en el curso del proceso de desarrollo —grado que podría definirse, por ejemplo, mediante la relación entre su velocidad de crecimiento y la del producto bruto total en cuyo caso al sector eléctrico en América Latina le correspondería un grado igual a 2— y cuanto más elevada sea la intensidad de capital en el sector, mayor será su requerimiento de inversiones y la presión que su evolución ejercerá sobre la distribución del ahorro interno generado y el aporte de capital extranjero.

A fin de tener una idea del orden de magnitud de esta presión, recuérdese que en América Latina, durante el período 1945-58, la relación producto-capital para toda la economía (referida a la inversión bruta y no a la neta) parece haber variado entre 0.3 y 0.5,<sup>4</sup> valores bastante por encima de los que se hallan en economías más desarrolladas, lo que debe atribuirse precisamente a la falta de muchos servicios básicos.

Para el sector eléctrico, en cambio, la relación marginal producto-capital es bastante menor, del orden de 0.2, e inferior aún en algunos casos particulares.<sup>5</sup>

Resulta así que el sector eléctrico, además de expandirse a doble velocidad que el producto, tiene una intensidad de capital que es también más o menos el doble de la del producto. No es de extrañarse entonces que el desarrollo del sector tenga tanta importancia y pese en grado tan acentuado sobre la asignación de los recursos disponibles para inversión.

Ello explica también por qué, siendo tan reducida la participación de los gastos por concepto de consumo de electricidad con relación al ingreso nacional —del orden de 1.5 a 3 por ciento—, en cambio la inversión en el sector eléctrico representa entre el 6 y el 12 por ciento de la inversión total.

Este desequilibrio entre las participaciones del sector eléctrico en el ingreso y en la inversión se refleja, como es natural, en la estructura financiera de su expansión. Es necesario acudir —en mucho mayor gra-

<sup>4</sup> Véase Jorge Ahumada, *El desarrollo económico y los problemas del cambio social en América Latina* (ST/ECLA/CONF.6/L.A-1).

<sup>5</sup> El promedio ponderado de los precios de venta de la energía eléctrica en 1959 fue de 2.3 centavos de dólar por kWh. Ya se ha visto en otro trabajo de la Secretaría que el costo promedio de inversión es del orden de 450 dólares por kW instalado. Como el grado de utilización es de unas 4 000 horas anuales, resulta una relación producto-capital de  $0.023 \times 4\,000/450 = 0.205$ .

do que en otras industrias— a ahorros generados fuera del sector. Hay sectores en que naturalmente se produce una situación opuesta, o sea que en virtud de que la demanda sectorial aumenta menos que el producto —pues no todos los sectores pueden expandirse a una velocidad mayor que la velocidad promedio— o de que se trata de una industria de escasa intensidad de capital, su demanda de recursos para inversión es inferior a su capacidad de generar ahorros.

Esta asimetría permite la transferencia intersectorial de ahorros que es necesario facilitar y promover a fin de permitir un funcionamiento adecuado del proceso de desarrollo, eliminando fricciones y evitando la formación de puntos de estrangulamiento.

La participación relativa de las posibles fuentes en el financiamiento del sector tiene un gran significado de orden teórico a la vez que práctico. A estudiarla se dedica buena parte de lo que sigue, haciendo ver la íntima relación que las diversas fuentes de capital mantienen entre sí y con la estructura de las inversiones requeridas.

La controversia sobre el nivel óptimo de autofinanciamiento de la expansión del sector eléctrico, sin ser el de mayor valor numérico, es el punto de mayor importancia dentro del tema. De ahí que se le preste preferente atención, en especial en las secciones C y D del presente documento.

Baste decir aquí, como síntesis del problema, que en la determinación de ese nivel óptimo será necesario equilibrar las dificultades existentes en los países latinoamericanos para canalizar la afluencia intersectorial de ahorros —debido a lo primitivo del mercado de capitales— con los inconvenientes de un autofinanciamiento excesivamente elevado que, al originar tarifas alejadas de los costos marginales de producción, afectaría adversamente la elección del consumidor doméstico e industrial y llevaría a una utilización poco eficiente de los recursos energéticos.

Finalmente, en vista de que el componente en divisas de la inversión es relativamente elevado (40 por ciento para la próxima década) y de que existe la esperanza de que créditos internacionales, en condiciones apropiadas de plazo de amortización y tipo de interés, contribuyan a salvar ese importante déficit de financiamiento eléctrico con fuentes internas, se ha dedicado atención especial a ese tópico.

## A. CLASIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO

En este capítulo se analizan someramente las principales fuentes de recursos para las empresas eléctricas, clasificadas en cuatro grupos: autofinanciamiento, aporte de nuevos capitales, emisión de instrumentos de deuda y obtención de créditos. Todos ellos tienen en común el hecho de que significan un ingreso de recursos para la empresa que le permitirá realizar nuevas inversiones y ampliar su capacidad productiva. Sin embargo, desde el punto de vista económico, existe una diferencia sensible entre los dos primeros, que signifi-

can una incorporación neta de capital, y los dos últimos, que obligan a contraer deudas que tarde o temprano la empresa tendrá que cancelar. Estos dos grupos representan un costo para la empresa, si bien de características y montos diferentes. En todo caso, la disponibilidad de créditos, aunque sea en condiciones muy convenientes, es un complemento financiero necesario y no un elemento que sustituya la fijación de tarifas a un nivel económicamente razonable.

## 1. Autofinanciamiento

Proviene de las reservas disponibles por concepto de amortización y utilidades no distribuidas. En lo que respecta a los fondos de depreciación o amortización, desde un punto de vista teórico no deberían incluirse en esta categoría ya que, por definición, su objeto se limita a mantener el activo fijo de la empresa, sin contribuir a su expansión. No obstante, desde el punto de vista práctico es difícil distinguir entre ambos por diversas razones. En primer término, porque dichos fondos —en las empresas eléctricas y en muchos otros casos—, no se acumulan en forma líquida hasta reemplazar la maquinaria respectiva, sino que se van invirtiendo continuamente en la misma empresa. Con la técnica de la amortización lineal, ello tiene un efecto expansivo sobre la capacidad productiva, punto éste que se analizará en la sección D del presente documento. En segundo término y debido al desarrollo tecnológico, la maquinaria existente se reemplaza con otra diferente, por lo cual no existe la continuidad y uniformidad que teóricamente se supone. Por esta vía se produce también un efecto expansivo que puede tener dos causas diferentes que a veces se acumulan: por una parte, el avance tecnológico tenderá a reducir los costos unitarios de inversión del equipo electromecánico,<sup>6</sup> que es el que más interesa en este caso: por otra parte, aun con la misma tecnología, la expansión en la demanda llevará a instalar unidades de mayor capacidad productiva, haciendo disminuir en consecuencia los costos unitarios en virtud de las economías de escala. En ambos casos, las reservas de depreciación, calculadas sobre valores originales de inversión, tenderán a superar las necesidades de reposición, dejando un margen disponible para aumento neto de la capacidad productiva.

Estos efectos expansivos se ven compensados y a veces totalmente eliminados en el caso —frecuente en América Latina— en que las reservas legales de amortización se calculan a base del costo histórico u original sin que se permita la modificación de éste ni siquiera en un proceso inflacionario intenso. Es claro que, en tales condiciones, dichas reservas serán incluso insuficientes para atender su fin específico. En los últimos años se han introducido cambios en la legislación para permitir la revaluación de los activos de las empresas, tanto en lo que se refiere al cómputo de la amortización como al de la utilidad razonable legalmente permitida. Este punto se analizará más detalladamente en el Anexo II.

En lo que se refiere al segundo componente del autofinanciamiento —las utilidades no distribuidas—, depende fundamentalmente del monto global de las utilidades de la empresa y de la política que se siga con respecto a la distribución de dividendos. Existe una estrecha relación entre ambos factores y la posibilidad de obtener nuevo capital acudiendo al mercado finan-

ciario; es obvio que un bajo nivel de utilidades y/o una política sumamente restrictiva en materia de distribución de dividendos tenderán a disminuir el atractivo de la inversión dentro del mercado de capitales y por consiguiente dificultarán la obtención de fondos desde esta segunda fuente de financiamiento.

Como puede notarse al analizar en detalle la estructura del capital accionario de algunas empresas eléctricas latinoamericanas, en muchos casos —aunque la empresa sea desde el punto de vista legal una sociedad de derecho privado— el principal accionista es el estado a través de agencias o bancos de desarrollo económico, en cuyo caso se suele admitir que estas agencias se comprometen a reinvertir automáticamente los dividendos que les puedan corresponder.

Un aspecto de suma importancia en lo que respecta al autofinanciamiento es el tratamiento impositivo a la reinversión de utilidades. En muchas de las leyes que gravan los ingresos existen cláusulas que disponen una exoneración total o parcial del impuesto sobre la fracción de las utilidades que se destine a nuevas inversiones. Es ésta una manera de utilizar la política fiscal como instrumento de desarrollo económico, tratando de aumentar así el coeficiente de inversión de la economía.

## 2. Aporte de nuevos capitales

Los nuevos capitales pueden ser de origen privado o público, nacional o extranjero. Por supuesto que aquí debe distinguirse entre la empresa de capitalización pública y privada y, en el segundo caso, la nacionalidad de la mayoría de su capital.

Cuando la empresa es total o predominantemente de propiedad estatal, su estatuto legal puede prever un determinado aporte del estado en forma de una partida fija anual o una parte alicuota de la tributación total o de una especial. El aporte público puede ser forzoso mediante un impuesto cuya recaudación se destina específicamente a fondos para la electrificación. Impuestos de este tipo existen en el Brasil y Chile. En algunos casos el impuesto forma parte del precio de venta de la energía eléctrica; en otros casos recae sobre otros sujetos impositivos.

Desde el punto de vista del consumidor de energía, un impuesto a la venta del kWh es, desde luego, equivalente a un aumento correspondiente de la tarifa, salvo que el pago de ese impuesto dé derecho a un cierto número de acciones por el valor con que así se contribuye. Este último procedimiento serviría a la vez para difundir la propiedad de la empresa entre tenedores privados nacionales.

La única diferencia adicional radica en que la empresa productora de energía generalmente se ve obligada legalmente a destinar a fines determinados —por ejemplo, expansión de su capacidad instalada o mejoras en las redes de distribución— el mayor ingreso que así obtiene. Pero también esta diferencia desaparece en muchos casos, pues los aumentos de tarifas que resultan de negociaciones entre el estado y las empresas

<sup>6</sup> Al mismo tiempo mejora la eficiencia operativa, reduciendo los costos unitarios. De ahí su influencia en las tarifas o en la mayor rentabilidad de la empresa.

eléctricas suelen establecer compromisos paralelos por parte de las empresas en el sentido de expandir y mejorar sus servicios. Desde este punto de vista, pues, un impuesto a la venta de energía eléctrica cuya recaudación se destina a un fondo de electrificación, como en el Brasil, sería equivalente a un aumento de tarifas con la obligación por parte de la empresa de destinar un cierto porcentaje de su recaudación bruta a la realización de nuevas obras.

Salvo muy pocas excepciones, entre las que destaca Venezuela, las empresas eléctricas de propiedad privada en América Latina están capitalizadas principalmente desde el extranjero. Es evidente que en estos casos además de recurrir en cierta medida al mercado nacional de capitales, queda abierta la posibilidad de integrarlo con nuevos aportes en forma de acciones en los países de origen, que generalmente son importantes exportadores de capital. Al final del presente capítulo se harán algunas someras observaciones sobre las ventajas e inconvenientes relativos de uno y otro aporte (complemento del ahorro interno por un lado y presión sobre el balance de pagos por concepto de transferencia de dividendos e intereses por el otro).

Dentro de la tendencia tan difundida en América Latina de aumentar la participación de capitales nacionales en la propiedad de las empresas eléctricas de servicio público, acaso merezca la pena idear procedimientos mediante los cuales pueda aumentarse el aporte del esfuerzo privado. Así, los usuarios —sobre todo los industriales— podrían adquirir acciones en una cierta proporción respecto a sus demandas de potencia o de energía, lo que guarda relación con la economía que les representa evitar la instalación de plantas propias para atender dichas demandas. En este último caso y a los efectos de evitar que estas suscripciones tengan un efecto inflacionario y asegurarse de que provienen del ahorro genuino, debe cuidarse de verificar que su costo no es trasladado al consumidor final mediante aumentos en los precios de venta respectivos.

Otra posibilidad interesante sería utilizar el crédito de los organismos internacionales para promover la inversión de ahorros internos en el sector eléctrico. Los préstamos se otorgarían, por ejemplo, a poderosos consumidores industriales o a las asociaciones industriales, bancos industriales, organismos estatales de promoción, asociaciones profesionales u obreras, institutos de previsión, etc., con el fin de que su rendimiento se invirtiera en acciones de las empresas eléctricas respectivas.

### 3. *Emisión de instrumentos de deuda en los mercados de capitales, tanto interno como internacional*

Como es sabido, existe toda una gama de instrumentos de este tipo, según las legislaciones, desde las acciones ordinarias de capital y las obligaciones con interés fijo, hasta las acciones preferentes, los debentures convertibles, los bonos de participación, etc.

En cualquier industria el porcentaje de activo fijo

representado por aportes de capital en forma de instrumentos de deuda con interés garantizado, está limitado por el grado de riesgo que supone para la empresa. Si ese porcentaje es muy alto, la carga financiera que representa puede resultar excesiva en períodos de escasa demanda o de precios reducidos de venta.

En el caso de la industria eléctrica las variaciones de la demanda no presentan un problema serio, pues aun en épocas de depresión económica la demanda eléctrica se mantiene e inclusive aumenta. Existe un leve grado de incertidumbre con respecto al factor de carga correspondiente a un cierto nivel de demanda máxima de un sistema, pero por mucho que ello influya en los ingresos netos de la empresa parecería que la estabilidad del ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica permite un alto grado de participación de las obligaciones a mediano y largo plazo en la formación del capital del sector.

Y así sucede efectivamente en algunos casos, como en los Estados Unidos. La explicación de que este fenómeno no sea general se debe sobre todo a dos factores de importancia variable según los países:

a) el fenómeno inflacionario elimina —en mayor o menor grado, según sea el ritmo y la duración del mismo— el atractivo de obligaciones con interés fijo, a menos que existan mecanismos compensatorios dentro del propio instrumento para mantener el valor real del interés y de la amortización de la deuda. La posibilidad de mecanismos de este tipo —a veces denominados genéricamente “cláusulas oro”— en contratos privados se ve muy limitada en algunos países latinoamericanos por las legislaciones vigentes;

b) la posibilidad de que se fijen tarifas excesivamente bajas por parte de las comisiones o agencias gubernamentales de control constituye un riesgo que contrarresta en gran parte la ventaja derivada de la estabilidad de la demanda a que antes se aludió. O sea que en general estos dos factores son coadyuvantes: el bajo nivel real de las tarifas con respecto a los costos de operación se debe precisamente a una intensa inflación de dichos costos, con respecto a la cual las tarifas tienden a quedar retrasadas. En tal caso el público no sólo se niega a adquirir obligaciones que reditúan un interés real muy bajo —en algunos casos negativos, pues la reducción en la cotización en bolsa de la obligación es mayor que la reducida tasa de inversión real sobre la inversión original—, sino que, aun en el caso de que las adquiriese, la empresa se vería en serias dificultades para cubrir el servicio financiero respectivo.

En términos generales, para toda clase de instrumentos negociables de deuda, sólo parecen existir dos correctivos al mal señalado en primer término. Uno es eliminar la causa del desarreglo, o sea la desvalorización progresiva en el poder adquisitivo de la moneda. A ello parece tenderse en la actualidad mediante la política de estabilización monetaria emprendida por varios gobiernos latinoamericanos. Sin embargo y pese a los progresos alcanzados todavía se está lejos de haber alcanzado una posición que elimine la desconfian-

za instintiva que en el inversionista latinoamericano han dejado largos años de inflaciones descontroladas.

Se dirá que persiste todavía, sobre todo por parte del pequeño ahorrador, un grado considerable de "ilusión monetaria", como lo prueba la estabilidad y hasta el aumento del ahorro bancario individual, pese a topes legales en la tasa de interés que son casi siempre inferiores al ritmo de desvalorización de la moneda, resultando así una tasa de interés negativa. En efecto, este fenómeno existe y en el grado que persista será posible todavía la colocación pública de obligaciones con interés nominal fijo en una economía inflacionaria. Pero el gran capital, tanto nacional como extranjero, que constituye la parte más sustancial del posible mercado de dichas obligaciones —como lo prueba la estructura de los tenedores de bonos en los Estados Unidos— es más exigente y su alejamiento deja un vacío difícil de llenar por fuentes alternativas de ahorro.

El segundo correctivo se limita a obrar sobre los efectos del fenómeno. Aceptando que la desvalorización monetaria continuará —o, por lo menos, previniendo la posibilidad de que así suceda—, se introducen en el instrumento cláusulas especiales destinadas a proteger al acreedor contra esta desvalorización, tratando de mantener el valor real de su capital y de los intereses sobre el mismo hasta la cancelación de la deuda.

Correctivos de esta naturaleza deben adoptarse en forma general y no con el propósito de favorecer exclusivamente a determinados sectores de inversión. Si en una situación inflacionaria se permitiese, por ejemplo, la emisión de obligaciones con "cláusula oro" sólo por parte de empresas eléctricas, el desequilibrio que en el mercado de capitales produciría el atractivo de estos instrumentos de deuda sería de tal entidad que distorsionaría en forma apreciable la asignación sectorial del monto global de inversiones en el sistema económico.

Las tendencias inflacionarias perjudican no sólo a los instrumentos de deuda, sino también a las acciones ordinarias y preferentes de las sociedades anónimas. Con respecto a estas últimas, la explicación es clara pues en general participan de muchas características de las obligaciones en cuanto reciben una tasa fija de interés. En lo que se refiere a las acciones ordinarias, la literatura económica sobre la materia supone que en general aumentan también, aunque en proporción mayor o menor que la tasa de inflación. Sin embargo, no siempre sucede así, y entre las excepciones figuran precisamente los servicios públicos como la electricidad donde el aumento de las tarifas va muy a la zaga de los índices de desvalorización monetaria. De ahí que no sólo las obligaciones, sino también las acciones de las empresas eléctricas latinoamericanas, sean de muy difícil colocación tanto entre inversionistas locales como extranjeros.

Conviene señalar de paso que el régimen de impuesto a los ingresos (o sus equivalentes) afecta en forma sensible los beneficios relativos de las diversas fuentes de financiamiento.

Así, la mayoría de los regímenes legales de impuesto a los ingresos castigan el ingreso neto y admiten el servicio financiero de las obligaciones circulantes como un gasto deducible. En consecuencia, cuanto mayor sea el porcentaje de capital fijo representado por instrumentos de deuda de la empresa, menor será la contribución relativa de ésta con respecto a su activo fijo o a su ingreso bruto en forma de impuestos y mayor la retribución de los accionistas ordinarios. Esto sólo es cierto en aquellos casos en que la tasa del ingreso no varía con la proporción de la ganancia neta respecto al capital total, pues si la tasa fuera progresiva la ventaja aludida podría neutralizarse en todo o en parte.

Por la vía del impuesto selectivo o exenciones puede también favorecerse aquella porción que se reinvierte, estimulando así una más activa capitalización con fondos propios.

#### 4. *Créditos para la industria eléctrica*

Estos créditos pueden clasificarse en diversas formas, según el punto de vista que se adopte: estatal y privado, interno y externo, a plazo corto, mediano o largo, etcétera.

Dada la alta densidad de capital que caracteriza a la industria, el plazo relativamente largo que se necesita para recuperar las inversiones y la experiencia de una rentabilidad inferior a la de otros sectores, son escasas las posibilidades de acción de los bancos comerciales y de las empresas de inversión privadas, que encuentran colocaciones alternativas de mayor interés. De ahí que el crédito bancario que provee al sector eléctrico se ha limitado a los bancos de inversión gubernamentales y a las instituciones financieras internacionales<sup>7</sup> o las estatales —de los países más industrializados— encargados de promover exportaciones de bienes de capital.

Entre los organismos denominados en general "bancos de inversión gubernamentales", con vasta acción en el sector eléctrico, en América Latina se encuentran la Corporación de Fomento a la Producción (CORFO) en Chile, la Nacional Financiera en México y el Banco de Desarrollo Económico en el Brasil. Aunque tienen muchos aspectos comunes, su personalidad legal y su política de inversión y préstamos presentan diferencias significativas. El papel de la Nacional Financiera y del Banco de Desarrollo Económico en el desarrollo eléctrico de sus respectivos países será analizado en el capítulo VIII de este mismo estudio, donde se trata de los casos de México y Brasil.

Con respecto a la empresa eléctrica, los bancos de inversión gubernamentales pueden ser accionistas, prestamistas o ambas cosas a la vez. En el primer caso existe en general un compromiso explícito o implícito de que el organismo estatal no retirará los dividendos que le correspondan dentro del porcentaje de utilidades distribuidas, sino que los reinvertirá en la empresa. Si esta operación se hace sistemáticamente a cam-

<sup>7</sup> Véase la sección F y el Anexo V de este mismo documento.

bio de la emisión de nuevas acciones en favor del banco de inversión y si la empresa es originalmente de capital mixto —gubernamental y privado—, es evidente que una política de esta naturaleza tendrá como consecuencia la absorción gradual de la empresa por el banco, a menos que los accionistas privados también adopten una política de reinversión sistemática de sus dividendos.

Cualquiera que sea la forma legal que se adopte para el aporte financiero de los bancos de inversión gubernamentales a las empresas eléctricas, el factor más importante en lo que se refiere al efecto económico de este tipo de financiamiento lo constituye el origen de dichos fondos (en cuanto no provengan de dividendos de la propia empresa). En el Brasil, por ejemplo, una parte sustancial de estos fondos se obtuvieron mediante la creación de nuevos medios de pago, ampliando así las reservas del sistema bancario. Cuando así se procede, el financiamiento del sector eléctrico es en sí mismo una parte importante en el desenvolvimiento de la espiral inflacionaria, dando lugar a la paradoja, señalada en un estudio de la Harvard Law School,<sup>8</sup> de que la negativa de los gobiernos nacionales o estatales a autorizar un aumento de tarifas por temor a fomentar la inflación, conduzca —por la vía de estas formas alternativas de fomento de la empresa que atiende el servicio— a la aceleración del proceso de elevación del nivel general de precios.

Aun en aquellos casos en que los fondos destinados al desarrollo eléctrico por intermedio del banco de inversión gubernamental provienen de impuestos asignados a tal fin, un financiamiento de esta naturaleza puede ser inflacionario en cuanto el sector eléctrico compite con otras inversiones del sector público —comunicaciones, educación, salud— que no tienen otras fuentes alternativas de recursos. Si el gobierno, como ha sucedido a menudo en América Latina, cubre su déficit presupuestario creando nuevos medios de pago, puede afirmarse que este tipo de financiamiento del desarrollo eléctrico contribuye indirectamente a fomentar el fenómeno inflacionario.

Además de los aportes directos de capital y de los créditos a corto, mediano y largo plazo, los bancos de inversión gubernamentales otorgan en muchos casos el aval o garantía necesaria para que la empresa pueda obtener un financiamiento en el extranjero, sea por parte de terceros o por parte de los propios vendedores de maquinaria importada (el *supplier's credit*), que es generalmente de mediano plazo, entre 5 y 10 años, con una tasa de interés que suele moverse paralelamente a la tasa de redescuento del banco central del país exportador correspondiente, aunque manteniéndose a respetable distancia de ella.

Garantías de este tipo son de gran importancia dentro del mecanismo financiero internacional. Cuando

no existen bancos de inversión, los bancos centrales acceden en algunos casos a otorgar garantías de este tipo mediante el pago de una comisión del 1 al 3 por ciento sobre el monto total de la operación o sobre los saldos impagados, a veces también con la exigencia de depósitos de garantía en moneda nacional.

Junto a estas garantías, en los países importadores de bienes de capital están las otorgadas a los respectivos fabricantes de maquinaria y equipos en los países exportadores. De ahí que en algunos casos el *supplier's credit* goce de una doble seguridad, proveniente de agencias estatales en el país exportador y en el importador de los bienes objeto de la operación.

En la sección D del presente documento, referente al nivel óptimo de autofinanciamiento, se manejan algunos órdenes de magnitud respecto a la participación relativa de las diversas fuentes de recursos en el desarrollo eléctrico. Se concluye allí que la liberación de recursos de depreciación por encima de las necesidades de reemplazo permitirá financiar algo más de la cuarta parte de la expansión necesaria del sector durante la próxima década. El autofinanciamiento cubrirá hasta el 35 por ciento de las necesidades. Este valor sólo sería mayor para tarifas que signifiquen un nivel de utilidades netas reales bastante superior al que fijan la mayor parte de las legislaciones respectivas, por lo cual es poco probable que se supere el valor que hemos mencionado. En lo que se refiere al aporte de las instituciones financieras internacionales —tema de que se tratará en la sección F— se toma como meta para el período una suma global de 2 000 millones de dólares, que equivale a algo más de la tercera parte del componente en importaciones de la inversión eléctrica y a un 15 por ciento del total de dicha inversión.

De dichas cifras se deduce que quedará por lo menos un 25 por ciento a financiar mediante el aporte de capital de la iniciativa privada y del estado. La experiencia de los últimos años y la orientación actual de la política eléctrica en América Latina induce a suponer que la participación del estado en dicho aporte será bastante más importante que el aporte privado. Este último tiende a alejarse de las inversiones en servicios públicos por los riesgos que entraña y que no son compensados por las ganancias probables, en general bastante inferiores a las que prevalecen en el sector manufacturero en general.

De más está decir que en cada caso deberá considerarse la situación particular del país para resolver sobre la mejor política de financiamiento eléctrico, teniendo en cuenta factores tales como la capacidad de ahorro interno y la de pagos externos, las disponibilidades financieras del estado obtenidas de la tributación y la demanda de fondos de los diversos sectores de la economía, y tratando de armonizar en lo posible los intereses particulares de la empresa eléctrica con los intereses y las metas generales del desarrollo económico.

<sup>8</sup> D. F. Cavers y J. R. Nelson, *Ordenamiento de la energía eléctrica en América Latina* (Buenos Aires, Emecé Editores, S. A., 1961).



Como en toda actividad manufacturera, el nivel de utilidades en la industria eléctrica está determinado principalmente por dos factores, uno tecnológico y otro económico. Teóricamente corresponden a lo que se llama función de producción y relaciones de precios de insumo-producto. Es posible, por ejemplo, mantener un nivel adecuado de rentabilidad pese a un deterioro en la relación de precios entre los insumos y el producto de la empresa, siempre que esto sea compensado por una mejora en la función de producción.

De ahí que si estos coeficientes tecnológicos, o consumos específicos como se les llama a veces, evolucionan favorablemente para la empresa productora, es posible que —aunque las tarifas de venta de la energía eléctrica se retrasen con respecto a los precios de los insumos o con respecto al índice general de precios— el nivel de utilidades se mantenga a una altura satisfactoria y la empresa pueda continuar una política de autofinanciamiento parcial y de atracción de nuevo capital para expansión.

En términos de teoría económica, esto equivale a decir que la modificación en la estructura del mecanismo de precios a través del tiempo depende fundamentalmente de la relación entre las productividades y los niveles de rentabilidad que prevalezcan en los distintos sectores de actividad. Si la productividad de una industria como la eléctrica aumenta a una velocidad mayor que la del resto de la economía, sucederá entonces o que sus precios de venta se reducirán con relación al índice general o promedio de precios —mientras que su rentabilidad se mantiene— o que sus precios de venta aumentarán paralelamente al índice general —o inclusive en grado mayor—, en cuyo caso la rentabilidad del sector será más elevada que antes.

La industria eléctrica de Europa y de los Estados Unidos es un ejemplo típico del primer fenómeno. El aumento en la productividad —particularmente en la generación térmica— ha permitido allí un retraso de las tarifas con respecto al índice general de precios sin afectar los niveles de rentabilidad ni la política de expansión de las empresas respectivas.

No se confunda la evolución tecnológica con la simple reducción de costos derivada de las economías de escala, punto éste sobre el cual también se insiste en otras partes de este documento.<sup>9</sup> Al reemplazar pequeñas unidades de generación por una unidad mayor, se disminuyen tanto los costos unitarios de inversión —o sea el insumo de capital— como los costos directos o insumos corrientes. Ello ocurre no sólo cuando el aumento de la demanda lo justifica, sino también cuando se interconectan centros de generación y centros de consumo. De ahí que, aun en el caso de una demanda estática, la interconexión de los centros de

generación y de consumo en una malla alimentada en unos pocos puntos focales permitirá aprovechar las ventajas derivadas de las economías de escala.

No siempre es fácil en la práctica efectuar tal separación, tan simple en teoría, entre economías de escala y progreso tecnológico, cuando es precisamente este último el que permite alcanzar tamaños cada vez mayores en las unidades productivas. Así ocurre, por ejemplo, con las turbinas de vapor.

También es difícil cuantificar separadamente la influencia de ambos factores, ya que aparecen superpuestos en la mayor parte de las estadísticas disponibles.

En un reciente informe del Central Generating Board del Reino Unido de Gran Bretaña se estima que el costo unitario del kilovatio de generación térmica ha disminuido 40 por ciento en los últimos diez años. Para que se vea el ritmo en el aumento del tamaño medio de las unidades productivas, téngase en cuenta que mientras en 1938 las unidades térmicas que entraron a operar en los Estados Unidos eran por término medio de 33 MW y en 1950 sólo habían aumentado a 40 MW, superaron los 100 MW a partir de 1955.<sup>10</sup>

El progreso tecnológico evidenciado mediante el aumento en las presiones y temperaturas de trabajo y las economías de escala también se reflejan en la evolución del consumo específico de combustible de las centrales térmicas, que tanto influye en el costo total de producción de la energía eléctrica generada en dicha forma.

En el estudio ya citado de la Comisión Federal de Energía se expresa que en el período 1938-57 dicho consumo específico se redujo desde 4 200 hasta 2 900 Cal/kWh para el promedio de toda la generación térmica en los Estados Unidos. Dicho promedio es en la actualidad del orden de los 2 700 Cal/kWh, y hay un número creciente de grandes unidades con un consumo específico del orden de 2 250 Cal/kWh (unos 9 000 BTU/kWh).

En Europa se observa una tendencia similar. En Francia y en la República Federal de Alemania, por ejemplo, el consumo específico promedio se redujo en la década 1947-56 desde más de 5 000 hasta unas 3 500 Cal/kWh.<sup>11</sup>

En América Latina el promedio regional es actualmente del orden de 4 300 Cal/kWh. La diferencia entre este nivel y los que prevalecen en los países más desarrollados permite concluir que existe un margen considerable para mejorar dicho coeficiente en los próximos años, lo que contribuirá a reducir los costos de generación y las necesidades de divisas.

En lo que se refiere a la generación hidroeléctrica, no parece notarse una tendencia de igual intensidad en lo que respecta a la reducción de sus costos unitarios.

<sup>10</sup> Comisión Federal de Energía (*Federal Power Commission*), *Steam-electric plant construction cost and annual production expenses. Tenth annual supplement.*

<sup>11</sup> Véase OEEC, *The trend of the selling price of electricity and its relation to the financing of new plant* (París, noviembre de 1958).

<sup>9</sup> O sea, en términos económicos, hay que distinguir entre los movimientos a lo largo de la curva de expansión (*expansion path*) derivada de la función de producción y los desplazamientos hacia curvas diferentes originadas en mejoras tecnológicas.

rios. En primer término, no es posible reducir los consumos de combustible, que es el rubro más significativo en el avance tecnológico que ha tenido lugar en la generación termoeléctrica. Los rendimientos de las turbinas hidráulicas, hace ya tiempo bastante altos, permiten esperar poco de su posible mejora. En lo que respecta al insumo de mano de obra, es tan pequeño en la actualidad que ni una mejora sustancial en su rendimiento tendría importancia en cuanto a su efecto sobre el costo del kWh generado.

El panorama es algo más optimista en lo que se refiere a los costos de inversión. El uso intensivo de maquinaria y la mejor organización del trabajo en la obra civil permitirán probablemente una reducción moderada en los costos reales de dichas obras y un acortamiento del período de construcción, que es en la actualidad —sobre todo en América Latina— excesivamente alto, influyendo así desfavorablemente sobre el costo de inversión debido al lucro cesante y los intereses intercalarios durante ese período.

Se contraponen a esta tendencia favorable el hecho de que la limitación natural de los recursos hidráulicos hace que las nuevas instalaciones difícilmente tendrán características tan ventajosas como las que se utilizaron en el pasado, sobre todo en aquellos países donde ya está en explotación un porcentaje apreciable de los mismos.<sup>12</sup>

<sup>12</sup> En muchos casos, por ejemplo, las primeras obras hidráulicas son plantas del tipo de pasada, utilizando grandes alturas de caída y

Es probable que en América Latina este factor no pese mucho debido a que no se ha utilizado más que una pequeña porción de los recursos hidráulicos y a la ignorancia —sobre todo cuando se realizaron los primeros aprovechamientos— sobre la cantidad y calidad de los mismos.

Como conclusión de este análisis se desprende que, en lo que respecta a América Latina, hay un amplio margen para reducir en el futuro los costos de generación térmica y una posibilidad razonable de que disminuyan moderadamente los de generación hidroeléctrica. Como la primera representará aproximadamente la mitad de la oferta del sector en esta región, las perspectivas de conjunto son favorables a una reducción del precio real de venta de la energía, a una liberación de recursos para expansión o a ambas cosas a la vez, siempre que se distribuyan adecuadamente entre la oferta y la demanda los beneficios derivados de estas mejoras en las productividades y en los precios de los insumos.

con caudales relativamente pequeños. En este tipo de centrales tanto el costo unitario de inversión como el de producción de energía es bajo en condiciones normales, aunque debe notarse que si bien el costo inicial es mucho mayor, también el grado de aprovechamiento del recurso hidráulico aumenta con el embalse. Agotado este tipo de recurso, es necesario acudir a plantas de menor altura de caída, con caudal grande y el correspondiente embalse. Aparte del incremento correspondiente en la obra civil, la menor altura y el mayor caudal exigen turbinas de menor velocidad y, en consecuencia, de mayor peso por unidad de potencia, lo que también aumenta el costo de inversión por kW instalado.

### C. EL NIVEL DE UTILIDAD, LAS TARIFAS DE VENTA Y SU REGULACIÓN POR EL ESTADO

Al analizar las relaciones entre el nivel de utilidades de la empresa eléctrica, el precio de venta del kWh y sus coeficientes de insumo, análisis iniciado en el capítulo anterior, no debe olvidarse que también juegan un papel de suma importancia los precios de dichos insumos. Aunque no cambie nada en la productividad del proceso, es posible sostener la rentabilidad de la empresa en el caso de disminuir el precio real de venta de sus productos, si al mismo tiempo también se reducen en la proporción necesaria los precios reales de los insumos o factores productivos.

Como se verá en la sección E del presente documento, al analizar la influencia del fenómeno inflacionario sobre las tarifas eléctricas y sobre el financiamiento de la expansión eléctrica en general, éste ha sido un factor de entidad en muchos países latinoamericanos ya que, mediante los regímenes de tasas múltiples de cambio para los pagos vinculados al comercio exterior,<sup>13</sup> en muchos casos se subsidió el precio del combustible importado que se destinaba a las cen-

<sup>13</sup> Esas tasas altamente favorables afectaron también en general, a las importaciones de bienes de capital para el equipamiento eléctrico. En este caso resultaba favorecida la inversión —y por esa vía existía la posibilidad de disminuir el costo en lo que correspondía a los gastos fijos—, aunque situaciones análogas se presentaban en otras actividades de alta prioridad, cuyo equipamiento debía provenir del exterior.

trales termoeléctricas, lo que permitía, una estabilidad relativa en esta importante parte del costo directo de generación. En algunos casos, modificaciones sustanciales de la tasa de cambio vigente para dichas importaciones —sin la correspondiente e inmediata modificación en las tarifas— provocaron precisamente serias dificultades financieras a las empresas eléctricas.

En el curso de este análisis se ha hablado de la “tarifa” o del “precio de venta” de la energía eléctrica, como si este fuese único. Bien se sabe que no es así y que en realidad la expresión debe interpretarse como un valor promedio, o sea el ingreso bruto total de la empresa dividido por el monto de la energía vendida. No es del caso analizar la elaboración de las tarifas, los diversos sistemas existentes y las muchas modificaciones o mejoras que pueden sugerirse para su estructura, tema de otros trabajos presentados al Seminario.

Sin embargo, desde el punto de vista del desarrollo eléctrico y del económico en general, hay que puntualizar algo en vista de la importancia que la elaboración de las tarifas tiene sobre las decisiones que en sus respectivas esferas toman los consumidores y, en especial, los grandes consumidores industriales.

Para que la tarifa contribuya a asegurar el funcionamiento más eficiente de la empresa, deberá cumplir varias condiciones simultáneas: ser remuneradora para

la empresa y aceptable para el consumidor (nivel microeconómico) y promover la utilización óptima de las diversas fuentes de energía y del mayor consumo de corriente eléctrica a esos niveles óptimos (aspectos macroeconómicos). A ese respecto no sería aconsejable tratar de que recaigan sobre el sector eléctrico —aunque se hallara totalmente en manos del gobierno— funciones ajenas a las que le competen específicamente. Así, por ejemplo, no convendría que la empresa eléctrica, como tal, absorba el costo de tarifas de promoción económica (industrial) o social (ciertos grupos de consumidores residenciales), más allá de un cierto límite. Ello podría muy bien llevarse a cabo mediante la concesión de subsidios específicos y localizados, a cargo de las ventas generales y no de las generadas en el sector eléctrico.

En primer término, aun en el caso de que el gobierno adopte el criterio de que el autofinanciamiento debe ser escaso o nulo y que el capital de expansión de las empresas eléctricas debe ser provisto por el presupuesto general de gastos por el mercado de capitales en general o por la creación de nuevos medios de pago, de ello no se deduce en forma alguna que una política sistemática de tarifas reducidas sea la más adecuada para una utilización racional de los recursos. En efecto, en casi todas sus aplicaciones, la electricidad compite en mayor o menor grado con otras formas de energía. En general, pues, la relación entre el precio de venta de la energía eléctrica y el de estas otras formas (fuel-oil, carbón, gas, etc.) determinará el uso relativo de una y otra en cada sector o rama de consumo. Si esta relación no se determina con cuidado, fácilmente puede conducir a una utilización poco racional de los recursos disponibles.

He aquí un ejemplo elemental de este tipo de error. El gobierno mantiene un régimen de tasas de cambio fijas y múltiples y mediante este mecanismo subsidia el fuel-oil destinado a las centrales de generación eléctrica, pero no el que se importa para venta directa al público. Si mediante este procedimiento se mantiene una tarifa excesivamente baja, puede suceder que para el consumidor doméstico resulte más atractiva la calefacción eléctrica que la de fuel-oil, pese a que el consumo de fuel-oil por unidad de calor es mucho más elevado en la primera, sin contar las mayores inversiones inmovilizadas en la capacidad de generación parcialmente destinada a ese tipo de suministro.

Problemas similares se presentan en las tarifas industriales, pero con alcances más vastos aún. Es cierto que en la mayoría de los sectores manufactureros el valor de la energía eléctrica consumida sólo representa entre  $\frac{1}{2}$  y 2 por ciento del valor agregado por manufactura. En otros casos, que constituyen precisamente un alto porcentaje de las nuevas industrias, ese valor relativo es mayor. Muchas veces, además, el precio de venta de la energía resulta el factor esencial que determina la selección, por parte del industrial, de un proceso predominantemente eléctrico (por ejemplo, un horno eléctrico) en lugar de otro proceso más tradicio-

nal de manufactura. Si este problema lo analiza una empresa estatal de energía eléctrica desde el punto de vista del beneficio económico en general, deben contemplarse: la posibilidad de que el precio del kWh determine la instalación o no de la industria en cuestión, y los beneficios relativos que para la economía en general tendría que elegir uno u otro tipo de proceso por parte del presunto cliente de la empresa eléctrica.

Un ejemplo típico de este problema, que ya viene planteándose en varios países latinoamericanos, es la selección del horno eléctrico como alternativa respecto al alto horno convencional en la fabricación de arrabio, problema de especial importancia por la relativa escasez de carbones coquizables en la región y por la posibilidad de utilizar una escala de producción menor, más adecuada a las reducidas dimensiones de los mercados nacionales o locales de América Latina.

La necesidad de determinar una estructura de precios adecuada dentro del sector energético sugiere la conveniencia de una mayor coordinación en esta materia por parte de los organismos gubernamentales que en los países latinoamericanos tienen jurisdicción sobre los precios de la energía eléctrica, de los derivados del petróleo, gas, etc. Muy poco se ha hecho sobre el particular, siendo la norma general el aislamiento de los diversos organismos y la falta de unidad en los criterios adoptados.

La empresa eléctrica, aun en el caso de que esté a cargo de la iniciativa privada, desarrolla sus actividades bajo la regulación del estado, regulación que se ejerce directamente o a través de organismos especializados de la Administración con atribuciones delegadas al efecto.<sup>14</sup> Con respecto a los problemas del financiamiento de la expansión eléctrica que se están analizando, interesa sobre todo lo referente a la regulación de las tarifas. Más adelante se tratará acerca de la estructura de las mismas; por el momento basta referirse a su nivel promedio, que es el que determina el ingreso bruto y, por consiguiente, el neto de la empresa por concepto de la prestación del servicio a la zona dentro de la cual desarrolla su actividad de carácter monopolista.

Existen fundamentalmente dos procedimientos diferentes en la legislación eléctrica para la regulación de las tarifas: el que se conoce generalmente con el nombre de “principio de retribución justa sobre el capital en acciones o capital de riesgo invertido” (método I) y el “principio de utilidad justa sobre el activo neto o inmovilizado de la empresa” (método II).<sup>15</sup>

Esta clasificación comprende un grupo de métodos en cada categoría, ya que puede establecerse una gama infinita de variaciones. Sin embargo, no alteran sustancialmente la diferencia entre ambos principios.<sup>16</sup>

<sup>14</sup> Véase Rafael de Pina Vara, *El régimen legal e institucional de la industria eléctrica en América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.7.1), documento reproducido *infra*, sección VII.

<sup>15</sup> Para un análisis de la legislación vigente a fines de 1953, véase Cavers y Nelson, *op. cit.*

<sup>16</sup> Véase Jean Valley, *Power Legislation; elementary briefing on income and rates* (Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, octubre de 1958).

En el método I las tarifas son fijadas de tal modo que el ingreso bruto de la empresa por concepto de ventas de energía eléctrica permite cubrir los siguientes rubros:

- a) los gastos directos de operación;
- b) las cargas por concepto de depreciación;
- c) los intereses sobre las deudas a largo plazo contraídas, y
- d) una utilidad neta adecuada (generalmente fijada en el texto legal respectivo) para el capital en acciones.

En el método II no hay cambios con respecto a los rubros a) y b). Deducidos los mismos, el excedente deberá cubrir, en lugar de los intereses y utilidades especificadas en los puntos c) y d), una suma que sea igual a un determinado porcentaje (también generalmente fijado por ley o decreto) del activo inmovilizado o activo neto de la empresa, esto es, las inversiones originales menos su depreciación contable hasta la fecha en que se computa la tarifa.

Puede concluirse que la altura relativa de las tarifas, según los dos métodos a que nos referimos, dependerá fundamentalmente de los siguientes parámetros:

- 1) de la estructura del pasivo de capital de la empresa, o sea de la relación entre la deuda y el capital en acciones (en la terminología anglosajona, la *debt-equity ratio*);
- 2) la tasa de interés que se deba pagar sobre los instrumentos de deuda, y
- 3) los niveles de rentabilidad que se fijen, en el caso del método I para el capital en acciones y en el caso del método II sobre la totalidad del activo inmovilizado.

El nivel de ingreso bruto, y por consiguiente de las tarifas respectivas, será tanto mayor según el método II con respecto al método I, cuanto más elevada sea la proporción de la deuda dentro del pasivo de capital de la empresa y cuanto mayor sea la sobretasa del nivel de utilidad sobre el activo inmovilizado con respecto a la tasa de interés de los instrumentos de deuda.

De ahí que la aplicación del método II a una empresa en que el capital en acciones constituye una proporción relativamente pequeña de la inversión total, mientras que el nivel de utilidad neta sobre el activo inmovilizado está bastante por encima de la tasa de interés de la deuda, conduce a utilidades desproporcionadas para dicho capital en acciones. Precisamente por esta razón, el método II se utiliza a veces con el fin expreso de permitir la acumulación de reservas financieras para expansión de la capacidad del sistema.

En América Latina se encuentran ejemplos de ambos métodos. El método II (utilizado como modelo para el análisis contenido en el Anexo II) se aplica, entre otros, en Chile.<sup>17</sup> El principio contenido en el

<sup>17</sup> Ley General de Servicios Eléctricos, D.F.L. N° 4, 24 de julio de 1959.

método I fue adoptado, por ejemplo, en el convenio definitivo entre el gobierno argentino y las compañías CADE y CEP.<sup>18</sup> Este convenio, por virtud del cual se constituyó una empresa de capital mixto bajo la denominación de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), establece en su Art. 80 que las tarifas que regirán para la energía eléctrica que suministre SEGBA serán fijadas anualmente en tal forma que cubran: a) los gastos de explotación; b) los intereses y amortizaciones de los préstamos y demás obligaciones contraídas por la empresa; c) la dotación a un fondo de renovación, y d) una utilidad neta para los capitales en acciones, privado y estatal, del 8 por ciento anual, después de haber pagado todo impuesto.

En los Estados Unidos la mayoría de las legislaciones estatales han adoptado el principio del método I, precisamente porque la aplicación del otro dejaría utilidades excesivas al capital en acciones ordinarias, ya que una gran parte de la inversión de las empresas eléctricas en dicho país es financiada por instrumentos de deuda con tasas de interés del orden de 3 por ciento.

En América Latina el caso es distinto y ello explica que la aplicación del método II no deje, como podría preverse, márgenes muy considerables para financiar la expansión. Así puede verse en el caso de Chile, donde la ley de servicios eléctricos permite una utilidad máxima, antes de impuestos, de 10 por ciento sobre el activo inmovilizado existente al principio de cada año. Si a estas utilidades se le deduce el 30 por ciento por concepto del impuesto a los ingresos, se obtiene una utilidad neta después de impuestos que representan el 7 por ciento sobre el valor del activo inmovilizado. Esta tasa no es sensiblemente superior a lo que la ENDESA debe pagar por sus créditos internos y externos.

La fijación de tarifas eléctricas —y lo mismo cabe decir de otros servicios públicos— mediante los métodos analizados anteriormente —que pueden comprenderse bajo la categoría general de “costo más beneficio”— tiene serios inconvenientes desde el punto de vista de la economía general. A continuación se mencionarán algunos de ellos y para que su incidencia pueda ser apreciada por los que redacten en el futuro las leyes eléctricas destinadas a fomentar el desarrollo del sector.

El principal inconveniente es que, aplicados en su forma estricta, esos métodos no contienen incentivos adecuados para un aumento de la productividad de los factores. La propia inclusión en el texto legal de mecanismos automáticos de compensación —que puede encontrarse en varias de las leyes eléctricas de América Latina dictadas durante los últimos años en virtud de la poco feliz experiencia del período inflacionario de postguerra— asegura a la empresa eléctrica que todo

<sup>18</sup> Véase “Convenio definitivo celebrado el 31 de octubre de 1958 entre el Gobierno Nacional y las Compañías Argentina de Electricidad Sociedad Anónima y de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires”, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la ley 14772 y el decreto 8590.

aumento en los precios de los insumos, tales como el combustible y la mano de obra, será absorbido mediante ajustes anuales o semestrales en las tarifas a base de "coeficientes de corrección" que, a veces, están también incorporados expresamente en la ley eléctrica, o al menos, en los convenios o concesiones respectivos. Si la regulación se aplica en forma estricta, las mejoras en la productividad de los factores no resultarán en mayores utilidades —ya que existe un tope legal para las mismas—, sino en una disminución de las tarifas.

No parece existir pues un incentivo similar al que se encuentra en otras actividades, tendiente a la búsqueda constante por parte del empresario de métodos que le permitan incrementar la eficiencia de su proceso productivo.

Llama la atención en este sentido que los gobiernos latinoamericanos no hayan aplicado en la órbita de las empresas estatales y de los servicios públicos sometidos a la regulación estatal, los métodos para estimular la productividad que tan buenos resultados han brindado en otros países, estableciendo también una distribución de beneficios entre la empresa y el consumidor.

El caso puede ser más grave aún en lo que se refiere al insumo de capital del sector ya que, al menos teóricamente, podría llevar a una selección deliberada de procesos de mayor densidad de capital. Se trata de lo siguiente: si la empresa concesionaria del servicio público puede obtener capital emitiendo bonos con un interés del 3 por ciento, por ejemplo, y si, de otra parte, el mecanismo legal de regulación de las tarifas del servicio es del tipo II y permite una utilidad neta de 6 por ciento sobre el activo inmovilizado, es claro que la empresa carece de incentivo para tratar de reducir al mínimo la inversión. Por el contrario, existe un incentivo para aumentarla ya que la empresa ganará un 3 por ciento sobre la parte del activo que sea financiada por la emisión de deuda.

Este factor ha sido señalado por algunos economistas norteamericanos como una de las causas que ha retrasado la introducción en estas industrias sometidas a la regulación del estado de innovaciones tecnológicas destinadas a reducir los costos unitarios de inversión.

Véanse ahora algunos problemas relacionados con la estructura de las tarifas, y no ya con su nivel promedio. Este es el que determina los ingresos brutos y netos de la empresa y de él se ha tratado hasta el momento.

Desde el punto de vista de la teoría económica, la formación de los precios en el sector eléctrico debería obedecer a la estructura de los costos marginales de producción.<sup>19</sup> Cuanto más se aproximen las tarifas a este principio ideal, más se avanzará en el camino hacia la meta de la utilización óptima de los recursos. En efecto, la elección del consumidor se orientará hacia

aquellas fuentes de energía —y formas de utilización— que resultan económicamente más convenientes para la comunidad, ya que se le obliga a pagar los gastos adicionales de operación y de inversión que involucra para la empresa eléctrica esa demanda adicional o marginal.

A este fin tienden las tarifas de dos partes, las tarifas variables por bloques, etc. En las primeras, que obligan naturalmente a la medición o, por lo menos, a la estimación de la demanda máxima de potencia por parte del consumidor, se trata de separar el efecto de dicho consumidor sobre las cargas fijas y las cargas variables (o sea la inversión y los insumos directos) de la empresa que suministra el servicio.

Los parámetros básicos son entonces la demanda máxima y el consumo de energía, o sea, en términos geométricos, la ordenada máxima y el área del diagrama de cargas del consumidor.

Nótese que, desde este punto de vista, no existen diferencias sustanciales entre la empresa eléctrica y el prototipo de la empresa que se utiliza en la teoría microeconómica. Es bien sabido que, bajo las hipótesis simplificadoras convencionales, la relación funcional  $e = f(U)$  entre el grado de utilización ( $U$ ) de un sistema eléctrico y el costo unitario por kWh vendido ( $e$ ) tiene como curva representativa a un trozo de hipérbola equilátera (véase el Anexo II, 2ª parte). La misma ley de tendencia hiperbólicamente decreciente del costo total de producción, al aumentar el factor de utilización de la planta fija, se encuentra en cualquier actividad productiva que requiera una inversión inicial previa a toda producción.

¿Cuál es entonces la característica especial que distinguen a la industria eléctrica desde el punto de vista de la formación de sus precios con arreglo a los costos marginales de producción? La respuesta debe encontrarse en la peculiaridad de no poder almacenar su producción, lo que añade un tercer parámetro a los dos ya mencionados que individualizan a cada consumidor (la demanda máxima de potencia y el consumo de energía). Este tercer parámetro es la ubicación en el tiempo de la curva de demandas: un kilovatio demandado por un consumidor en la hora y el día de la punta de demanda del sistema al cual pertenece dicho consumidor, obliga a la empresa a realizar una inversión adicional de 300 a 500 dólares; por el contrario, si el mismo kilovatio es solicitado en otro día o a otra hora no significa un centavo de erogación por concepto de inversión en planta fija.

De ahí que, a diferencia de lo que sucede en la inmensa mayoría de las otras actividades productivas, el costo marginal del kWh, la unidad de producción de la industria eléctrica, dependa, además de otras variables, del instante en que fue producida y vendida.

Carece de sentido, pues, hablar del costo marginal de producción del kWh en un sistema eléctrico sin especificar, entre otras cosas, el momento en que fue producido. Una industria de alto consumo eléctrico por unidad de valor agregado puede ser antieconómica

<sup>19</sup> Para tener un panorama más completo de este problema, véase OECE, *The theory of marginal costs and electricity rates* (marzo de 1958).

para una región determinada si exige que se le proporcione la totalidad o una parte sustancial de su demanda de potencia en las inmediaciones del instante en que ocurre la punta de la demanda, pero en cambio resultaría económica si acepta la limitación de conectar su carga al sistema solamente fuera de dicho instante.

Esta política, que se ha dado en llamar de "relleno de los huecos o valles del diagrama de cargas", puede basarse en parte en incentivos otorgados mediante tarifas que discriminen en el tiempo y que tendrían una base perfectamente justificada por la teoría de los costos marginales de producción.

Otro instrumento tendiente al mismo fin es utilizar la heterogeneidad en la estructura de los diagramas de cargas de diferentes tipos de consumo y de consu-

midores individuales. Es bien sabido que ello constituye una de las ventajas de la interconexión de los centros de consumo, pues, aparte de la heterogeneidad de las demandas eléctricas derivada de diferentes estructuras productivas y módulos de consumo, la simple operación de la ley de los grandes números hace que el coeficiente de diversidad evolucione favorablemente al incrementarse la dimensión del mercado consumidor eléctrico.

Obsérvese que, aun cuando haya homogeneidad total en lo que se refiere a la estructura del sistema productivo y a los módulos del consumo, el simple hecho de que la interconexión comprenda centros de demanda de distinta longitud geográfica (dirección este-oeste) permite mejorar el factor de carga del diagrama correspondiente al sistema interconectado.

#### D. LA CONTROVERSIAS SOBRE EL NIVEL ÓPTIMO DE AUTOFINANCIAMIENTO

Desde el punto de vista de la formulación de una política de desarrollo eléctrico en América Latina, el problema fundamental del financiamiento de dicha expansión está en determinar el grado óptimo de autofinanciamiento. No es que se considere que esa fuente pueda, o deba, generar los aportes más elevados dentro del cuadro general de necesidades financieras. Acerca de su magnitud relativa se trata en otro capítulo. Ello no obsta, naturalmente, a que —sin comprometer la función económica que le cumple desempeñar, tanto en la esfera de precios como de fomento— se busque la máxima contribución compatible con aquellos principios. Parece útil, pues, analizar las diversas variables que influyen sobre dicho problema, en la esperanza de que este análisis dé elementos de juicio para quienes deben decidir respecto a dicha política de desarrollo.

Cuando se habló de los recursos provenientes del autofinanciamiento en la sección A del presente documento, ya se dijo que, por varias razones que a veces se superponen, existe una tendencia hacia la liberación de una parte de los fondos acumulados por depreciación en forma tal que pueden utilizarse para una adición neta anual a la capacidad productiva del sistema eléctrico. La primera de las causas que tiene que ver con esta liberación parcial de los recursos percibidos por concepto de cargas de depreciación tiene su origen en lo que podríamos llamar el "efecto MELRED" en reconocimiento a los economistas que más han contribuido al estudio y análisis de su importancia en el mecanismo económico.<sup>20</sup>

Tiene que ver con el efecto expansivo que, sobre la capacidad anual de producción de una empresa o de un sistema económico determinado, ejerce el hecho de que los fondos acumulados por las cargas de depreciación no son guardados por los empresarios en espera del retiro de los bienes para cuyo reemplazo se desti-

naron, sino que son invertidos año tras año en la adquisición de nuevo equipo.

La diferencia entre el análisis de Lohmann-Ruchti por una parte y el de Domar-Eisner por el otro, es que los primeros analizan el caso que podríamos llamar estático, en que la firma se limita a reinvertir anualmente en la adquisición de nuevo equipo y maquinaria los fondos de depreciación, pero sin utilizar los beneficios netos como aporte de nuevo capital para realizar ampliaciones adicionales de capacidad. En cambio Domar<sup>21</sup> y Eisner<sup>22</sup> se refieren al caso dinámico —más realista y de mayor interés para el presente estudio— en que hay una afluencia continua de inversiones netas hacia el sector o empresa analizado.

Llamando  $R(t)$  el costo de reemplazo del equipo durante el año  $t$  y  $D(t)$  los fondos de depreciación correspondientes a ese año, Domar estudia la evolución del cociente  $R/D$  a través del tiempo demostrando que, bajo las hipótesis que adopta, es siempre menor que la unidad y que cuanto más elevada sea la tasa de inversión bruta —que se mueve paralelamente a la velocidad de expansión de la capacidad productiva del sector o de la empresa— y mayor la vida útil del equipo, tanto mayor será el exceso de las cargas de depreciación con respecto a las necesidades anuales de reemplazo y mayor también, por consiguiente, el efecto expansivo sobre dicha capacidad.

La fórmula de Domar se analiza también en el Anexo III. Para tener una idea del orden de magnitud del fenómeno referido, basta mencionar el hecho de que, para una vida útil del equipo productivo de 25 años y una velocidad de expansión de la capacidad instalada de 10 por ciento, la fórmula demuestra que, luego de los primeros 25 años de vida, el sistema se estabiliza en tal forma que el reemplazo requiere solamente el 45 por ciento de las cargas anuales de depreciación calculadas de acuerdo al método lineal. Se

<sup>20</sup> Dichos economistas son Marx, Engels, Lohmann, Ruchti, Eisner y Domar. Para un análisis más completo de este efecto, véase el Anexo III de este documento.

<sup>21</sup> E. D. Domar, *Essays in the Theory of Economic Growth*, 1957.

<sup>22</sup> R. Eisner, "Conventional depreciation allowances versus replacement cost", *The Controller*, 1933.

apreciará fácilmente la importancia de este hecho si se piensa que, en virtud del mismo, se reducen en un 30 por ciento las necesidades de nuevo capital de inversión calculadas para las mismas hipótesis de crecimiento del 10 por ciento anual.

Un segundo factor expansivo derivado de la reinversión automática y continua de los fondos de depreciación, y al que también se aludió en el capítulo II de este documento, tiene que ver con la reducción de los costos unitarios de inversión. En el análisis del efecto MELRED se supone que las adiciones de capacidad se realizan a costos unitarios iguales a los de la planta original. En realidad hay razones para suponer que, al menos en términos reales —o sea deflacionando los costos nominales cuando hay elevación general de precios—, dichos costos serán inferiores, particularmente en el caso de plantas termoeléctricas. Ello se debe a tres razones fundamentales:

a) al expandirse el sistema, las nuevas adiciones de capacidad se realizarán mediante la instalación de unidades mayores y habrá, por consiguiente, economías de escala respecto a las unidades originales;

b) inclusive para igual tamaño de las unidades, las adiciones a una planta en general cuestan menos por kilovatio que la inversión inicial, ya que esta última incluye ciertos gastos en que sólo se incurre una vez (terreno, parte de la obra civil, etc.);

c) el progreso tecnológico.

La superposición de estos tres factores constituye lo que llamaremos el "efecto de reducción de los costos unitarios de inversión". Si, como sucede en la mayoría de los casos, las cargas de depreciación se calculan a base de los costos originales de inversión, este efecto tiene como consecuencia permitir a la empresa una expansión de capacidad productiva superior a la original.

Es importante notar, sin embargo, que este segundo efecto expansivo no se superpone directamente al primero. En efecto, precisamente en virtud de las economías de escala —o sea uno de los factores del efecto de reducción de costos unitarios—, resultaría demasiado oneroso aumentar en forma continua o, mejor dicho, mediante escalones muy pequeños, la capacidad instalada, a fin de adaptar lo más exactamente posible la curva de expansión de la oferta a la de la demanda. Desde este punto de vista, se trata de balancear el lucro cesante derivado de grandes escalones de aumento en la capacidad, con las economías de escala derivadas del incremento en el tamaño de dichos escalones anuales.

Aparte de este problema del lucro cesante —que introduce una nueva variable en el problema, ya que en el efecto MELRED se supone una utilización plena de la capacidad instalada— es evidente que, en la misma medida en que aumente la distancia en el tiempo entre ampliaciones sucesivas de la capacidad del sistema, disminuirá también la magnitud del efecto MELRED, ya que está directamente relacionado con la utilización continua de los fondos de depreciación

en la ampliación de la planta respectiva. Esta última observación muestra la necesidad de que las nuevas instalaciones no se dilaten en el tiempo más de lo estrictamente necesario. Ello, a su vez, subraya la importancia —no ya sólo económica, sino también financiera— de una acertada preparación anticipada y de un plan de ejecución ajustado a los plazos óptimos.

El panorama relativamente optimista que acabamos de analizar y que lleva a concluir que parte de la expansión de un sistema eléctrico es financiado automáticamente por las cargas de depreciación, cambia fundamentalmente cuando existe un proceso de inflación de costos sin que dichas cargas se ajusten a ese proceso. Este fenómeno ha sido muy común en América Latina, aunque recién en los últimos años se incorporó a la legislación el principio de la revaluación de los activos, que también influye, como es natural, no sólo sobre las cargas de depreciación, sino sobre los topes de utilidad neta admitidos para las empresas concesionarias de servicio público y también a los efectos impositivos. Este aspecto será analizado más adelante con mayor extensión.

Es necesario observar que el efecto desfavorable de una legislación que insiste sobre el costo histórico de inversión como base para medir depreciaciones y utilidades en medio de un intenso proceso inflacionario, es relativamente menor en el caso de una empresa dinámica que adiciona nueva capacidad productiva cada año, que en el caso de una empresa estática que se limita a una política de reemplazo de capacidad obsoleta. El motivo es simple y puede verificarse fácilmente en forma analítica: en el caso de la empresa dinámica la inflación "entra" en sus libros de contabilidad mediante las adiciones de capacidad con costos unitarios nominales que son cada vez más elevados. Hay, pues, cierto grado de ajuste automático, aunque no de magnitud suficiente para evitar que el valor contable total quede a la zaga del costo de reemplazo.

En lo que se refiere al grado de autofinanciamiento potencial por concepto de la reinversión de utilidades netas y su relación con la regulación de tarifas eléctricas por parte del estado, este punto es analizado en detalle en el Anexo II. Se supone allí el caso de una empresa eléctrica cuya demanda crece a una determinada velocidad  $v$ , expandiéndose el sistema en consecuencia. La empresa deprecia sus activos a la tasa anual  $m$  —generalmente fijada por ley— y sus tarifas son reguladas por un organismo estatal, en tal forma que sus utilidades netas en un año cualquiera son iguales a una proporción constante  $b$  del activo fijo neto o inmovilizado de la empresa,<sup>23</sup> activo que se calcula restando a la inversión original las amortizaciones hasta la fecha. En tales condiciones, el coeficiente de autofinanciamiento potencial de la empresa es una función decreciente del tiempo, que alcanza su ordenada máxima en el origen, donde vale  $b/v$ . En el mismo Anexo se trata acerca de estos resultados, que depen-

<sup>23</sup> Véase la sección C del presente documento, donde se analiza este sistema.

den del orden de magnitud de los tres parámetros principales del problema: velocidad de expansión del sistema, nivel de utilidades netas y tasa de depreciación. Se analiza también allí el efecto de la inflación de costos bajo diversas hipótesis alternativas.

Teniendo en cuenta las cargas impositivas sobre las utilidades netas y el hecho de que la inercia de los mecanismos de regulación de tarifas hace que los ajustes de éstas no permitan en general llegar al tope legal de rentabilidad, parece razonable suponer un nivel de 7 por ciento de utilidad sobre el activo inmovilizado como un orden de magnitud realista para dicho parámetro. En lo que se refiere a la velocidad de expansión impuesta al sistema por el crecimiento de la demanda, ya se ha visto en otro documento de la Secretaría que en general no deberá ser menor de un 10 por ciento.

En cuanto a la tasa de depreciación se toma un promedio de 3 por ciento anual (sería del orden de 2 para instalaciones hidroeléctricas y de 4 para plantas térmicas).

Bajo estas hipótesis provisionales, los resultados del análisis realizado en el Anexo III permiten concluir que el coeficiente de autofinanciamiento de dicho sistema eléctrico sería de 0.7 en el primer año e iría disminuyendo gradualmente hasta acercarse al valor  $\frac{1}{2}$ . En resumen, un régimen de esta naturaleza permitiría siempre a la empresa autofinanciar al menos la mitad de su expansión anual de capacidad.

Conviene insistir en que ese valor podría alcanzarse teóricamente, en el supuesto de que la tarifa absorba íntegramente el efecto inflacionario de la economía. Este supuesto no se cumple en la realidad por varias razones, entre las que conviene destacar por un lado el retraso de los precios de la corriente eléctrica con respecto al nivel promedio y por el otro los mayores márgenes entre los costos y las tarifas que pueden lograrse gracias a las eficiencias más altas. Además, naturalmente, no todas las utilidades se reinvierten, restando así una cierta proporción de esa capacidad de financiamiento. De todas maneras, el breve análisis que precede señala a grandes rasgos los límites que podrían alcanzarse en el financiamiento con fondos generales dentro del sector —en las condiciones indicadas y sin quebrante— cuando se alcance la participación óptima.

¿Cuál sería la capacidad de autofinanciamiento de la expansión del sector eléctrico de América Latina con arreglo a las consideraciones que se han hecho en los párrafos anteriores?

Las necesidades financieras globales ya fueron estimadas en otro documento de la Secretaría y son del orden de 13 000 millones de dólares para la década 1960-70. Admitiendo que las tarifas de venta permitan tener en promedio una utilidad neta de 7 por ciento sobre el activo inmovilizado y que la velocidad de expansión sea del orden de 11 por ciento, entonces la capacidad de autofinanciamiento potencial sería del orden de 50 por ciento. Pero, aparte de que es posible que el promedio de rentabilidad no alcance el valor supues-

to, también hay que prever el hecho de que parte de las utilidades deben ser distribuidas, sobre todo por las empresas total o preponderantemente de capital privado, que comprenden unos dos quintos de la capacidad instalada de servicio público y un porcentaje mayor en lo que respecta a energía vendida, ya que muchas veces son distribuidores de energía producida por empresas estatales o paraestatales, la que les es vendida en bloque.

Supóngase, como resultado de la conjunción de estos factores, que el promedio de utilidad neta efectivamente reinvertido baje al 5 por ciento. Para una tasa de depreciación de 3 por ciento y un 10 por ciento de velocidad de expansión, ello representa un grado de autofinanciamiento de 35 por ciento.

A ello deberán sumarse los fondos de depreciación liberados por el efecto MELRED y el efecto de reducción de costos unitarios. Estimando en 300 dólares/kW instalado el valor en libros de la planta eléctrica actual de América Latina y que sobre ella se carga un 3 por ciento anual por concepto de depreciación, a lo cual debe agregarse el efecto de las nuevas inversiones a través de la década, puede estimarse que los fondos de depreciación permitirán financiar entre  $\frac{1}{4}$  y  $\frac{1}{3}$  de la expansión necesaria durante dicho período (véase el Anexo III).

En lo que se refiere al aporte de los organismos financieros internacionales, en la sección F se verá que, proyectando la experiencia del período 1945-60 a las perspectivas actuales, sería razonable esperar, como meta mínima, un valor del orden de los 2 000 millones de dólares para el período, lo que sería otro 15 por ciento del monto global requerido. Claro está que con una política más amplia de créditos, esos montos podrían duplicarse, reduciendo correlativamente la gravitación de otras fuentes.

Quedaría así quizás un cuarto de la inversión total a financiar por otras vías, entre las cuales se destacan el aporte de capital privado, preferentemente nacional, y la contribución del estado, ya sea directamente o a través de sus organismos dedicados a promover el desarrollo.

Es innecesario advertir que no se pretende que las cifras y porcentajes a que se ha aludido tengan validez rigurosa, ya que sólo podrán servir de orientación para formular una política de desarrollo eléctrico. Al encarar esa tarea debe tenerse en cuenta, por un lado, la capacidad financiera del estado y del mercado de capitales privados, tanto interno como extranjero, para efectuar la aportación que se requerirá de ellos junto con la contribución de fuentes internacionales y, por otro lado, el aporte del sector. No se olvide aquí que un recargo excesivo en el precio de venta de la energía para financiar la expansión distorsionará los costos marginales del consumidor y afectará, en consecuencia, la racionalidad de su proceso de elección desde el punto de vista macroeconómico. La disminución de costos lograría el mismo objetivo sin afectar a los precios.



Entre las distorsiones que el fenómeno inflacionario provoca en el desarrollo económico, destaca la producida en la estructura de precios, pues al afectar la rentabilidad relativa de los capitales invertidos en los diversos sectores, provoca una redistribución de las nuevas inversiones.<sup>24</sup>

Naturalmente que, al estudiar esta modificación en la estructura de precios debe examinarse con cuidado hasta qué punto dicha modificación es consecuencia de la inflación, ya que hay cambios en los precios relativos aún en ausencia de una elevación en el nivel general de precios.

El caso de los precios regulados por el estado, como sucede en general con los servicios públicos y en particular con la energía eléctrica, constituye un claro ejemplo de estas distorsiones. La experiencia de los países afectados por los estragos inflacionarios parece indicar que la disminución en el precio de venta real de la energía eléctrica ha sido tanto mayor cuanto más intenso era el ritmo de elevación en el nivel general de precios.<sup>25</sup> Ello parece demostrar que, si hubo en tales casos una acción deliberada por parte del Estado de subsidiar al consumidor eléctrico por razones de justicia social y/o de promoción industrial, su efecto ha sido muy tenue. Más aún, una decisión de tal naturaleza no requeriría necesariamente la ayuda de un proceso inflacionario para su cumplimiento. Si un gobierno entendiese en un momento dado que las utilidades de una empresa eléctrica eran excesivas o que conviene disminuir las tarifas por razones de interés general, bastaría que así lo decretase, sin esperar a que se produjera tal efecto indirectamente por la vía de un aumento general de precios en los otros sectores y una congelación en los del sector eléctrico.

Salvo raras excepciones, no se conocen en América Latina medidas de reducción de precios nominales. En la gran mayoría de los casos la reducción del precio

<sup>24</sup> En muchos estudios sobre inflación se utiliza como única información estadística la que se refiere a los números índices que miden el nivel general o promedial de precios. Existe entonces el peligro de olvidar que la inflación no es un proceso unidimensional cuya evolución pueda describirse o estudiarse en términos del comportamiento de una sola variable. Por el contrario en el análisis de un sistema económico hay que trabajar con una constelación de precios —en términos matemáticos, un vector-precio— y será fundamental, por consiguiente, seguir la evolución relativa de los precios sin perjuicio de considerar también la marcha del promedio ponderado de los mismos.

El peligro aludido es tanto más serio cuanto que puede afirmarse fundamentalmente que los efectos reales de la inflación sobre el proceso económico dependen en mayor grado de los cambios en los precios relativos, o sea de la distorsión en la estructura del mecanismo de precios, que del movimiento del nivel general o promedio. Porque en definitiva son los precios relativos y no los absolutos los que determinan la distribución de los recursos de inversión por sectores y por ramas de actividad, los niveles de rentabilidad respectivos y el consiguiente desplazamiento de los factores de producción. En términos analíticos podría decirse que son los cambios en la dirección, o el ángulo, del vector-precio y no las variaciones en su módulo o longitud, los que importan para el análisis económico.

<sup>25</sup> Conviene recordar de nuevo que, con independencia del proceso inflacionario, por razones ya explicadas en otro capítulo de este trabajo, los precios de la corriente eléctrica quedan rezagados en todos los países con respecto al nivel general de precios.

real no se produjo mediante la acción positiva de disminuir las tarifas nominales, sino mediante la acción pasiva de no incrementarlas en medio de un proceso inflacionario generalizado. Teniendo en cuenta la importancia de la inflación en América Latina durante el período 1945-60, ha parecido conveniente analizar algunos aspectos de la política fiscal en relación al desarrollo eléctrico en un marco de elevación continua del nivel de precios. En su mayor parte, este análisis se aplica también a otras formas de inversión; en algunos aspectos será peculiar del sector eléctrico.

Dentro del ámbito del instrumento fiscal, los efectos nocivos de la inflación sobre el desarrollo económico latinoamericano se deben fundamentalmente a dos razones. En primer término, porque en general los países de la región carecen de un programa de acción que ponga la política fiscal al servicio del desarrollo económico; en segundo término, porque el marco legal en que se mueve dicho instrumento —como también sucede respecto al régimen de obligaciones y contratos, según ya se hizo observar en la sección A del presente documento— parte del supuesto de que la unidad monetaria es un bien de valor intrínseco invariable a través del tiempo.

Interesa aquí sobre todo este último punto, o sea la inconsistencia entre la ficción legal y la realidad económica. El siglo XX ofrece el primer ejemplo de un período continuado de muchas décadas con una modificación constante de los niveles de precios en una sola dirección. No sucedía lo mismo en épocas anteriores: así, en Gran Bretaña, luego de las diversas crisis y períodos de prosperidad del siglo XIX, el nivel general de precios en 1900 era prácticamente igual al de 1800.

Nada más natural, entonces, que el legislador y el codificador de la época adoptase una hipótesis de neutralidad con respecto al efecto de las variaciones del poder adquisitivo de la moneda en materia de contratos, obligaciones y legislación tributaria, no porque dichas variaciones no se produjesen, sino porque, existiendo la misma probabilidad de que en el momento del pago de una deuda el valor real de la misma fuera superior o inferior al del momento en que fue contraída, no parecía necesario introducir mecanismos que compensaran una ganancia que podría resultar imprevista o injusta para alguna de las partes, pero que tanto podía recaer sobre el deudor como sobre el acreedor. Algo análogo sucedía en materia impositiva.

Siendo la legislación latinoamericana derivada de los códigos europeos del siglo anterior, resulta lógico que se hayan seguido los mismos lineamientos generales, en especial respecto a la actitud neutral respecto al valor de la unidad monetaria.

De ahí que la experiencia de la postguerra sorprendiese al legislador de estos países y que la vigencia de disposiciones basadas en una hipótesis que distaba mucho de darse en la realidad haya provocado dificulta-

des, distorsiones y paradojas de toda índole. Baste mencionar como ejemplo, el hecho de que en algunos países de la región que han experimentado en algunos años incrementos de más de 30 o 40 por ciento en el nivel general de precios, la ley condena como usurarias operaciones de préstamo en que los intereses nominales apenas alcanzan a compensar la mitad de ese deterioro en el valor real de la moneda.

Véase brevemente el efecto de este fenómeno sobre el régimen tributario y las finanzas estatales, teniendo en cuenta las necesidades de financiamiento del sector eléctrico cuando —caso muy frecuente en América Latina— dicho financiamiento depende en forma sustancial de los aportes del estado.

Desde el punto de vista del monto real de la recaudación, los impuestos pueden clasificarse en tres categorías según sea la influencia que el proceso inflacionario tenga sobre dicho monto. En primer término hay aquellos impuestos o tasas que están fijados en términos monetarios, como es el caso, por ejemplo, de los impuestos aduaneros específicos o en general de todos aquéllos que se refieren al pago de un determinado número de unidades monetarias por unidad física del producto objeto del intercambio. Es evidente que el producto real de impuestos de este tipo se deteriora en la misma proporción en que se incrementa el nivel de precios.

En segundo término existen los impuestos cuya recaudación real tiende a mantenerse relativamente invariable pese a la modificación de precios. Tal es el caso de los impuestos porcentuales a las ventas, de los impuestos aduaneros *ad valorem* o de los impuestos a los ingresos con tasas uniformes.

Hay, por último, impuestos cuyo valor real tiende a aumentar con una elevación del nivel de precios. Tal es el caso, por ejemplo, del impuesto a los ingresos, tanto de las personas físicas como jurídicas, cuando la tasa del impuesto es progresiva respecto al valor absoluto de la cifra imponible o respecto al valor relativo de la misma sobre la inversión inicial. Este es el caso del impuesto progresivo que grava las ganancias de capital.

La combinación de estos factores determinará el efecto global sobre las recaudaciones del estado. Teniendo en cuenta la reducida importancia de los impuestos a los ingresos en los sistemas tributarios de los países latinoamericanos y el hecho de que en el resto de la legislación fiscal —como ya se ha visto— el efecto de la inflación es neutro o negativo, parece probable que dicho efecto global haya sido negativo en la mayoría de los países del área. Como consecuencia de este efecto y de la expansión de las actividades del Estado, se explica en parte el uso intensivo de la creación de nuevos medios de pago como recurso de financiamiento, ya que no debe olvidarse que al mismo tiempo la inflación quitaba todo atractivo a los papeles de deuda pública con intereses fijos sobre valores originales de inversión. De ahí que casi todos esos papeles hayan sido absorbidos en forma más o menos for-

zosa por los bancos centrales y los institutos oficiales de previsión social, con la consecuencia de que, a su vez, se incubaban en estos organismos graves crisis financieras en virtud de la desproporción entre sus responsabilidades en materia de egresos y la reducida rentabilidad real de sus carteras de inversión.

Con respecto al sector eléctrico cabe anotar que, al mismo tiempo que la inflación reducía el monto real de los ingresos del estado, el elevado ritmo de disminución en el precio real de venta de la energía —no compensado por un aumento paralelo en la productividad del proceso de generación, transmisión y distribución— reducía tanto los recursos disponibles por vía de autofinanciamiento como la posibilidad del sector para captar nuevos recursos del mercado de capitales.<sup>26</sup>

Aparte de los problemas administrativos y en particular el fenómeno de la inercia en el mecanismo de regulación de las tarifas (el *regulatory lag*, sobre el que tanto se ha escrito y discutido en los Estados Unidos al juzgar las ventajas e inconvenientes de los organismos federales de regulación como la Comisión Federal de Energía, la Comisión Federal de Comunicaciones, etc.), el efecto principal de la inflación sobre el valor real de la tarifa de venta de la energía eléctrica ha sido a través del principio legal que fija los coeficientes de depreciación del activo fijo y los niveles admisibles de utilidad en función del valor histórico de inversión expresado en la moneda en curso de desvalorización.<sup>27</sup>

Considérese brevemente el caso del capitalista extranjero que invierte o desea invertir en un país donde existe un proceso continuo de desvalorización monetaria. Desde el punto de vista monetario, la principal diferencia entre una inversión en el extranjero y una inversión en el país propio la constituye la necesidad de convertir a la moneda del país al cual pertenece el inversor los beneficios e intereses generados y percibidos en la moneda del país donde se realizó la inversión. En otros términos, transferir los ingresos del país importador al país exportador de capital.

De ahí que el inversionista extranjero, enfrentado a un fenómeno inflacionario en el país donde invierte, se ve obligado a considerar en primer término la influencia que pueda tener ese fenómeno sobre el nivel de rentabilidad de su inversión, considerando esta última como parte del sistema económico y monetario del país importador de capital, y en segundo término la repercusión de esa inflación sobre las condiciones

<sup>26</sup> En general, como ya se ha dicho, las cifras estadísticas muestran que la disminución del precio real fue tanto mayor cuanto más intenso era el ritmo inflacionario y lo mismo sucedía en lo que se refiere a la capacidad de autofinanciamiento de la empresa. Sin embargo, existen algunas excepciones. Tal es el caso de Chile, donde pese a experimentarse una de las inflaciones con tasas más altas de la región (y del mundo), la ENDESA ha tenido bastante éxito en lo que respecta a su capacidad para obtener elevaciones paralelas en las tarifas que mantuviesen un nivel mínimo en materia de capacidad de autofinanciamiento.

<sup>27</sup> Sobre este punto véanse también las secciones A y D y el Anexo II de este documento.

bajo las cuales los beneficios e intereses serán convertidos a la moneda extranjera de que se trate.

El grado en que debe preocuparse de este segundo factor depende, como es lógico, de su éxito en el primero: si no hay ingresos que transferir, el inversionista puede contemplar con indiferencia condiciones restrictivas o injustas que se fijen para la convertibilidad de tales ingresos. También dependerá de su política a corto y a largo plazo en lo que respecta a la distribución de las utilidades: si éstas se destinan total o preponderantemente a la reinversión, también pierde gran parte de su importancia el régimen que exista para la convertibilidad.

El problema del inversionista de que se trata puede dividirse entonces en dos partes:

- a) la evolución de las ganancias netas de su actividad, bajo condiciones inflacionarias en el país importador de capital;
- b) la evolución de la tasa de cambio y de otras condiciones administrativas, bajo las cuales debe realizar la conversión de dichas ganancias a la moneda del país exportador de capital.<sup>28</sup>

Con respecto al segundo punto, es un hecho bien conocido que la desvalorización externa no sigue exactamente las fluctuaciones de la desvalorización interna. Pero debe notarse que las discrepancias que a este respecto muestran las estadísticas se deben en gran parte —al menos en el caso de los países latinoamericanos— a distorsiones inducidas en el mecanismo de los precios por la acción directa del estado, sea en el caso del comercio interno a través de los controles y las llamadas “congelaciones” de precios, sea en el caso del comercio exterior por las restricciones cuantitativas —licencias y cuotas de importación, permisos previos, etc.— y funcionales —depósitos de garantía, tarifas o recargos discriminatorios— que, al tratar de eliminar o reducir el efecto de la demanda insatisfecha de importaciones, contienen la demanda de divisas y equilibran la tasa de cambio a un nivel menor del que se alcanzaría en condiciones de libre competencia.

Desde este punto de vista, el inversionista extranjero se beneficia indirectamente. En efecto, al deprimir la tasa de cambio y valorizar así artificialmente la moneda del país importador de capital, se contribuye a

<sup>28</sup> Esto no excluye necesariamente el caso en que la firma extranjera recibe sus ingresos brutos —y, por lo tanto, también sus ganancias— en la divisa correspondiente al país de origen del capital o en otras monedas extranjeras. Así sucede, por ejemplo, con las grandes industrias exportadoras en los países de América Latina (cobre en Chile, petróleo en Venezuela, etc.). Todo dependerá entonces del marco institucional y legal dentro del cual se mueven estas industrias. Podría suceder, por ejemplo, que dicho régimen obligase a las empresas a vender el cambio extranjero recibido por su actividad a la autoridad estatal, quien lo adquiriría a determinada tasa de cambio entregándole el equivalente en moneda nacional. En esta hipótesis, la empresa, aunque operando en los mercados internacionales, queda asimilada a una actividad interna y sus directivos estarán naturalmente interesados en el régimen que se fije para la transferencia de ganancias al exterior, sin perjuicio de concentrar también su atención en lo que se refiere a la tasa de cambio a la cual serán adquiridos sus ingresos brutos, ya que ella será una de los parámetros fundamentales que determinen el nivel de ganancias.

umentar el equivalente en la divisa del país exportador de capital de las utilidades realizadas por dicho inversionista.

Como bien se sabe, han existido algunos intentos y muchos proyectos para asegurar al inversionista extranjero una cierta estabilidad en la tasa de cambio a la cual debe convertir sus utilidades en el futuro. El éxito de estas medidas no parece muy considerable, lo que es lógico teniendo en cuenta las dificultades de este llamado “seguro de cambio”.

Piénsese, por ejemplo, en los problemas que para el organismo responsable, digamos el banco central, significa asegurar una tasa fija por un determinado número de años en medio de un intenso proceso inflacionario. Cuanto más éxito tenga el sistema y mayores sean las inversiones extranjeras y las consiguientes remesas de utilidades, mayor será la pérdida financiera del organismo obligado a vender divisas a precios inferiores al valor real a que debe adquirirlas a los exportadores. Por otra parte, desde el punto de vista de la justicia fiscal, el procedimiento merece serias reservas, ya que en aquellos casos en que las ganancias nominales del inversionista extranjero crezcan a un ritmo próximo, igual o inclusive mayor que el del nivel general de precios internos, la conversión de las mismas a una tasa de cambio congelada equivale a una ganancia adicional que puede ser importante y que no tiene justificación económica.

También merecen serias reservas estas garantías especiales en cuanto discriminan contra el capital acumulado por ahorro interno, lo que no parece el mejor método para fomentar el ahorro y la inversión reproductiva. Además, un mecanismo de esta naturaleza, como todos aquellos en que coexisten diferentes tasas de cambio según la naturaleza de la transacción, lleva aparejada la especulación, como demuestra la experiencia latinoamericana de postguerra y facilita la ganancia ilícita y la corrupción administrativa.

El otro aspecto de importancia relacionado con las remesas de utilidades es el de las restricciones cuantitativas (por ejemplo, las que fijan un tope máximo anual en relación a la inversión original). Este tipo de medidas se han generalizado mucho y pueden ser necesarias frente a crisis crónicas o prolongadas del balance de pagos, aunque conviene que sean acompañadas por otras de carácter más positivo. Siempre que tales medidas no sufran oscilaciones imprevistas, su efecto sobre la afluencia de capitales no es nocivo cuando se cumplen en un ciclo ascendente de actividad económica —sobre todo industrial—, campo en el que los capitales extranjeros encuentran conveniente colocación. En algunos casos, a consecuencia de decisiones gubernamentales que tratan de mejorar la situación del balance de pagos, se prohíbe lisa y llanamente la transferencia de utilidades al exterior por un determinado período de tiempo.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Al igual que tantos otros intentos de regulación de un mecanismo tan delicado y complejo como el del movimiento internacional de capitales, estas medidas restrictivas sobre la transferencia o conver-

Ya se ha dicho que lo que interesa al empresario es la relación entre los precios de los productos que vende y de los insumos que compra, y no el comportamiento de sus niveles absolutos. Véase brevemente, pues, el efecto de la inflación sobre los precios reales de los principales insumos. Entre ellos resalta el insumo de mano de obra. Uno de los parámetros de mayor importancia para analizar el efecto de la inflación sobre el desarrollo económico y la distribución del ingreso es la velocidad relativa de aumento del nivel general de salarios con respecto al de precios. Es sumamente difícil llegar a conclusiones generales a este respecto. En América Latina, hay países donde los salarios, al menos en el sector manufacturero, parecen haber aumentado más que los precios, mientras que en otros países sucedió lo contrario. A su vez, dentro de un mismo país se invierte a veces la tendencia a través del tiempo. Así se nota, por ejemplo, que en los primeros años del proceso inflacionario los salarios reales mejoraron, mientras que al madurar o intensificarse el proceso comenzaron a deteriorarse con respecto a su nivel anterior.<sup>80</sup>

Cuanto mayor es el contenido de mano de obra del valor agregado por una determinada actividad, mayor será naturalmente el efecto —favorable o desfavorable— de la relación de precios entre este insumo y el bien o servicio que provee dicha actividad. Existe en este sentido una diferencia bien marcada entre dos de las actividades o sectores que suelen denominarse “básicas”: energía y transportes. Mientras que en la primera el contenido de mano de obra en la operación es bastante reducido, en la segunda —sobre todo en el transporte urbano y en los ferrocarriles— es sumamente elevado. De ahí que en los transportes sea imposible absorber alzas de salarios sin una compensación adecuada en los niveles de sus tarifas de venta o un subsidio.

A título indicativo y a los efectos de tener una idea del orden de magnitud de este componente relativo del costo en el caso de la energía eléctrica, recuérdese que para la generación térmica, por ejemplo, un 10 por ciento del costo total de producción del kWh corresponde a operación y mantenimiento y un 50 por ciento a combustibles. Operación y mantenimiento incluyen sobre todo gastos por concepto de mano de obra. Por eso, un aumento de salarios del orden del 50 por ciento resultaría en un incremento del costo total inferior al 5 por ciento. El efecto de un aumento en el precio del combustible es en cambio muy grande.

sión de utilidades tienen a menudo parcialmente efectos contraproducentes. Estos pueden originarse acelerando la salida de capitales y utilidades acumuladas y deteniendo la entrada de nuevos capitales con el anuncio o rumor de que el gobierno está estudiando la adopción de dichas medidas. Aun durante la vigencia de éstas, se tratará de evadir la reglamentación transfiriendo utilidades en forma lateral (por ejemplo, disfrazándolas como gastos incurridos en el extranjero). Apenas se levantan las restricciones es probable que haya una nueva corriente de capital hacia el exterior, previendo el posible restablecimiento futuro de dichas limitaciones.

<sup>80</sup> Véase *Inflación y crecimiento. Resumen de la experiencia en América Latina* (E/CN.12/563).

En el caso de la generación hidráulica, la carga de capital absorbe entre el 80 y el 90 por ciento del costo total, siendo el resto gastos de operación y mantenimiento. Aquí también el efecto de un fenómeno inflacionario generalizado es relativamente pequeño, y la preocupación fundamental del empresario es que se le permita aumentar sus ingresos nominales en proporción al aumento del valor nominal de reemplazo de la considerable inversión realizada, que a su vez tiene un considerable componente de mano de obra.

En lo que se refiere a la evolución de los precios de los combustibles —el insumo directo de mayor importancia en el caso de la industria eléctrica— y, en particular del fuel-oil, que es el predominante para la generación térmica en América Latina, es posible intentar algunas generalizaciones. En la mayoría de los casos latinoamericanos, elevadas proporciones del combustible ha habido que importarlo bajo regímenes de comercio exterior que fijaban para los pagos correspondientes tasas reducidas y que se alteraban con bastante inercia. Por esa razón el precio de costo del fuel-oil para las empresas eléctricas anduvo a la zaga del nivel general de precios. De no haber sido así, el estrangulamiento del sector eléctrico en la mayoría de los países hubiese sido más acentuado aún de lo que fue en realidad.

No debe esperarse, sin embargo, que este factor siga obrando siempre en el mismo sentido. La liberalización del régimen del comercio y de los pagos exteriores, acompañado generalmente por una unificación de las tasas cambiarias al nivel de la del mercado financiero —tal como ha ocurrido en los últimos años en muchos de los países latinoamericanos que anteriormente tenían un sistema discriminatorio en la materia— hará que en el futuro un proceso de inflación interna que tarde o temprano debe reflejarse en la tasa de cambio de las monedas extranjeras, repercuta proporcionalmente en los precios de compra de los combustibles y equipos para las centrales de generación eléctrica.

Se han analizado en este capítulo los efectos de la inflación sobre los diversos componentes de la estructura de costos y tarifas de la energía eléctrica. Sólo en el caso de los combustibles, que constituyen aproximadamente la mitad del costo de la generación térmica y por consiguiente la cuarta parte del costo total en una empresa que genera cantidades iguales de energía hidro y termoeléctrica —que es la situación promedial actual de América Latina— existió en algunos casos una tendencia a que su precio se retrasase con respecto al nivel promedio de precios.

Si, de otra parte, se tienen en cuenta las serias dificultades —demostradas por la experiencia reciente de los países latinoamericanos— que existen para crear y operar un mecanismo compensatorio que permita que las tarifas se adapten al ritmo de inflación en los costos, no puede menos de concluirse que el fenómeno inflacionario ha repercutido en forma sumamente desfavorable sobre el financiamiento del sector eléctrico.

de plantas eléctricas, servicios telefónicos, de transporte y de gas. Aproximadamente la mitad de sus ingresos derivan del sector eléctrico, un tercio del servicio telefónico y el resto de sus demás actividades. En el sector eléctrico opera a través de dos compañías afiliadas, la São Paulo Light y la Río Light, cuyos sistemas eléctricos trabajan fundamentalmente como sistemas separados debido a su diferente frecuencia que limita las transferencias posibles a la capacidad de los convertidores disponibles.

El financiamiento de la expansión del sistema del grupo Light —que comprende, en la actualidad, la mitad de la capacidad instalada en el país— se ha efectuado fundamentalmente mediante la reinversión de utilidades y de cargas de depreciación y por el incremento en la deuda a largo plazo. Así, en el período 1946-53 la inversión bruta total del grupo en el sector eléctrico fue de unos 375 millones de dólares, de los cuales una tercera parte corresponde a utilidades netas reinvertidas, otra tercera parte al incremento en la deuda a largo plazo y el resto a la utilización de fondos de depreciación y reserva. Dentro del aumento de la deuda a largo plazo corresponde un papel preponderante a los préstamos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento.

Aunque la participación de los instrumentos de deuda a largo plazo en la capitalización total de la empresa ha venido aumentando gradualmente desde el fin de la Segunda Guerra Mundial, todavía es inferior a la mitad, mientras que en los Estados Unidos es en promedio para las empresas eléctricas privadas del orden de dos tercios.

El segundo grupo privado de importancia en el sector eléctrico es el de las compañías controladas por American and Foreign Power, Inc., empresa norteamericana. Sus operaciones en el Brasil son realizadas a través de una compañía del tipo *holding*, la Companhia Brasileira de Força Eletrica (BEPCO), que a su vez controla unas diez empresas de generación y distribución de electricidad.

La más importante de ellas es la Companhia Paulista de Força e Luz, que opera en el estado de São Paulo. Aunque BEPCO controla las compañías de generación y distribución por ser el accionista mayoritario de las mismas, hay paquetes importantes de acciones en manos de personas físicas o jurídicas de nacionalidad brasileña; en el caso de la Paulista, por ejemplo, dicha participación llega al 48.5 por ciento.

La estructura de capital del grupo BEPCO se aproxima más al promedio norteamericano que la del grupo Light, siendo la participación de la deuda a largo plazo del orden de la mitad de la capitalización total. También existen diferencias significativas en lo que se refiere a la importancia relativa de las diversas fuentes de financiamiento. En el caso de la Companhia Paulista, por ejemplo, la reinversión de utilidades no representa más del 20 por ciento de la inversión bruta total, mientras que la emisión y venta de nuevas acciones —dentro y fuera del Brasil— significó en algu-

nos años el 40 por ciento de los aportes financieros totales. La participación de los préstamos del Banco de Exportaciones e Importaciones ha sido del orden del 20 al 25 por ciento de la inversión.

## 2. México

La estructura institucional del sector eléctrico mexicano experimentó un cambio fundamental en el curso de 1960 cuando el gobierno mexicano adquirió las dos grandes empresas privadas: la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A. y la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas (American and Foreign Power Inc.). En el caso de la primera compró la mayoría del capital en acciones de la empresa; en cuanto a la segunda, compró directamente el activo fijo de las diversas empresas del grupo de la Impulsora.

Conviene destacar algunas características del contrato referente a esta última operación.<sup>36</sup> El precio fijado para dichas instalaciones (correspondientes a unos 340 MW de capacidad instalada más el sistema de distribución correspondiente) fue de 65 millones de dólares, de los cuales se convino en pagar 5 millones al contado y el saldo en 30 cuotas semestrales con un interés del 6.5 por ciento anual sobre el saldo pendiente. Se convino también (cláusula séptima del contrato) que la Nacional Financiera, S. A., tomaría a su cargo obligaciones crediticias pendientes por un total de 34 millones de dólares (un 70 por ciento en moneda extranjera) y el pago de 7.2 millones de dólares por obras en construcción, materiales en almacén y gastos ya producidos con cargo a futuros aumentos de tarifas. Si se descarta esta última partida, resulta un precio unitario de compra de 290 dólares por kilovatio.

Un aspecto de sumo interés, tanto por su significación concreta para México como porque supone un precedente para operaciones similares en otros países, es el compromiso asumido en dicho contrato por la American and Foreign Power, Inc., de invertir en México las cantidades netas a percibir por concepto de la amortización de la deuda contraída por el gobierno mexicano (es decir, como se ha visto, 65 millones de dólares).

Podría pensarse que la obtención del monopolio estatal en el sector eléctrico alterará radicalmente el panorama que ofrecen las fuentes de financiamiento de la expansión con respecto a la experiencia de la última década. En realidad dicho cambio no es tan fundamental, pues la contribución estatal, directa o indirectamente, ya era preponderante en el último período.

Así, en el citado estudio de la Harvard Law School, después de algunos ajustes en las cifras oficiales se llega a la siguiente distribución porcentual de los recursos financieros disponibles para la expansión del sector eléctrico durante el período 1942-53:

<sup>36</sup> Véase el contrato entre el Gobierno de México, la Nacional Financiera, S. A., la American and Foreign Power y las compañías del grupo Impulsora de fecha 21 de abril de 1960.

São Paulo a través de la CHERP y del estado de Minas Gerais a través de CEMIG. El único accionista privado de cierta importancia es la São Paulo Light (del grupo Light) que será, como las empresas anteriormente nombradas, compradora en bloque de la energía de Furnas para sus respectivas redes de distribución.

Dada su importancia dentro del financiamiento de la inversión eléctrica corresponde añadir algunos detalles sobre la estructura del Banco Nacional de Desarrollo Económico.

Los recursos propios del Banco, establecidos por la ley 2973, provienen principalmente de un adicional al impuesto a los ingresos y contribuciones obligatorias de 4 por ciento sobre el valor total de los depósitos de los bancos de ahorro federales, 25 por ciento sobre el aumento anual de las reservas de las empresas de seguros y capitalización y 3 por ciento sobre los ingresos anuales de los organismos de previsión social.

Aparte de estos recursos, el Banco administra también lo que se denomina "recursos vinculados" o sea aquéllos que, como en el caso del Fondo Federal de Electrificación, fueron creados por leyes especiales y después de la creación del BNDE pasaron a ser canalizados a través de esta institución con el propósito de centralizar la planificación de la inversión y la administración financiera de dichos recursos, ya que los destinos especificados por las leyes coincidían en muchos casos con las prioridades de inversión establecidas por el Banco.

Una tercera fuente de recursos proviene de los dividendos de algunas de las empresas de economía mixta correspondientes a la inversión estatal y las utilidades y amortizaciones derivadas de la propia acción del Banco.

La cuarta fuente de recursos es por la vía ya señalada de los acuerdos sobre excedentes agrícolas comprados a los Estados Unidos y pagados a largo plazo en moneda nacional.

Del total de 150 millones de dólares, equivalentes a 9 000 millones de cruzeiros (a la tasa de 60 cruzeiros por dólar), los recursos fueron destinados en gran parte a proyectos eléctricos (gastos en cruzeiros de Furnas, cuenca de San Francisco, cuenca de Río Grande y Tres Mariás).

Aparte de sus utilidades y dividendos, que en el período 1952-59 alcanzaron a 7 000 millones de cruzeiros y de los recursos especiales provenientes de la ley 480 (9 000 millones), el Banco debió haber percibido tanto por concepto de los recursos creados por la ley 2793 como por las leyes especiales que establecieron los "recursos vinculados", un total de unos 100 000 millones de cruzeiros. El hecho de que sólo haya recibido 61 000 millones ha reducido sus posibilidades en forma apreciable, aunque aún así su influencia dentro del sector inversionista ha sido notable. En su gran mayoría, los atrasos provienen de las retenciones que hizo el Tesoro Nacional de fondos que debían entregarse al BNDE, pero que el gobierno utilizó para cubrir en parte sus cuantiosos déficit presupuestarios. Existieron

también atrasos por valor de 6 000 millones de los bancos de ahorro, compañías de seguros e instituciones de previsión.

La situación inflacionaria que determinó esta actitud del Tesoro Nacional también dificulta las operaciones del Banco a través de la reducción del valor real de sus utilidades. La tasa de interés promedio de sus préstamos ha oscilado entre 10 y 12 por ciento, valores en general inferiores a la velocidad de desvalorización de la moneda; lo que hace que el Banco reciba en pago un valor real bastante menor que el que entregó para financiar la obra. Hay aquí, pues, un nuevo ejemplo del efecto de distorsión provocado por un ritmo inflacionario intenso en un mecanismo financiero normal.

Desde el punto de vista de la aplicación de los recursos, pueden distinguirse dos épocas diferentes en la trayectoria del Banco, a saber: a) desde su creación en 1952 hasta 1955, época en que la descapitalización del sector ferroviario obligó a destinar a dicho sector unos dos tercios de los recursos del Banco para rehabilitar en parte la red brasileña; b) desde 1955 a 1959 el sector energía, que antes había recibido el 23 por ciento de los recursos, aumentó esta participación al 40 por ciento mientras que el sector ferroviario sólo recibió un 23 por ciento, menos que el sector de industrias básicas (32 por ciento), que así ocupa el segundo lugar en la lista de prioridades del Banco en el último quinquenio. Ello significa que el sector ferroviario ha recibido del Banco un aporte de menor entidad en términos absolutos durante este segundo período; por el contrario, el aumento en las disponibilidades totales fue más que necesario para compensar la disminución en la participación relativa del sector.

Nótese, para terminar, que el reducido nivel de autofinanciamiento de las empresas eléctricas y el escaso atractivo que ejercen sus papeles en el mercado de capitales no se debe necesariamente a una aplicación incorrecta de los mecanismos de regulación de las tarifas. El problema básico es el de las disposiciones legales mismas, que adoptan el criterio del costo histórico para la evaluación de los bienes de producción y autorizan luego una utilidad como porcentaje (10 por ciento en el caso del Brasil) sobre la inversión depreciada, siendo también esta depreciación una función del costo histórico. Ya se han visto las consecuencias de disposiciones de este tipo. (Véanse la sección D y la segunda parte del Anexo II.)

Dada su importancia en el desarrollo eléctrico del Brasil, conviene referirse brevemente a los dos principales grupos financieros privados que controlan una parte sustancial del sector: la Brazilian Traction, Light and Power Company, Ltd. y la American and Foreign Power Inc.<sup>35</sup>

La primera de las compañías citadas opera, además

<sup>35</sup> A continuación se condensa parte de la información contenida en los informes que sirvieron de base al estudio de la Harvard Law School sobre la regulación de la industria eléctrica en América Latina (Mervin S. Fink et al., *Reports on electric power regulation in Brazil, Chile, Colombia, Costa Rica and Mexico* (Cambridge, 1960).

## 1. Brasil

El Brasil es un ejemplo claro del problema financiero que supone la sustitución de importaciones de bienes de capital para la industria eléctrica por no extenderse a los gastos internos la aportación de las instituciones financieras internacionales.

En el caso del Brasil una solución parcial ha sido la utilización de los recursos en moneda local provenientes de las ventas de excedentes agrícolas norteamericanos bajo el régimen de la ley 480. Como se verá más adelante, estas operaciones han jugado un papel de importancia en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico.

Dentro de los 409 millones de dólares correspondientes a los gastos externos del programa de expansión eléctrica en 1957-61, algo más de la mitad son financiados por el Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo y por el Banco de Exportaciones e Importaciones (en la proporción de 60 y 40 por ciento, respectivamente). El resto corresponde a créditos de proveedores, que en general significan menor alivio financiero por no ser créditos a largo plazo.

Los gastos en cruceros previstos para el período 1957-61 alcanzan a 87 000 millones, de los cuales están en descubierto 17 000 millones. El resto ha sido financiado en la forma siguiente:

	<i>Millones de cruceros</i>
Gobierno federal. . . . .	20 000
Gobiernos estatales. . . . .	26 000
Recursos privados (incluso reinversiones de empresas estatales o mixtas) . . .	13 000
Financiamiento público (BNDE, Banco do Brasil, etc.) . . . . .	10 000

Aun suponiendo que el BNDE pudiese aumentar su contribución en el quinquenio hasta 20 000 millones de cruceros —lo que sería difícil sin desmedro de otros sectores que también dependen de dicha institución—, quedaría un descubierto que, si bien en el papel no resulta grande, probablemente será superado en la práctica por el ritmo inflacionario de 1960 y previsto para 1961 y a consecuencia de modificaciones en el régimen de importaciones que signifiquen para las empresas una mayor erogación en cruceros para el mismo volumen de maquinaria en dólares.

Al analizar estas cifras no debe olvidarse que el Brasil es uno de los pocos países de América Latina que aún conservaba en 1960 un régimen de cambios múltiples que equivalía a un sistema de impuestos y subsidios sobre ciertas exportaciones e importaciones. Así, la inversión en el sector eléctrico recibirá entonces un doble subsidio por parte del estado: en primer lugar por la vía de una tasa cambiaria de importación para equipos y maquinarias inferior a la paridad de poderes adquisitivos crucero-dólar, y en segundo lugar porque el presupuesto del gobierno federal se financiaba en un

porcentaje considerable por las utilidades derivadas del sistema cambiario (diferencia entre el monto en cruceros de las divisas vendidas, incluyendo el “agio” de los remates, y el monto de las divisas compradas por el Banco del Brasil). Como a su vez el presupuesto federal contribuye a la inversión eléctrica (tanto directamente como a través del BNDE), resulta que no sólo puede afirmarse que en este país dicha inversión se realizaba fundamentalmente en parte por un esfuerzo impositivo y en parte por el mecanismo inflacionario, sino también que el sistema vigente en materia de comercio exterior es uno de los instrumentos de recaudación de las sumas necesarias.

Del análisis de las cifras precedentes resulta que el Brasil constituye un ejemplo típico de aquellos países cuyos gobiernos, deliberadamente o no, han elegido el camino de la contribución del estado como elemento esencial en la expansión del servicio, mientras que el autofinanciamiento a través de las utilidades de las empresas juega un papel menor en el conjunto de la inversión.

Es cierto que una parte de los fondos aportados por los gobiernos federal y estatales proviene de sus cuotas respectivas del impuesto sobre energía eléctrica (del cual el gobierno federal recibe el 40 por ciento) lo que equivale a un financiamiento aumentando las tarifas. Su monto no representa una proporción preponderante en el total; en la previsión para el período 1957-61 la recaudación de dicho impuesto, que recae sobre los consumidores de electricidad, es apenas 10 por ciento del monto global de los aportes del gobierno federal y de los gobiernos estatales a la inversión en el sector eléctrico.

Tampoco debe pensarse que el rubro denominado “recursos privados” representa en su totalidad aportes efectivos del sector privado de la economía. En efecto, incluye las reinversiones de compañías puramente estatales y de compañías que, aunque teóricamente de capital mixto, han sido capitalizadas casi en su totalidad por los gobiernos federal y estatales debido a la escasa posibilidad de colocar papeles de empresas eléctricas en el mercado de capitales del Brasil.

Así, el Dr. Penna Behring hace observar que “dentro de las circunstancias actuales no hay mercado en el Brasil para las acciones o bonos de servicios públicos y la participación privada en CEMIG proviene principalmente de dos fuentes: los grandes consumidores industriales y la población de los pueblos que necesitan ser atendidos. Estos recursos de capital han sido complementados por empréstitos a corto plazo por parte del Banco Nacional de Desenvolvimento Económico (BNDE)”<sup>84</sup>.

Otro ejemplo similar lo constituye la Central Eléctrica de Furnas, S. A., bajo control del gobierno federal y con la participación en acciones del estado de

<sup>84</sup> Véase *Financiamiento de la expansión del suministro de energía eléctrica en el estado de Minas Gerais (ST/ECLA/CONF.7/L.1.36)*.

Ello es así tanto directamente, mediante la disminución de los niveles de utilidad real de las empresas, como indirectamente, a través del atractivo cada vez menor que sus acciones y papeles de deuda tenían frente a otros valores del mercado de capitales.

Sin perjuicio, pues, de la política general que sigan

los gobiernos en materia de estabilización del nivel de precios, es de suma importancia que adopten las medidas pertinentes para que, aunque se produjera una elevación continua del nivel de precios, la expansión del sector eléctrico se vea afectada en grado menor que en el pasado.

## F. LA APORTACIÓN DE LAS INSTITUCIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES

La aportación de las instituciones financieras internacionales que se limita a los materiales y equipos importados representó aproximadamente una tercera parte de las inversiones que se efectuaron en el sector eléctrico durante el pasado decenio.

Admitiendo que dicha participación relativa se mantuviese durante la década 1960-70 y que las necesidades de capital para la expansión fueran, como se previó, del orden de los 13 000 millones de dólares y el componente de importaciones alrededor del 40 por ciento, se requeriría por parte de dichas instituciones un promedio anual de préstamos al sector eléctrico latinoamericano de 170 millones de dólares.

Ello equivaldría a triplicar el monto promedial de los préstamos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y del Banco de Exportaciones e Importaciones durante la década pasada.<sup>31</sup> Claro está que no se requeriría un aumento proporcional en las operaciones de dichos organismos, ya que se han unido a su tarea otros de reciente creación como el Banco Interamericano de Desarrollo e instituciones satélites de las primeras como la Corporación Financiera Internacional, el Fondo de Préstamos para el Desarrollo y la Agencia Internacional para el Desarrollo.

No parece factible ni conveniente que el Banco Internacional y el Banco de Exportaciones e Importaciones desvíen hacia el sector eléctrico créditos que ahora destinan a otros sectores. En efecto, ya durante el reciente período los préstamos para desarrollo eléctrico representaron, en el caso del Banco Internacional, casi el 60 por ciento del total de los créditos concedidos dentro de América Latina y en el caso del Banco de Exportaciones e Importaciones, aunque esa proporción fue menor del 10 por ciento, los préstamos eléctricos de la región representaron un 57 por ciento del total mundial de créditos para ese fin concedidos por dicha institución.

La mayor esperanza debe cifrarse, pues, no en que se modifique la composición de la cartera de préstamos de esas instituciones, sino en una ampliación de sus disponibilidades financieras que —con la ayuda de los nuevos organismos a que antes se ha aludido— les permita atender en mayor proporción las necesidades de los diversos sectores económicos y en particular del sector eléctrico.

El componente de importaciones de las inversiones en el sector eléctrico de América Latina tiene un intervalo de variación limitado aproximadamente por los valores  $\frac{1}{3}$  y  $\frac{2}{3}$ . Dicha variación depende del grado

de industrialización del país y de la participación relativa de la hidro y la termoelectricidad en sus programas de expansión.

La política de sustitución de importaciones en materia de bienes de capital —y en particular los de la industria eléctrica— hará que gradualmente se vaya reduciendo ese componente. Paradójicamente, a la vez que aumenta la magnitud de la industria nacional, en rápida expansión como se ha comprobado en varios países latinoamericanos y como se señala en el caso del Brasil,<sup>32</sup> esta tendencia contribuye a aumentar y no a disminuir las dificultades de financiamiento de la expansión eléctrica, debido a que las instituciones financieras internacionales no suelen autorizar el empleo de sus créditos en adquisiciones de equipo y materiales en el mercado interno del país que recibe el préstamo. Con la sustitución de importaciones también se pierde la posibilidad de utilizar las facilidades crediticias que mantienen las agencias estatales de promoción de exportaciones en los países más industrializados y exportadoras habituales de bienes de capital. De ahí la importancia que tiene crear mecanismos financieros sustitutivos o complementarios, que alivien al sector eléctrico del efecto desfavorable de la sustitución de importaciones de bienes de capital.

En lo que respecta a las transacciones dentro de la zona de la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio, se ha pensado recientemente en la posibilidad de que el Banco Interamericano establezca una agencia financiera destinada a facilitar el comercio de bienes de capital. Quedaría por resolver la parte más importante del problema, o sea las adquisiciones de equipo y materiales para las empresas eléctricas en su propio país.

Dada su gran importancia, es de esperar que las instituciones financieras internacionales estudien detenidamente este problema y que arbitren a la brevedad posible las medidas tendientes a su solución. Aparte de la magnitud del monto de los préstamos eléctricos y de la posibilidad de financiar las adquisiciones en los mercados internos, los puntos fundamentales de este tema se refieren a las condiciones en que se efectúan los créditos<sup>33</sup> —tasa de interés, plazo de amortización y distribución de los pagos a través del período de recuperación del crédito— y al financiamiento de programas integrales de expansión en vez de obras individuales.

<sup>32</sup> Véase Mario Penna Behring, *Financiamiento de la expansión del suministro de energía eléctrica en el estado de Minas Gerais (ST/ECLA/CONF.7/L.1.36)*.

<sup>33</sup> Véase el Anexo V.

<sup>31</sup> Véase el Anexo V.



	Porcentaje
Aportaciones estatales . . . . .	53.5
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y Banco de Exportaciones e Importaciones . . . . .	25.6
Aportaciones privadas extranjeras . . . . .	7.2
Autofinanciamiento . . . . .	13.7

El autofinanciamiento y el aporte de nuevo capital privado se concentró casi exclusivamente en la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza. El nivel de las tarifas correspondientes a las ventas de empresas de la Impulsora y de la Comisión Federal de Electricidad no permitió acumular recursos propios para expansión y en algunos casos apenas si alcanzó para cubrir los costos directos de operación.

Esta insuficiencia en las tarifas está explícitamente desconocida en la cláusula 21 del contrato de compraventa. Esa cláusula exonera a las empresas vendidas de los compromisos pendientes que pudieran corresponderles en virtud del impuesto de 2 por ciento anual sobre sus inversiones (artículo 7 de la Ley de la Industria Eléctrica), teniendo en cuenta que no habían percibido los beneficios especificados en la Ley.

La regulación de las tarifas en México —como en Brasil— fue distorsionada por no reconocerse en el mecanismo legal el efecto del fenómeno inflacionario sobre el valor de los activos. Aunque se trató de paliar esta distorsión aumentando la rentabilidad nominal hasta un 14 por ciento de la inversión, como la evaluación de esta última —base para la cual se calcula la tarifa— había de hacerse con respecto a costos históricos, ello tenía un efecto tan depresivo sobre la tarifa que el paliativo referido resultaba insuficiente.

Al comparar la estructura de tarifas de las tres principales empresas productoras del país, téngase en cuenta que la Comisión Federal de Electricidad entrega una parte importante de la energía que genera —las tres cuartas partes de los 4 100 millones de kWh producidos en 1960— en bloque a las otras empresas, y particularmente a la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza, para su distribución final al consumidor.

El precio promedio de venta de dicha energía en bloque fue en 1960 del orden de 6 milésimos de dólar por kWh. Ese valor no parece suficiente para cubrir los gastos directos y de capital y generar un cierto porcentaje de los recursos necesarios para expansión de la capacidad instalada.

Debe hacerse notar el papel de cierta importancia que ha tenido la Nacional Financiera en el financiamiento del sector eléctrico. El propósito general de dicha institución es fortalecer y ampliar la infraestructura económica y las industrias básicas. En cumplimiento de tal misión, la Nacional Financiera compra y vende, directamente y en Bolsa, los valores que emite —certificados de participación, títulos financieros y certifica-

dos de copropiedad industrial—, valores públicos y acciones y obligaciones de gran número de empresas industriales y de servicio público, así como bonos financieros de instituciones nacionales y privadas de crédito, coadyuvando de esta manera al fortalecimiento del mercado de capitales. En su carácter de agente fiduciario del Gobierno Federal, interviene en las emisiones de bonos de la deuda interna y externa del país.

Aproximadamente la mitad del financiamiento total canalizado por la Nacional Financiera corresponde a energía eléctrica, transportes y comunicaciones. Al sector eléctrico le correspondía al 30 de junio de 1960 el 27 por ciento del total de los recursos canalizados por la institución que, en esa fecha, alcanzaba a casi 1 000 millones de dólares.

Aparte de su importancia en términos del monto de financiamiento canalizado, ha correspondido a la institución un papel destacado en la tarea de exploración de nuevas posibilidades en el mercado de valores (acciones de sociedades de inversión, obligaciones industriales que además del rendimiento normal conceden a sus tenedores el derecho de participar en las utilidades de la emisora y, finalmente, bonos de Petróleos Mexicanos con cláusula compensatoria para casos de pérdida del poder adquisitivo de la moneda).<sup>37</sup> Todos estos instrumentos —con características que difieren de los tradicionales— han venido a enriquecer el mercado de valores, ampliando el campo de elección del ahorrador.

La Nacional Financiera también interviene en la contratación de préstamos en moneda extranjera, sea directamente o a través del aval o endoso de las operaciones contratadas por terceros. En los últimos años aproximadamente la mitad de los créditos contratados han correspondido al Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y al Banco de Exportaciones e Importaciones. En el caso del primero se obtuvo en 1958 una concesión especial en virtud de la cual se permitía utilizar parte de los créditos negociados para adquirir artículos de producción nacional.

El resto de los créditos externos proviene de fuentes privadas: proveedores industriales y comerciales de los Estados Unidos, el Canadá, el Japón y diversos países europeos, así como bancos privados, especialmente estadounidenses. En la mayoría de estas operaciones, las empresas mexicanas públicas y privadas obtienen financiamiento a mediano plazo de dichas fuentes, con el aval de la Nacional Financiera.

De las obligaciones vigentes al término de 1958, correspondían 142.5 millones de dólares al Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, 137.3 millones al Banco de Exportaciones e Importaciones y 103.8 millones de dólares a diversos créditos avalados.

<sup>37</sup> Véase Nacional Financiera S. A., *Informe anual, 1959*.

Anexo I

DESEQUILIBRIO Y DINAMISMO EN EL DESARROLLO ECONÓMICO

Es bien sabido que un desequilibrio en el modelo de desarrollo que favorezca la producción de bienes de inversión sobre la de bienes de consumo, contribuye a acelerar la velocidad de dicho desarrollo. Así lo demuestra la experiencia del Reino Unido, Francia y Alemania en el siglo pasado y la de la Unión Soviética y China en el siglo presente.

P. C. Mahalanobis ha construido un modelo alternativo de crecimiento que permite cuantificar los resultados de esta preferencia o propensión a la inversión.<sup>a</sup> Bajo tal política de énfasis en la inversión, en las primeras etapas se destina la mayor parte de los recursos o ahorros generados a la producción de bienes de capital y a la ampliación de la infraestructura del sistema económico, hasta obtener una base adecuada de existencia de capital. Una vez alcanzado este objetivo, los recursos pueden destinarse en mayor grado que antes hacia la producción de bienes de consumo, que es el objetivo final del proceso económico.

Confirmado lo que resulta intuitivo teóricamente y fácil de observar en los procesos de desarrollo acelerado a que ya se ha hecho referencia, en el modelo de Mahalanobis el ingreso, y desde luego también el consumo, crece al principio —o sea durante los primeros años— a un ritmo menor que en el modelo de Harrod-Domar, pero luego lo alcanza y más tarde lo sobrepasa, permitiendo llegar al final del período que se considera con un nivel de ingreso y, en ciertos casos, también de consumo, más alto que en el modelo equilibrado.

Nótese que un determinado ritmo de desarrollo puede lle-

<sup>a</sup> Una excelente síntesis de dicho modelo puede encontrarse en A. Qayum, "Processes of Economic Growth", *Weltwirtschaftliches Archiv*, Band 85, Heft 2, 1960.

var, al final de un cierto período de tiempo, a un nivel de ingreso que sea más alto que el correspondiente a otros tipos de desarrollo. Algunos de estos últimos, en cambio, puede permitir alcanzar un nivel más alto, no en el ingreso total, pero sí en la producción de bienes de consumo final.

El modelo de Mahalanobis aplicado a una economía centralmente planificada permite tener una idea adecuada del margen de posibilidades y de la naturaleza del problema de formular decisiones sobre la política de desarrollo. Si se supone que el objetivo es elevar al máximo el volumen de producción de bienes de consumo en el período *n* y dados los coeficientes producto-capital de los sectores respectivos, las ecuaciones de Mahalanobis permiten calcular la proporción de la inversión que debe destinarse al sector de bienes de capital y la que debe destinarse al sector de bienes de consumo.

Esta estructura de la distribución de la inversión se refleja, como es natural, no sólo en la velocidad del desarrollo, sino también en el nivel y en la estructura de la demanda de productos de los sectores básicos.

En el cuadro adjunto se dan algunas cifras indicativas de la relación entre la inversión eléctrica, la inversión total y el producto bruto interno de cinco países de América Latina durante 1945-59.

Como ya se ha notado en otro documento de la Secretaría,<sup>b</sup> será necesario incrementar la participación relativa de la inversión eléctrica durante el próximo decenio.

<sup>b</sup> *La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70 (ST/ECLA/CONF.7/L.1.11)*, reproducido supra, en esta misma sección IV.

Cuadro 1

AMÉRICA LATINA: INVERSIONES EN ENERGÍA ELÉCTRICA EN VARIOS PAÍSES EXPRESADAS EN PORCENTAJE DE LAS INVERSIONES TOTALES (A) Y DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO (B), 1945-59

Año	Argentina <sup>a</sup>		Colombia <sup>b</sup>		Chile <sup>c</sup>		México <sup>d</sup>		Venezuela	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
1945 . . . . .	1.74	0.32					6.3	0.91		
1946 . . . . .	1.44	0.30					5.2	0.86		
1947 . . . . .	2.08	0.62					3.9	0.74		
1948 . . . . .	2.43	0.68					7.8	1.33		
1949 . . . . .	2.62	0.62					10.3	1.43		
1950 . . . . .	2.52	0.60	0.50	0.09			14.6	2.01	1.7	0.43
1951 . . . . .	2.33	0.56	0.38	0.07			9.0	1.44	1.4	0.34
1952 . . . . .	2.28	0.51	5.52	1.02			5.8	0.95	1.4	0.41
1953 . . . . .	2.22	0.46	2.78	0.64			8.6	1.23	0.8	0.23
1954 . . . . .	3.23	0.70	1.85	0.48			12.1	1.66	2.0	0.61
1955 . . . . .	2.33	0.52	1.99	0.52	3.86	0.3	11.6	1.69	1.4	0.39
1956 . . . . .			3.78	0.91	5.62	0.5	7.3	1.10	1.8	0.49
1957 . . . . .			5.90	1.03	3.98	0.4	8.8	1.34	3.0	0.75
1958 . . . . .			1.89	0.31	6.03	0.6	8.7	1.35	8.8	2.23
1959 . . . . .			3.27	0.54	9.66	0.9			3.4	0.88
	Para el período 1945-55		Para el período 1950-59		Para el período 1955-59		Para el período 1945-58		Para el período 1950-59	
	2.33	0.54	2.53	0.52	6.64	0.7	8.5	1.32	2.8	0.75

a Inversiones en energía eléctrica, comunicaciones y servicios sanitarios.  
b Estimaciones burdas con base en la ampliación anual de capacidad instalada.  
c Inversiones públicas solamente.  
d Inversiones en energía y combustibles.

## Anexo II

### ASPECTOS ANALÍTICOS DE LA CAPACIDAD DE AUTOFINANCIAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

Este anexo se ha dividido en tres partes. En la primera de ellas (A) se estudia el efecto de un sistema regulatorio de tarifas sobre la capacidad de autofinanciamiento de la expansión de un sistema eléctrico dinámico, bajo la hipótesis de costos unitarios de inversión constantes. En la segunda (B) se estudia el mismo problema pero en forma más general, bajo condiciones de costos de inversión variables a través del tiempo, sea por efectos monetarios o tecnológicos. En ambos casos se ha adoptado la hipótesis de depreciación por el método del saldo decreciente, que consiste en cargar a costos un porcentaje fijo del saldo no depreciado; los cargos resultan así relativamente altos los primeros años y van disminuyendo con el tiempo. Aunque poco utilizado en América Latina, facilita un mecanismo de depreciación acelerada que fue reconocido a los efectos impositivos por la Internal Revenue Act de 1954 en los Estados Unidos. En la tercera parte (C) se estudia, bajo la hipótesis de costos unitarios constantes, el caso de depreciación lineal, que es el método más

utilizado en la práctica y en la ley.<sup>a</sup> En los tres métodos, las conclusiones son muy similares desde el punto de vista del comportamiento del coeficiente de autofinanciamiento.

<sup>a</sup> Otros métodos de depreciación son: el del fondo acumulativo (*sinking-fund*) y el de la "suma de dígitos". Este último, cuya utilización también fue permitida en los Estados Unidos por la ley de 1954, establece la tasa de depreciación como una fracción cuyo numerador es el tiempo que resta de vida útil del equipo, mientras que el denominador es la suma de los dígitos o enteros hasta el que indica la vida útil total. Se trata, pues, de un método de depreciación acelerada en que la tasa es una función decreciente del tiempo; si  $n$  es la vida útil del equipo, dicha tasa, al cabo del tiempo  $t$  después de instalado, es igual a

$$f(t) = \frac{2(n-t)}{n(n+1)}$$

Véase, por ejemplo, Guthmann and Dougall, *Corporate Financial Policy* (Prentice-Hall, 1959).

#### A. COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN CONSTANTES

##### 1. Planteamiento y desarrollo

Supóngase una empresa eléctrica cuya demanda crece a una velocidad  $v$ , expandiéndose el sistema en consecuencia. La empresa deprecia sus activos a la tasa anual  $m$  y sus tarifas son fijadas por un organismo estatal en tal forma que en un año cualquiera sus utilidades netas son iguales a una proporción constante  $b$  del activo fijo neto total de la empresa. Este activo se calcula restando a la inversión original las amortizaciones hasta la fecha.

En las condiciones antedichas, el coeficiente de autofinanciamiento potencial de la empresa es una función exponencial decreciente del tiempo, que alcanza su punto máximo en el origen (donde vale  $b/v$ ) y al tender la variable independiente al infinito, tiende asintóticamente al valor  $\frac{b}{v+m}$ .

Como el valor inicial del activo fijo sólo introduce una constante de proporcionalidad en todas las ecuaciones a fin de simplificar se supone que  $A = 1$  para  $t = 0$ .

Hay que calcular ahora  $A(t)$ , o sea el activo total, deducidas las amortizaciones, al cabo del tiempo  $t$ .

Según las hipótesis aceptadas, la empresa expande su capacidad instalada a una velocidad constante; se supondrá, además, que los costos unitarios de inversión permanecen constantes.<sup>b</sup> En estas condiciones, si la empresa comienza con un activo igual a la unidad, debe invertir al final del primer año una cantidad igual a  $v$ , el segundo año una cantidad igual a  $v(1+v)$ , el tercer año una cantidad igual a  $v(1+v)^2$ , y en general al final del año  $i$  una cantidad igual a  $v(1+v)^{i-1}$ .

¿Qué efecto tendrán cada uno de estos insumos de capital sobre el valor del activo al final del año  $t$ ? El valor depreciado de la inversión inicial, supuesta igual a la unidad, es al cabo de dicho tiempo igual a  $(1-m)^t$ , puesto que cada año disminuye en la proporción  $(1-m)$ , siendo  $m$  la tasa de depreciación aceptada.

La inversión correspondiente a la expansión durante el primer año, que era igual a  $v$ , se ha depreciado durante  $(t-1)$  periodos, o sea que vale ahora  $v \cdot (1-m)^{t-1}$ . El activo agregado durante la expansión del segundo año, que era igual a  $v(1+v)$ , se ha depreciado durante  $(t-2)$  periodos, y vale ahora  $v(1+v)(1-m)^{t-2}$ .

De lo dicho puede concluirse que la inversión correspondiente a la expansión del sistema al final del año  $i$  es igual a

$$v \cdot (1+v)^{i-1}$$

y su contribución al valor del activo al final del año  $t$  (se supone, naturalmente que  $i$  es menor que  $t$ ) será:

$$v \cdot (1+v)^{i-1} \cdot (1-m)^{t-i}$$

lo que puede expresarse en la forma:

$$v \cdot (1-m)^t \cdot \left( \frac{1+v}{1-m} \right)^{t-1}$$

Es fácil deducir entonces el valor total del activo al final del año  $t$ , sumando las contribuciones de las inversiones correspondientes a cada año. Resulta así que

$$A(t) = (1-m)^t + \sum_{i=1}^t v \cdot (1-m)^t \cdot \left( \frac{1+v}{1-m} \right)^{t-1}$$

Transfiriendo fuera del signo de suma en el segundo término del segundo miembro, aquellos factores que no dependen de  $i$ :

$$A(t) = (1-m)^t + v \cdot (1-m)^t \cdot \sum_{i=1}^t \left( \frac{1+v}{1-m} \right)^{t-1}$$

y reemplazándolos por el valor calculado de la suma de la progresión geométrica, se obtiene:

$$A(t) = (1-m)^t + v \cdot (1-m)^t \cdot \left[ \frac{\left( \frac{1+v}{1-m} \right)^t - 1}{\frac{1+v}{1-m} - 1} \right] \quad (1)$$

<sup>b</sup> Nótese la importancia de esta hipótesis de invariabilidad en los costos unitarios. Más adelante se analizará el caso más general, en que dicha hipótesis no se cumple.

Calcúlese ahora el coeficiente de autofinanciamiento potencial de la empresa en función de la variable temporal. Este coeficiente ( $a$ ) se define como la relación entre la utilidad neta y la demanda de recursos para la expansión correspondiente a cada año. Es, pues, un índice de la capacidad potencial de la empresa para autofinanciar su expansión. El sentido de la palabra "potencial" es claro: el coeficiente da un tope o un límite superior con respecto al nivel de autofinanciamiento. La empresa, si está en condiciones de hacerlo, puede distribuir parte de sus utilidades netas y compensar esa distribución acudiendo a aportes externos de capital.

De acuerdo con las hipótesis admitidas, la utilidad neta en el año  $t + 1$  era igual a un porcentaje constante  $b$  del activo actualizado  $A(t)$  a fines del año  $t$ , ya calculado. También se ha visto, por otra parte, que la demanda de fondos para expansión al final del año  $t + 1$  es igual a  $v \cdot (1 + v)^t$ .

Por lo tanto:

$$a_t = f(t) = \frac{b \cdot A(t)}{v \cdot (1 + v)^t}$$

Reemplazando en esta expresión  $A(t)$  por su valor en función de  $t$  que figura más arriba, simplificando y reduciendo, se llega finalmente a la siguiente función para  $a_t$ :

$$a_t = f(t) = \frac{b}{v + m} \left[ \frac{m}{v} \left( \frac{1 - m}{1 + v} \right)^t + 1 \right] \quad (II)$$

### Gráfico I

#### CURVA REPRESENTATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE AUTOFINANCIAMIENTO A TRAVÉS DEL TIEMPO

*Hipótesis de amortización por saldos decrecientes*

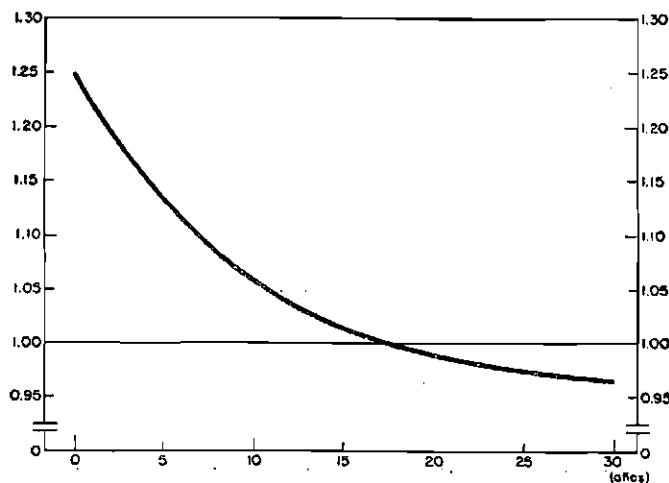
Para el caso particular:

Nivel de utilidad neta ( $b$ ) 10 %

Velocidad de expansión del sistema ( $v$ ) 8 %

Tasa de amortización ( $m$ ) 2.5 %

ESCALA NATURAL



### B. COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN VARIABLES

Hasta ahora se ha supuesto que las sucesivas adiciones de capacidad neta se producían a un costo unitario igual al de la inversión original. En la práctica no sucede así pues —como ya se vio, sobre todo en el capítulo V— es posible que los costos de capital vayan disminuyendo a través del tiempo por el efecto conjunto de las innovaciones tecnológicas y de las economías de

Esta es, una función monótona decreciente con  $t$ , que alcanza su valor máximo para  $t = 0$ , donde vale  $b/v$ , y tiende asintóticamente al valor  $\frac{b}{v + m}$ .

La curva representativa de la función es del tipo que muestra el gráfico I.

### 2. Análisis

El resultado depende en esencia de los tres parámetros fundamentales del problema:  $v$  (velocidad de expansión del sistema),  $b$  (nivel de utilidades netas) y  $m$  (tasa de depreciación), el más importante de los cuales es  $b$  con respecto al intervalo limitado por los puntos  $v$  y  $(v + m)$ . Si el nivel de utilidades ( $b$ ) queda a la izquierda de este intervalo, o sea si es inferior a la velocidad de expansión del sistema ( $v$ ), entonces el coeficiente de autofinanciamiento es siempre inferior a la unidad y en ningún momento de la vida del sistema —bajo estas hipótesis— se podrá prescindir del aporte de capital externo para atender la expansión de la demanda.

La otra situación extrema se presenta cuando  $b$  queda a la derecha del intervalo citado, o sea cuando es mayor que la suma  $(v + m)$  de las tasas de crecimiento y depreciación supuestas para el sistema. En tales condiciones, el coeficiente de autofinanciamiento es siempre superior a la unidad y no sólo será posible prescindir de capital externo, sino que existirá un excedente de recursos, aunque este excedente disminuirá con el tiempo, según ya se vio.

Se presenta una situación intermedia cuando el punto representativo de  $b$  es inferior al intervalo  $(v, + m)$ . En tal caso, el sistema será capaz de autofinanciar enteramente su expansión durante los primeros años, pero esta suficiencia irá disminuyendo gradualmente hasta desaparecer y en un momento dado habrá que acudir al aporte externo. El instante en que se pasa de una situación de suficiencia a otra de insuficiencia lo determinaría la intersección de la curva  $a(t)$  con la recta horizontal correspondiente al valor  $a = 1$ .

Despejando  $t_0$  de la ecuación  $f(t_0) = 1$ , se obtiene el valor

$$t_0 = \frac{\text{Log} \left[ \frac{v}{m} \left( \frac{v + m}{b} - 1 \right) \right]}{\text{Log} \left( \frac{1 - m}{1 + v} \right)}$$

### 3. Generalización del problema y de su solución

Los resultados obtenidos anteriormente son aplicables a un sector industrial o a una firma cualquiera en un proceso dinámico de crecimiento.

Dentro de un desarrollo económico desequilibrado o heterogéneo —o sea con cambios de estructura en la demanda final, en el sistema productivo o en ambos—, donde diferentes sectores se expanden con velocidades diferentes, para aquellos sectores donde se cumple que:

$$b_i < v_i + m_i$$

será necesario, tarde o temprano, transferir recursos financieros desde otros sectores con el fin de atender a la expansión de éstos.

Nótese que, a los efectos de aplicación que aquí interesan, el coeficiente será constantemente decreciente, ya que para los valores de  $\nu$  del orden de los que se encuentran en la expansión de sistemas eléctricos, el valor de  $t_0$  es relativamente alto. Así, por ejemplo, para  $\nu = 0.1$ , o sea una velocidad de expansión de 10 por ciento anual, resulta que  $t_0 = 30$  años. Y cuanto menor sea  $\nu$ , mayor será el valor  $t_0(\nu)$  correspondiente. Más aun es posible que dicho valor no sea alcanzado, pues ha de recordarse que todo este desarrollo analítico sólo es válido para

$t < n$ , donde  $n$  es la vida útil promedio calculada para el equipo y bien podría suceder que ese valor superase a  $t_0$ .

#### 4. Magnitud de la reducción en el tiempo del coeficiente de autofinanciamiento

Interesa tener una idea del orden de magnitud y de la velocidad con que disminuye el coeficiente de autofinanciamiento, lo que aparece explicado en el gráfico II.

## 2. Cálculo de $\sum_{i=0}^t i \cdot (1 + v)^i$

Un método para aproximar el valor de esta suma sería utilizar la integral definida de la función continua correspondiente, o sea

$$S(t) = \sum_{i=0}^t i \cdot (1 + v)^i \cong \int_0^{t+\frac{1}{2}} x \cdot (1 + v)^x dx$$

Aplicando integración por partes es fácil ver que el valor de dicha integral definida es igual a:

$$\int_0^{t+\frac{1}{2}} x \cdot (1 + v)^x dx = \frac{(1 + v)^{t+\frac{1}{2}}}{L} (t + \frac{1}{2} - 1/L) + 1/L^2$$

donde  $L = \text{Log}_e(1 + v)$

Un segundo método para aproximar la suma  $S(t)$  sería tomar los tres primeros términos en el desarrollo binomial de  $(1 + v)^x$  —se supone que  $v$  no es superior a 0.15, por ejemplo— con lo cual se tendrá:

$$S(t) = \sum_{i=0}^t i \cdot (1 + v)^i \cong \sum_{i=0}^t i + (v - v^2/2) \sum_{i=0}^t i^2 + \frac{v^2}{2} \sum_{i=0}^t i^3$$

Llamando  $F(n, t)$  a la suma de las potencias  $n$ -ésimas de los  $t$  primeros números naturales, se sabe por las fórmulas de análisis numérico, que se demuestran generalmente por la aplicación del principio de inducción completa, que:

$$F(1, t) = t(t + 1)/2$$

$$F(2, t) = t(t + 1)(2t + 1)/6$$

$$F(3, t) = [t(t + 1)/2]^2 = 2 [F(1, t)]^2$$

A los efectos de comparar los errores relativos de ambas aproximaciones se calculó el valor exacto y dichas aproximaciones para el caso particular:

$$v = 0.1 \quad t = 10$$

obteniéndose:

$$S(t) = \sum_{i=0}^t i \cdot (1 + v)^i = 109.0$$

$$\int_0^{t+\frac{1}{2}} x(1 + v)^x dx = 110.4$$

$$\sum_{i=0}^t i + (v - v^2/2) \sum_{i=0}^t i^2 + \frac{v^2}{2} \sum_{i=0}^t i^3 = 106.7$$

Los errores relativos de ambos métodos son en este caso, pues, de 1.28 y -2.1 por ciento respectivamente.

## 3. Cálculo del coeficiente de autofinanciamiento

Si en la expresión (I) se sustituye el resultado de la suma indicada en el segundo término del segundo miembro y se reduce con el primer término, se obtiene:

$$A(t) = (1 - t/n)(1 + v)^t + \frac{v}{n} \sum_{i=0}^t i(1 + v)^i$$

Sea, como antes,  $S(t)$  la expresión dada por la suma en el segundo término de la ecuación anterior. O sea que:

$$A(t) = (1 - t/n)(1 + v)^t + \frac{v}{n} \cdot S(t)$$

El coeficiente de autofinanciamiento potencial en el año  $t$  será igual a la máxima utilidad neta posible, o sea  $b \cdot A(t)$ , dividida por el costo de la expansión necesaria en ese año, que en las hipótesis aceptadas, es  $v \cdot (1 + v)^t$ . O sea:

$$a(t) = \frac{b \cdot A(t)}{v \cdot (1 + v)^t} = \frac{b}{v} (1 - t/n) + \frac{b \cdot S(t)}{n \cdot (1 + v)^t}$$

Sustituyendo  $S(t)$  por la expresión aproximada que antes se halló (aproximando la suma por una integral), resulta la expresión:

$$a(t) = \frac{b}{v} (1 - t/n) + \frac{b}{Ln} (1 + v)^{\frac{1}{2}} \cdot (t + \frac{1}{2} - 1/L) + \frac{b}{nL^2(1 + v)^t}$$

Para estudiar el comportamiento de esta función a través del tiempo, se ha calculado su derivada que, a menos de un coeficiente de proporcionalidad —igual a  $b/n$ — resulta ser:

$$\frac{1}{L} \left( \frac{1}{\sqrt{1 + v}} - \frac{1}{(1 + v)^t} \right) - 1/v$$

Por consiguiente, la derivada  $da/dt$  resulta una función monótona creciente que es negativa en el origen y tiende asintóticamente a un valor positivo. (Es fácil llegar a estas conclusiones utilizando las aproximaciones  $L = \log_e(1 + v) \cong v - v^2/8$  y  $\sqrt{1 + v} \cong 1 + v/2$  que son válidas para valores de  $v$  del orden de 0.1 o menos.)

Existirá, en consecuencia, una sola raíz  $t_0$  dada por la solución de la ecuación

$$v \cdot (1 + v)^t = 8/5$$

(para llegar a la cual se tomaron las mismas aproximaciones mencionadas más arriba) y la derivada será negativa —o sea que el coeficiente de autofinanciamiento será decreciente— durante todo el período de tiempo comprendido entre el momento inicial y el tiempo  $t_0$ .

## Gráfico II

### CURVA REPRESENTATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE AUTOFINANCIAMIENTO

#### A TRAVÉS DEL TIEMPO

#### Hipótesis de amortización lineal

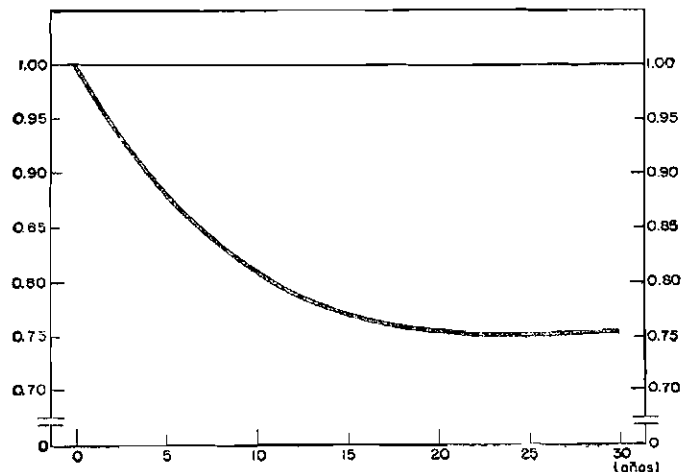
Para el caso particular:

Nivel de utilidad neta ( $b$ ) 10 %

Velocidad de expansión del sistema ( $v$ ) 10 %

Vida útil del equipo ( $n$ ) 30 años

ESCALA NATURAL



Es interesante notar que, si bien una determinada curva de autofinanciamiento  $a(t)$  queda definida dentro de la respectiva familia de funciones por cuatro parámetros, a saber:  $b$ ,  $v$ ,  $m$  y  $r$ , el primero de ellos tiene, por así decirlo, menor jerarquía matemática, ya que sólo juega el papel de una constante de proporcionalidad a los efectos de las ordenadas respectivas. En efecto, los cocientes  $h$  y  $g$  —que, como ya se vio, intervienen en la discusión sobre el tipo de la función  $a(t)$ —, sólo dependen de  $v$ ,  $m$  y  $r$ . Cuando se habla de “jerarquía” de los parámetros, se hace desde el aspecto matemático y no desde el económico; es claro que el valor de  $b$ , el nivel de utilidad neta anual, estará lejos de ser indiferente para los accionistas y dirigentes de la empresa afectada.

## 2. Ejemplos

### a) Caso inflacionario puro

Supóngase que hay una inflación de costos que eleva en 30 por ciento al año el precio de los bienes de capital de la industria eléctrica y que no es posible revaluar los activos a los efectos de determinar las utilidades netas y, por consiguiente, de las tarifas. Se tiene entonces  $r = 0.3$ .

Los otros parámetros pueden ser:

$$v = 0.1 \quad b = 0.1 \quad m = 0.03$$

En el caso  $r = 0$ , o sea sin inflación, la función del coeficiente de autofinanciamiento resulta:

$$a(t) = 0.23 \times 0.88^t + 0.77$$

En el caso  $r = 0.3$ , la función, conforme a la ecuación general, será:

$$a(t) = 0.785 \times 0.68^t + 0.215$$

Obsérvese que, como ya se ha demostrado en general, ambas curvas tienen la misma ordenada en el origen; para  $t = 0$  resulta en ambos casos  $a(t) = b/v = 1$ .

Véase ahora el efecto relativo de la inflación comparando la reducción del coeficiente de autofinanciamiento —igual a 100 por ciento al principio de la vida del sistema— al cabo de cinco años, por ejemplo.

En el caso  $r = 0$  (estabilidad en el nivel de precios) resulta:

$$a(5) = 0.89$$

En el caso inflacionario con  $r = 0.3$  resulta:

$$a(5) = 0.33$$

Se concluye, pues, que el fenómeno inflacionario —y su no reconocimiento por parte de la legislación regulatoria eléctrica—

ha reducido la capacidad de autofinanciamiento con respecto al equipamiento inicial a algo más de un tercio de lo que hubiese sido en el caso de estabilidad de precios.

### b) Caso de reducción en los costos unitarios

Supóngase  $r = -0.1$ , o sea una reducción anual de 10 por ciento en los costos unitarios de inversión. Para los otros tres parámetros del problema se admitirán los mismos valores que en el ejemplo anterior. Se tiene entonces que la curva de autofinanciamiento es:

$$a(t) = 5 - 4 \times 0.98^t$$

cuyo valor en el origen es también igual a la unidad.

Al cabo de un quinquenio:

$$a(5) = 1.4$$

o sea que el nivel de autofinanciamiento se ha incrementado en un 40 por ciento con respecto a su valor inicial y en un 58 por ciento con respecto al valor que tendría a los cinco años en el caso de costos unitarios invariables.

## 3. Cómo medir el efecto de la variación en los costos unitarios de inversión

En los ejemplos anteriores se ha medido el efecto de las variaciones —positivas o negativas según los casos— de los costos unitarios en el coeficiente de autofinanciamiento comparando el valor de éste al cabo de cierto período de tiempo —cinco años en el caso examinado— con el que hubiese tenido en ese momento en el caso de costos constantes.

A los efectos de tener una medida que no dependiese de ese período de tiempo elegido, podría tomarse la relación entre los niveles asintóticos respectivos. Claro está que ello sólo será posible en los casos en que  $r$  es tal que

$$v + m + r(1 + v) > 0$$

—o sea, con respecto a nuestro análisis anterior, cuando  $r$  es positivo o cuando es negativo en los casos a) y b) de dicho análisis—, ya que de lo contrario no existiría valor asintótico, pues  $a(t)$  tiende al infinito. Como puede deducirse de los ejemplos anteriores, este caso será excepcional, por lo que la medida propuesta podrá utilizarse en la gran mayoría de los casos prácticos.

La relación entre dichos niveles asintóticos resulta:

$$R = 1 + \frac{r(1 + v)}{v + m}$$

y es independiente del parámetro  $b$ .

## C. AMORTIZACIÓN LINEAL DE COSTOS UNITARIOS CONSTANTES

### 1. Cálculo del valor del activo en el año $t$

Sea  $v$  la velocidad de expansión de la demanda y de la capacidad del sistema y  $n$  la vida útil del equipo, que se supone uniforme para simplificar.

La adición neta al activo en el año  $i$  será pues:

$$v \cdot (1 + v)^i$$

y su contribución al valor del activo neto o inmovilizado en el año  $t$  será entonces:

$$v \cdot (1 + v)^t \cdot \left(1 - \frac{t - i}{n}\right)$$

El valor total del activo en el año  $t$  será la suma de los términos

anteriores más el correspondiente a la planta inicial, suponiendo para la validez de la fórmula que  $t < n$ . Se tendrá así:

$$A(t) = (1 - t/n) + \sum_{i=0}^t v \cdot (1 + v)^i \cdot \left(1 - \frac{t - i}{n}\right)$$

o sea:

$$(1) \quad A(t) = 1 - t/n + (1 - t/n) \cdot v \cdot \sum_0^t (1 + v)^i + \frac{v}{n} \sum_0^t i \cdot (1 + v)^i$$

No hay problema en lo que respecta al cálculo de los dos primeros términos del segundo miembro. A continuación se trata acerca del tercero.

los costos de reemplazo cuando existe un fenómeno continuo de inflación de costos.

Estos diversos casos —aunque tengan un sentido económico muy diferente— pueden introducirse en el presente análisis por la misma vía. En efecto, con respecto a un costo unitario inicial supuesto igual a 1, que se toma como unidad de medida para referirse los otros a él, el costo unitario de la adición neta de capacidad a instalar en el año  $t$  no será igual a 1, como antes se supuso, sino igual a una cierta función del tiempo  $\phi(t)$ . Esta función, que describe la evolución del costo unitario a través del tiempo en función del costo inicial, será monótona decreciente si predominan los efectos del progreso tecnológico —en el sentido de disminución de insumo unitario de capital, pues en el sentido más amplio dicho progreso puede producir el efecto contrario, como es notorio en la ingeniería de los procesos manufactureros— y de las economías de escala. Por el contrario, si las nuevas adiciones tienen más densidad de capital o si actúa la depresión en el valor ficticio de un activo inmovilizado en medio de la inflación, entonces dicha función será monótona creciente.

Llamando a  $\phi(t)$  la "función de evolución de los costos unitarios de inversión a través del tiempo".

Supóngase, para simplificar el tratamiento analítico y hacerlo homogéneo con el de la primera parte, que dicha función puede expresarse —o aproximarse en un cierto intervalo— mediante una curva exponencial del tipo:

$$\phi(t) = (1 + r)^t$$

La tasa  $r$ , a diferencia de lo que sucedía con los tres parámetros considerados en la primera parte —que eran por definición positivos—, puede tener ahora cualquier signo. Si sólo actúa el efecto inflacionario sobre los costos y se admite que los activos no se revalúan en absoluto, entonces el parámetro  $r$  será positivo e igual a la velocidad de crecimiento en los precios de los bienes de capital que interesan a la actividad de que se trate (la eléctrica, en el presente caso) y de la mano de obra (sobre todo en la construcción hidroeléctrica con embalses). Si sólo actúa el efecto de reducción en los costos unitarios, entonces  $r$  será negativo y su valor absoluto será igual al ritmo anual promedio de dicha reducción. Si se superpone la acción de todos los efectos, el valor del parámetro será la resultante de los mismos y poco puede decirse en general sobre su signo y magnitud probable.

### 1. Cálculo de la función de autofinanciamiento

Las hipótesis serán las mismas que en la primera parte, con la sola excepción de la variación en los costos unitarios. Es muy fácil introducir esta variación en las ecuaciones fundamentales del modelo respectivo: la empresa, que antes debía invertir en el año  $i$  una cantidad igual a  $v \cdot (1 + v)^{i-1}$ , ahora deberá invertir  $v \cdot (1 + v)^{i-1} \cdot (1 + r)^{i-1}$ , pues también ahora se expanden —o se contraen si  $r$  es negativo— los costos unitarios y no sólo el monto de la adición de capacidad.

En tales condiciones es fácil demostrar que un proceso similar al de la primera parte lleva a la siguiente ecuación para el valor del coeficiente de autofinanciamiento potencial al cabo del tiempo  $t$ :

$$(1) \ a(t) = \frac{b}{v + m + r(1 + v)} \left( \frac{1}{v} \left[ m + r(1 + v) \right] \left[ \frac{1 - m}{(1 + v)(1 + r)} \right]^t + 1 \right)$$

En el caso particular  $r = 0$  la expresión anterior se transforma en la equivalente hallada en la primera parte.

Pero el signo de  $r$  y su valor absoluto introducen cambios fundamentales en el comportamiento de la función  $a(t)$ , que ya no será siempre monótona decreciente a través del tiempo, sino que en muchos casos —como se verá más adelante— será monótona creciente tendiendo a infinito o a un valor asintótico superior al del autofinanciamiento inicial.

Obsérvese que la curva de variación del coeficiente parte del mismo punto que en el caso de costos unitarios constantes; es fácil verificar que para  $t = 0$  resulta  $a(t) = b/v$ , cualesquiera que sean los valores de los otros parámetros  $y$ , en particular, cualquiera que sea el valor de  $r$ . La ordenada en el origen de los tiempos es, pues, igual que antes, pero el comportamiento de la curva a partir de ese momento puede resultar muy diferente.

Del examen de la forma de la función  $a(t)$  se deduce que dicho comportamiento dependerá fundamentalmente de dos cosas, a saber:

a) del valor absoluto de

$$h = \frac{1 - m}{(1 + v)(1 + r)}$$

según que éste sea mayor, igual o menor que la unidad;

b) del signo del coeficiente de  $h^t$ , o sea de

$$g = \frac{m + r(1 + v)}{v + m + r(1 + v)}$$

ya que el cociente  $b/v$  es siempre positivo.

Es evidente que si  $r$  es positivo o nulo, entonces  $h$  será menor que la unidad y  $g$  será positivo. La curva  $a(t)$  se comportará igual que en el caso  $r = 0$ , o sea el de costos unitarios constantes, con la única diferencia de que cuanto mayor sea el valor de  $r$ , más rápidamente se deprimirá la capacidad potencial de autofinanciamiento.

El análisis se complica si  $r$  es negativo, o sea cuando los costos unitarios se reducen progresivamente. Sin embargo, lo simplifica el hecho de que la magnitud relativa de  $h$  respecto a la unidad depende del signo de la expresión

$$sg \left( \frac{1}{h} - 1 \right) = sg (v + m + r(1 + v))$$

por lo cual el signo del denominador de  $g$  determina a su vez el valor relativo de  $h$  respecto a la unidad.

Resulta entonces que:

a) Si  $r$  es negativo pero suficientemente pequeño en valor absoluto como para que

$$m + r(1 + v) > 0$$

entonces  $h$  es menor que la unidad y  $g$  es positivo. La función  $a(t)$  tiene la misma forma que en el caso de costos unitarios constantes pero disminuirá a una velocidad menor.

b) Si  $r$  es negativo y relativamente grande en valor absoluto como para que

$$m + r(1 + v) < 0$$

pero no lo suficientemente grande, de tal modo que

$$v + m + r(1 + v) > 0$$

entonces  $h$  será menor que la unidad, pero  $g$  será negativo, ya que su numerador y su denominador tendrán signos opuestos. La función  $a(t)$  será entonces monótona creciente, tendiendo

asintóticamente al valor  $\frac{b}{v + m + r(1 + v)}$  que, por hipótesis, es mayor que el valor inicial  $b/v$ .

c) Si  $r$  es negativo y suficientemente grande en valor absoluto como para que

$$v + m + r(1 + v) < 0$$

entonces, con mayor razón, también será negativo  $m + r(1 + v)$ . El cociente  $h$  será entonces mayor que la unidad y el coeficiente  $g$  positivo, por ser negativos tanto su numerador como su denominador. La función  $a(t)$  será monótona creciente como en el caso b), pero en lugar de tender a un valor asintótico finito, tiende a más infinito para valores crecientes de la variable independiente, o sea el tiempo.



### Anexo III

#### EL EFECTO MELRED Y SU APOORTE AL FINANCIAMIENTO DE SECTORES DINÁMICOS

Se da este nombre al efecto expansivo sobre la capacidad de producción causado por la reinversión automática de los fondos acumulados por la vía de las cargas de depreciación.

Desde el punto de vista de la teoría de la firma y con referencia a lo que cabría llamar el caso estático, corresponde al llamado "efecto Lohmann-Ruchti" de la literatura económica alemana. Desde el punto de vista macroeconómico y con referencia al caso dinámico de un sistema en expansión, corresponde a lo que podría llamarse por analogía el "efecto Domar-Eisner" de la literatura económica norteamericana.<sup>a</sup>

La observación del fenómeno respectivo no es un descubrimiento reciente. Como lo ha hecho notar Hax,<sup>b</sup> ya había preocupado a Marx y fue objeto de una precisa consulta de éste a Engels con respecto a su experiencia como empresario en lo que respecta al empleo de los fondos de depreciación. El punto fue discutido exhaustivamente en la correspondencia entre Marx y Engels de 24, 26 y 27 de agosto de 1867.

He aquí en primer término, un ejemplo bien simple del modelo estático alemán; una empresa eléctrica que construye una planta de 100 MW de capacidad que amortiza según el método lineal en 30 años. Fija sus precios de venta en tal forma que le permitan cubrir sus gastos de explotación y un 3.3 por ciento anual del costo original de la inversión, sin perjuicio, desde luego, de las utilidades que pueda obtener, pero cuyo monto y destino no interesan a los efectos del presente análisis.

Suponiendo que los costos unitarios de inversión son constantes a través del tiempo y que no hay economías de escala, los fondos de depreciación acumulados durante el primer año de ejercicio de la central permitirán a la empresa añadir 3.3 MW más a su capacidad instalada. En el segundo año —y admitiendo que esta nueva capacidad sea utilizada en la misma proporción inicial— lo percibido por concepto de depreciación permitirá aumentar su capacidad hasta  $(103.3)^2$ , y así sucesivamente.

Como no hay retiros hasta los 30 años, la capacidad máxima de este modelo simplificado se obtendrá al cabo de 29 años, en que será de:

$$100 \cdot (103.3)^{29}$$

Generalizando: si la vida útil del equipo es de  $n$  años, la capacidad productiva de la planta se multiplicará cada año por el factor  $(1 + 1/n)$  y alcanzará su valor máximo al cabo de  $(n - 1)$  años en que valdrá

$$(1 + 1/n)^{n-1}$$

veces la capacidad inicial.<sup>c</sup>

<sup>a</sup> Para un análisis comparativo entre ambos, véase, por ejemplo, Sadao Takatera, "Economics of depreciation financing", *Kyoto University Economic Review*, abril de 1960.

<sup>b</sup> K. Hax, "Karl Marx und Friedrich Engels über den Kapazitäts-erweiterungs-Effekt", *ZfHf*, 1958.

<sup>c</sup> Cuando  $n$  crece, este multiplicador tiende al número  $e$ , base de los

En el enésimo año la capacidad se reduce bruscamente, pues debe retirarse el equipo instalado al principio. El multiplicador comienza entonces a oscilar, aumentando en algunos años y disminuyendo en otros hasta converger, al disminuir la amplitud de las oscilaciones, hacia el valor

$$\frac{2}{1 + 1/n}$$

El análisis de Domar y Eisner se basa sobre hipótesis diferentes y conduce a fórmulas también diferentes. Pero las conclusiones que interesan son cualitativamente muy similares.

Llamando  $R(t)$  al costo de reemplazo de equipo durante el año  $t$  y  $D(t)$  a los fondos de depreciación acumulados durante ese año,  $n$ , a la duración de la vida útil del equipo y  $r$  a la tasa de expansión de la inversión bruta (recuérdese que en este modelo hay una continua afluencia de nuevas inversiones netas, aparte de la reinversión automática en cada año de los fondos acumulados por depreciación), Domar ha demostrado que para  $m + t$  se cumple:

$$\frac{R(t)}{D(t)} = \frac{r \cdot n}{(1 + r)^{n-1}}$$

Si la tasa de expansión no es muy elevada —por ejemplo, si es menor de 20 por ciento— puede sustituirse en el denominador la expresión potencial-exponencial en las variables por una aproximación de segundo orden en  $r$  tomando los tres primeros términos del desarrollo binomial de Newton. Se obtiene entonces, luego de simplificar:

$$R/D = \frac{2}{2 + (n - 1)r}$$

Esto demuestra que cuanto mayor sea la tasa de inversión bruta y la durabilidad del equipo, tanto mayor será el exceso de las cargas de depreciación con respecto a la necesidad de reemplazo y mayor, por consiguiente, el efecto expansivo sobre la capacidad instalada.

Para una vida útil de 25 años, por ejemplo, y una velocidad de expansión de la capacidad de 10 por ciento, la fórmula demuestra que luego de los primeros 25 años el sistema se estabilizará en tal forma que el reemplazo solamente requerirá el 45 por ciento de las cargas anuales de depreciación. El resto quedará disponible para financiar la expansión, aunque no totalmente.

logaritmos neperianos. De ahí que cuando  $n$  sea relativamente elevado —por ejemplo 150 más— el valor 2.71 es una buena aproximación del orden de magnitud de la expansión en la capacidad productiva del sistema.

## Anexo IV

### OBSERVACIONES SOBRE LOS SISTEMAS TRIBUTARIOS EN LOS PAÍSES EXPORTADORES DE CAPITAL

Existe una estrecha interdependencia de los regímenes tributarios de los países exportadores e importadores de capital, sobre todo en lo que se refiere a la posibilidad de que estos últimos establezcan incentivos fiscales para las inversiones extranjeras.

En lo que respecta al impuesto a la renta o ingreso, que es en general el más significativo, la doble tributación internacional que resultaría de gravar las rentas obtenidas por sociedades extranjeras, tanto por parte del país importador como del exportador de capital se evita mediante la rebaja tributaria que concede unilateralmente el país exportador de capital o mediante acuerdos fiscales para el control de la doble tributación internacional.

Ni en el caso del Canadá ni en el de los Estados Unidos, los dos países que interesan especialmente como fuentes de capital para el sector eléctrico de América Latina, existen acuerdos para el control de la doble tributación, con la sola excepción del firmado entre los gobiernos norteamericano y hondureño. Hay también varios acuerdos en proceso de gestión.

En el resto de los casos, la doble tributación se evita mediante la reducción unilateral del país exportador de capital, lo que hacen tanto los Estados Unidos como el Canadá. Esto tiene a su vez la consecuencia de neutralizar el posible efecto favorable de legislaciones tributarias destinadas a atraer inversiones en los países menos desarrollados. Así, por ejemplo, en el caso de los Estados Unidos, mientras la tasa global del impuesto sobre la renta en el extranjero sea igual o inferior a la tasa norteamericana, la contribución total del imponente en los Estados Unidos y en el país extranjero no será mayor que la correspondiente a los Estados Unidos.

En realidad, aunque la intención del legislador norteamericano fue establecer una estricta igualdad fiscal, existe un efecto favorable para el inversionista en el extranjero debido a que el mecanismo de la ley le permite considerar el impuesto a la renta que ha pagado en el país importador de capital a la vez como deducción y como crédito. De ahí que, al descontar del pago tributario el monto del impuesto sobre la renta extranjera que ha sido pagado —o se estima que ha sido pagado— sobre el ingreso percibido, resulta una tasa tributaria real algo inferior al 52 por ciento.<sup>a</sup>

Una importante excepción a esta norma general es el principio observado en general en los países exportadores de capitales, en el sentido de que las sociedades anónimas nacionales de esos países, aunque pagan impuestos sobre su renta total con independencia del lugar donde se haya producido, no pagan impuestos sobre la renta de sus subsidiarias o filiales extranjeras mientras dicha renta no sea distribuida hacia el país de origen del capital en forma de dividendos.

Este efecto se analiza en un estudio reciente,<sup>b</sup> donde —al

<sup>a</sup> Llamando  $x$  a la tasa del impuesto a la renta en el país importador de capital, e  $y$  al ingreso neto del inversor norteamericano después de haber pagado los impuestos en su país y en el extranjero, puede mostrarse que la función  $y(x)$  es una parábola invertida con ordenadas que varían entre un mínimo de 48 y un máximo (en el vértice) igual a 54.76 por ciento. Sobre este y otros puntos relacionados, véase *Taxation in capital-exporting and capital-importing countries of foreign private investment in Latin-America* (E/CN.8/69).

<sup>b</sup> *Las inversiones privadas extranjeras en la zona latinoamericana*

estudiar el caso de la tributación en México, la Argentina, Chile y el Brasil—se llega a la conclusión de que las variables presentes en los sistemas tributarios de estos países pueden reducir en forma sustancial la carga que representa el impuesto sobre la renta computado para cada uno de ellos. Así, mientras el inversionista extranjero interesado en retirar todas sus utilidades a medida que las percibe, tendrá que pagar un impuesto sobre la renta del orden de los vigentes en los principales países exportadores de capital del mundo (por ejemplo, alrededor de 49 por ciento si las actividades se desarrollan en México, 47 por ciento en la Argentina y el Brasil y 40 por ciento en Chile, comparado con 52 por ciento en los Estados Unidos y 45 por ciento en el Reino Unido), en cambio si reinvierte gran parte de sus utilidades (reduciendo así el pago del impuesto sobre los dividendos) y se acoge a las variables descritas en los estudios por países, verá que su carga tributaria total es bastante inferior al 30 por ciento.

Como, a la vez, la no remisión de utilidades al país exportador de capital permite evitar —o, por lo menos, postergar— el pago del impuesto allí, resulta obvio que existe un poderoso incentivo para la reinversión. Ese incentivo obra en sentido positivo sobre el proceso de acumulación de capital en los países latinoamericanos y tal cosa sucede sobre todo en el sector eléctrico.

Aparte de este incentivo a la reinversión de las utilidades de subsidiarias o filiales extranjeras, la legislación tributaria norteamericana establece un incentivo específico para aquellas empresas cuyas actividades se desarrollan preponderantemente en el continente americano. Así, si una compañía puede calificarse como *Western Hemisphere Trade Corporation*, la tasa del impuesto en los Estados Unidos se reduce 14 puntos o sea, en el momento actual, disminuyen de 52 a 38 por ciento de las utilidades netas.

Con respecto a este tipo de compañías, pues, cabría la posibilidad de un incentivo fiscal en los países importadores de capital rebajando su nivel impositivo hasta dicha tasa. En la realidad, no obstante, la ventaja de la *Western Hemisphere Trade Corporation* con respecto a la subsidiaria o filial en América Latina es pequeña por dos motivos fundamentales: primero, porque si la empresa exportadora de capital necesita establecer en los Estados Unidos una subsidiaria cuya actividad principal se desarrolle en el hemisferio y pueda por consiguiente aspirar a la calificación respectiva de la ley, el impuesto sobre dividendos de sociedad a sociedad (*intercorporate dividends tax*) reducirá la ventaja de 18 a 9 por ciento aproximadamente; en segundo lugar porque, como ya se ha dicho, el doble efecto de deducción y crédito del mecanismo tributario americano hace que la tasa efectiva resultante de la doble tributación se reduzca desde 52 por ciento hasta un mínimo posible del orden de 46 por ciento (que se alcanza para una tasa del impuesto en el país importador de capital de alrededor de 26 por ciento). Si a ello se agrega el primer factor considerado, se verá que la ventaja de una *Western Hemisphere Trade Corporation* se reduce a apenas 4 por ciento.

de libre comercio (E/CN.12/550), publicación de las Naciones Unidas (Nº de venta: 60.II.G.5).

Anexo V

MONTO Y CONDICIONES DE LOS PRÉSTAMOS CONCEDIDOS POR LAS INSTITUCIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES

Cuadro A

MONTO DE LOS PRÉSTAMOS CONCEDIDOS POR LAS INSTITUCIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES  
(Miles de dólares)

País	Banco de Exportaciones e Importaciones (Créditos corrientes y préstamos)								Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento	
	Totales				Para electricidad				Total	Para electri- cidad
	Antes de 1949	1949	Después de 1949	Total	Antes de 1949	1949	Después de 1949	Total		
Argentina . . . . .	—	—	416 541.2	416 541.2	—	—	3 500.0	3 500.0	—	—
Bolivia . . . . .	18 820.0	18 400.0	4 928.0	42 148.0	—	—	—	—	—	—
Brasil . . . . .	103 424.2	—	939 936.4	1 043 360.6	6 808.0	—	67 540.0	74 348.0	292 090.0	239 090.0
Colombia . . . . .	14 500.0	3 057.6	176 849.0	194 406.6	—	—	2 600.0	2 600.0	130 000.0	32 430.0
Costa Rica . . . . .	7 000.0	—	21 883.0	28 883.0	—	—	2 741.8	2 741.8	6 500.0	—
Cuba . . . . .	—	—	38 451.5	38 451.5	—	—	20 000.0	20 000.0	—	—
Chile . . . . .	6 700.0	27 750.0	177 608.4	212 058.4	—	—	—	—	74 100.0	28 500.0
Ecuador . . . . .	20 811.9	3 000.0	17 327.6	41 139.5	—	—	1 900.0	1 900.0	46 000.0	10 000.0
El Salvador . . . . .	—	—	219.2	219.2	—	—	—	—	31 645.0	15 545.0
Guatemala . . . . .	—	—	7 621.7	7 621.7	—	—	—	—	18 200.0	—
Haití . . . . .	32 000.0	—	—	32 000.0	—	—	—	—	2 600.0	—
Honduras . . . . .	—	—	4 295.7	4 295.7	—	—	—	—	11 150.0	1 450.0
México . . . . .	27 515.8	17 900.0	423 279.0	468 694.8	20 000.0	—	38 053.0	58 053.0	205 800.0	124 800.0
Nicaragua . . . . .	—	—	13 724.5	13 724.5	—	—	1 075.0	1 075.0	23 000.0	9 550.0
Panamá . . . . .	—	—	14 636.5	14 636.5	—	—	—	—	—	—
Paraguay . . . . .	—	—	10 370.0	10 370.0	—	—	—	—	5 000.0	—
Perú . . . . .	—	—	208 618.3	208 618.3	—	—	—	—	62 575.0	—
República Dominicana . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Uruguay . . . . .	12 000.0	—	—	12 000.0	12 000.0	—	—	12 000.0	64 000.0	64 000.0
Venezuela . . . . .	2 337.7	—	25 410.3	27 748.0	—	—	16 454.1	16 454.1	—	—
África . . . . .	—	—	246 502.5	246 502.5	—	—	26 865.0	26 865.0	452 300.0	168 000.0
Asia . . . . .	33 793.8	139 750.0	964 302.6	1 137 846.4	8 800.0	—	123 395.5	132 195.5	1 374 480.0	352 610.0
Europa . . . . .	1 699 631.2	—	1 034 931.3	2 734 562.5	—	—	92 122.6	92 122.6	1 699 497.9	496 149.4
Oceanía . . . . .	—	—	48 032.8	48 032.8	—	—	—	—	21 000.0	—
América Latina . . . . .	245 109.6	70 107.6	2 501 700.3	2 864 940.0 <sup>a</sup>	38 808.0	—	135 863.9	174 671.9	972 660.0	525 365.0
Total mundial . . . . .	1 978 534.6	209 857.6	4 795 469.5	7 031 884.2 <sup>a</sup>	47 608.0	—	378 247.0	425 855.0	4 521 937.9	1 542 124.4

<sup>a</sup> Incluye "Varios" no clasificados por países.

**Cuadro**  
**ORGANIZACIONES NORTEAMERICANAS E INTERNACIONALES**

	<i>Banco de Exportaciones e Importaciones</i>		<i>Fondo para préstamos de desarrollo</i>	
	<i>Dólares</i>	<i>Monedas extranjeras (Préstamos Cooley)</i>	<i>Dólares</i>	<i>Monedas extranjeras</i>
Objetivo	Colaborar en el financiamiento y facilitar las exportaciones e importaciones de los Estados Unidos	Colaborar en el desarrollo económico de otros países y en la ampliación de los mercados para los excedentes de productos agrícolas de los Estados Unidos	Colabora en el desarrollo de los recursos económicos y la capacidad productiva de los países poco desarrollados	
Recursos	7 000 millones de dólares, de los cuales 1 000 corresponden al capital social y 6 000 al capital autorizado	Hasta el 25 por ciento de los ingresos procedentes de las ventas de excedentes agrícolas	Asignaciones anuales (1 400 millones de dólares hasta ahora) más el reintegro de préstamos	Reintegro de préstamos y ciertas cantidades en moneda extranjera que provienen de la venta de excedentes y de préstamos de Seguridad Mutua
Naturaleza de los préstamos	1. Préstamos para proyectos, por ejemplo a gobiernos extranjeros y empresas privadas (norteamericanas y extranjeras) a fin de adquirir en los Estados Unidos bienes y servicios para proyectos de desarrollo en el extranjero; y 2. créditos a los exportadores	Préstamos: 1) concedidos exclusivamente a empresas norteamericanas, incluyendo sus subsidiarias o filiales en el extranjero, y 2) a empresas privadas norteamericanas o nacionales para ampliar los mercados de productos agrícolas de los Estados Unidos en el extranjero	Préstamos a gobiernos extranjeros y préstamos e inversiones en empresas privadas (norteamericanas o extranjeras) para proyectos o programas que contribuyen al desarrollo económico	
Naturaleza de las garantías	Garantías totales o parciales que exijan los prestamistas privados sobre los préstamos destinados a los fines indicados más arriba	Inaplicable	Garantía del reembolso total o parcial de los préstamos destinados a los fines indicados, exigida por los prestamistas privados, reservando al menos el 50 por ciento del pasivo del Fondo para Préstamos de Desarrollo	
Relación con otras fuentes de financiamiento	No puede competir con el capital privado; no concede préstamos cuando existe capital privado disponible en condiciones de pago razonables	Ninguna	No puede competir con el capital privado, y debe tener en cuenta la posibilidad de obtener financiamiento en condiciones razonables de las fuentes que existen en el mundo libre, incluidos el Banco de Exportaciones e Importaciones y el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento	

**B**

**DEDICADAS A OPERACIONES DE FINANCIAMIENTO EXTERIOR**

<i>Administración de Cooperación Internacional <sup>a</sup></i>		<i>Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento <sup>b</sup></i> (Monedas de los países miembros y principalmente dólares)	<i>Corporación Financiera Internacional</i> (Dólares)	<i>Banco Interamericano de Desarrollo</i> (Moneda de los países miembros y principalmente dólares)
<i>Monedas extranjeras</i>	<i>Garantías sobre las inversiones</i>			
Fomentar el comercio multilateral y el desarrollo económico	Fomentar y facilitar las inversiones privadas en los países poco desarrollados mediante préstamos complementarios de hipotecas y licencias	Colaborar en el desarrollo de los medios de producción y de los recursos de los países miembros	Fomentar el desarrollo económico promoviendo el aumento de la empresa productiva privada en los países miembros, especialmente en las zonas menos desarrolladas	Contribuye a acelerar el proceso de desarrollo económico en los países miembros
Parte de los ingresos procedentes de las ventas de excedentes de productos agrícolas	Autorización para garantizar hasta 1 000 millones y para solicitar préstamos de la Tesorería hasta por 200 millones de dólares	Capital suscrito por los países miembros y emisiones de acciones por el Banco (aproximadamente 2 000 millones de dólares pendientes). El capital pagado asciende a 1 900 millones de dólares y el capital disponible para cubrir el incumplimiento del pago de los valores del Banco asciende a 16 000 millones de dólares, de los cuales corresponden a los Estados Unidos 5 700 millones de dólares	Capital suscrito por los países miembros, que asciende a 93.7 millones de dólares e ingresos procedentes de la venta de inversiones	Los recursos autorizados ascienden a 1 000 millones de dólares, de los cuales 850 están destinados a las "operaciones ordinarias" y 150 millones al "fondo para operaciones especiales" (incluye, exclusivamente para las operaciones ordinarias, 450 millones que corresponden a capital disponible para cubrir el incumplimiento del pago de los valores del Banco, de los cuales corresponden a los Estados Unidos 200 millones)
Préstamos a los gobiernos de los países que reciben excedentes de productos agrícolas de Estados Unidos para proyectos de desarrollo	Inaplicable	Préstamos a los gobiernos miembros y a entidades públicas o privadas que cuenten con el aval de un gobierno miembro	Inversión exclusivamente en empresas privadas, pero no tienen la obligación de suscribir su capital social; no se requiere el aval de los gobiernos miembros	Otorga préstamos directos a los gobiernos miembros y a las empresas privadas de esos países, o participa en dichos préstamos
Inaplicable	Garantiza las inversiones de los inversionistas privados de los Estados Unidos, contra la imposibilidad de convertir las utilidades en divisas extranjeras o el capital en dólares, así como contra las pérdidas sufridas por confiscación, nacionalización o guerra	Garantiza a los prestamistas privados el pago total o parcial de los préstamos destinados a los fines indicados más arriba, siempre que dichos préstamos estén avalados por un gobierno miembro. No se ha ejercido la facultad de garantizar	Inaplicable	Garantiza total o parcialmente sus préstamos a los prestamistas privados
Ninguna	Ninguna	No puede conceder préstamos donde exista capital privado disponible en condiciones razonables	No puede invertir donde exista capital disponible en condiciones razonables	Coopera con otras fuentes de financiamiento. El Banco debe tener en cuenta la capacidad de los prestatarios para obtener préstamos privados en condiciones que el Banco juzgue razonables, considerando todas las circunstancias pertinentes

(Continúa)

## ORGANIZACIONES NORTEAMERICANAS E INTERNACIONALES

	<i>Banco de Exportaciones e Importaciones</i>		<i>Fondo para préstamos de desarrollo</i>	
	<i>Dólares</i>	<i>Monedas extranjeras (Préstamos Cooley)</i>	<i>Dólares</i>	<i>Monedas extranjeras</i>
Vencimiento de los préstamos	Generalmente hasta 7 años para los créditos otorgados a los exportadores y hasta 20 para los préstamos destinados a proyectos	Hasta 10 años	Hasta 30 años	Indeterminado
Moneda en que se efectúa el reembolso	Dólares de los Estados Unidos	Préstamos en moneda extranjera	Dólares de los Estados Unidos y/o monedas extranjeras	Préstamos concedidos en moneda extranjera
Tipo de interés	Tipo corriente 5 $\frac{3}{4}$ por ciento a 6 por ciento	En relación con el tipo vigente en el país	3 $\frac{1}{2}$ por ciento para proyectos fundamentales de gobiernos; 5 $\frac{3}{4}$ por ciento para proyectos lucrativos	4 por ciento y más según la naturaleza del proyecto
Lugar donde deben gastarse las sumas prestadas incluyendo los préstamos con garantía	Generalmente en los Estados Unidos	En el país en la moneda del cual concede el préstamo	Las adquisiciones deben hacerse principalmente en los Estados Unidos	En los países en cuya moneda se ha otorgado el préstamo, a menos que se acuerde otra cosa
Organismo competente para decidir	Junta de Directores, asesorada por el Consejo Nacional Asesor en Problemas Monetarios y Financieros	Junta de Directores, sujeta a la supervisión y dirección del Presidente, a la orientación del Secretario de Estado (en materia de política exterior) y a la asesoría del Consejo Nacional Asesor en Problemas Monetarios y Financieros		
Estatuto legal	Ley de 1945, creando el Banco de Exportaciones e Importaciones (reformada)	Sec. 104 (e) de la ley 480 (enmienda Cooley)	Título II del capítulo II de la ley de 1954 sobre Seguridad Mutua (reformada)	La misma, y además la sección 104 (g) de la ley 480 y la sección 505 de la ley de Seguridad Mutua

FUENTE: Fondo de Préstamos para el Desarrollo, *Foreign Commerce Weekly*, 8 de febrero de 1960.

<sup>a</sup> La Administración de Cooperación Internacional fundamentalmente concede ayuda mediante subvenciones a los gobiernos extranjeros. Aquí sólo se indican sus programas de préstamos en moneda extranjera y de garantía de inversiones privadas. En casos especiales también concede préstamos a los gobiernos extranjeros para defensa y ayuda especial (57 millones de dólares a 4 países en el año fiscal 1959), cuyo reembolso se realiza en moneda del país o en dólares con una tasa de interés que fluctúa entre 3.5 y 4.5 por ciento.

**B (Continuación)**

**DEDICADAS A OPERACIONES DE FINANCIAMIENTO EXTERIOR**

<i>Administración de Cooperación Internacional<sup>a</sup></i>		<i>Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento<sup>b</sup></i> <i>(Monedas de los países miembros y principalmente dólares)</i>	<i>Corporación Financiera Internacional</i> <i>(Dólares)</i>	<i>Banco Interamericano de Desarrollo</i> <i>(Moneda de los países miembros y principalmente dólares)</i>
<i>Monedas extranjeras</i>	<i>Garantías sobre las inversiones</i>			
Hasta 40 años	Inaplicable (la garantía está limitada a 20 años)	Generalmente de 15 a 25 años	Generalmente 10 años	No determinado
En la divisa extranjera en que se concedió el préstamo, con opción a pagarlo en dólares	Inaplicable	En la moneda en que se concedió el préstamo, principalmente dólares norteamericanos	En la moneda en que se realiza la inversión, generalmente en dólares de los Estados Unidos	Las "operaciones ordinarias", en la misma moneda en que se concedió el préstamo; las "operaciones especiales", total o parcialmente en la moneda del país en que se encuentra ubicado el proyecto
4 por ciento	½ por ciento anual de las obligaciones contraídas por la Administración de Cooperación Internacional para cada riesgo cubierto	En general 6 por ciento basado en el costo de obtención de los fondos, más 1 por ciento por comisión y ¼ por ciento por gastos de administración	Generalmente el 7 por ciento, más un interés condicional, opción a comprar acciones u otros beneficios	No determinado
Principalmente en los países en cuya moneda se otorga el préstamo	Inaplicable	Las adquisiciones pueden hacerse dentro o fuera de los Estados Unidos	Dentro o fuera de los Estados Unidos	Dentro o fuera de los Estados Unidos
Director de la Administración de Cooperación Internacional, asesorado por el Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros		Junta de Gobernadores o por delegación, la junta de Directores; El Director que representa a los Estados Unidos recibe instrucciones del Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros	Junta de Gobernadores, o la Junta de Directores en quien se delega esta facultad; el director que representa a los Estados Unidos recibe instrucciones del Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros	Junta de Gobernadores o Junta de Directores en quien se ha delegado esta facultad; el director que representa a los Estados Unidos recibe instrucciones del Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales, Monetarios y Financieros
Sección 402 de la Ley de Seguridad Mutua de 1954 (reformada) y sección 104 (d) y (g) de la ley 480	Sección 413 (b) (4) de la ley de Seguridad Mutua de 1954 (reformada)	Artículos del Acuerdo y Ley de los Acuerdos de Bretton Woods	Artículos del acuerdo y Ley de Cooperación Financiera Internacional	Acuerdo que establece el Banco Interamericano y Ley del Banco Interamericano de Desarrollo

<sup>b</sup> Los directores ejecutivos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, conforme a una resolución adoptada recientemente por la Junta de Gobernadores, han hecho propuestas para el convenio creando una Asociación Internacional de Desarrollo, propuestas que han sido sometidas a la consideración de los gobiernos miembros. La institución propuesta sería filial del Banco y al financiar proyectos de alta prioridad, promovería el desarrollo económico de países miembros menos desarrollados cuyas necesidades no puede satisfacer adecuadamente el Banco. Contaría con un capital aproximado de 1 000 millones de dólares, de los cuales correspondería a los Estados Unidos una cuota de 320 millones. Es probable que la Asociación Internacional de Desarrollo tuviese bastante flexibilidad en las operaciones de préstamo y que sus préstamos se hicieran en fáciles condiciones de reintegro.

# PRECIOS Y COSTOS EN LA INDUSTRIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE AMÉRICA LATINA

por la Comisión Económica para América Latina  
(Programa de Energía y Recursos Hidráulicos) \*

## INTRODUCCIÓN

Este tema presenta problemas complejos que exigen gran cuidado en el manejo de los datos estadísticos por la variedad de criterios que se usan para definir los conceptos en juego y por la distinta validez y alcance de las cifras mismas.

La CEPAL se esforzó por reunir información sobre el particular y sólo logró un resultado parcial, que —si bien no permite conclusiones definitivas y gene-

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/4.1.51.

**Cuadro 1**  
AMÉRICA LATINA Y OTROS PAISES: PRECIO MEDIO DEL KWH, 1959 <sup>a</sup>

País	Precio medio del kWh (Milésimos de dólar)			Proporción porcentual del suministro público a que se refiere el precio medio (Representatividad)		
	Residencial	Industrial	Total	Residencial	Industrial	Total
Argentina . . . . .	39.6	45.0	40.0	51	51	51
Bolivia . . . . .	11.6	21.6	16.2	100	100	100
Brasil . . . . .	22.8	14.8	16.4	20	20	20
Colombia . . . . .	21.5	15.4	16.6	70	70	73
Chile . . . . .	21.5	17.1	18.3	76	76	76
Ecuador . . . . .	29.7	28.6	32.4	81	81	81
Perú . . . . .	20.4	14.1	19.7	83	83	64
Venezuela . . . . .	75.0	34.1	36.6	76	76	76
México . . . . .	28.5	12.2	16.3	12	12	74
Costa Rica . . . . .	11.8	13.7	13.0	90 <sup>o</sup>	90	100
Guatemala . . . . .	57.3	29.2	44.6	83	83	100
El Salvador . . . . .	23.7	23.4	26.1	71	71	100
Honduras . . . . .	89.7	55.4	81.1	46	46	100
Nicaragua . . . . .	44.8	31.1	43.0	72	72	100
Panamá . . . . .	75.6	32.9	60.8	84	84	100
Estados Unidos . . . . .	24.9	13.2	16.9			
Austria . . . . .			16.1 <sup>b</sup>			
Bélgica . . . . .			29.8 <sup>b</sup>			
Francia . . . . .			21.6 <sup>b</sup>			
Italia . . . . .			17.3 <sup>c</sup>			
Países Bajos . . . . .			21.4 <sup>c</sup>			
Reino Unido . . . . .			17.1 <sup>c</sup>			
República Federal de Alemania . . . . .			23.1 <sup>c</sup>			
Suecia . . . . .			6.3 <sup>c</sup>			
Suiza . . . . .			15.0 <sup>c</sup>			
Turquía . . . . .			52.5 <sup>b</sup>			
Birmania . . . . .			115.8			
Ceilán . . . . .			31.2			
China (Taiwan) . . . . .			11.5 <sup>d</sup>			
Federación de Malaya . . . . .			28.4 <sup>d</sup>			
Filipinas . . . . .			32.4 <sup>d</sup>			
India . . . . .			14.9 <sup>d</sup>			
Japón . . . . .			14.7			
Laos . . . . .			153.0			
República de Corea . . . . .			49.1			

FUENTES: Anexo, cuadro A. Departamento de Comercio de los Estados Unidos, *Survey of Current Business*; OEDC, *The trend of the selling price of electricity* (noviembre de 1958) y *L'industries de l'électricité en Europe* (febrero de 1960). Comisión Económica para Asia, y el Lejano Oriente. *Electric Power in Asia and the Far East*, 1959 (ST/ECAFE/SER.L/7).

<sup>a</sup> Las tasas de paridad de los países de América Latina se calcularon actualizando a 1959, mediante los respectivos índices del costo de vida, las tasas determinadas por la CEPAL para 1950. Para el resto se usaron los cambios oficiales vigentes.

<sup>b</sup> 1955.

<sup>c</sup> 1956.

<sup>d</sup> 1958.



rales— tiene indudable interés como muestra y en este espíritu lo presenta en la exposición que sigue. Tam-

bién espera que contribuya al estudio sistemático y más documentado de tan interesante tema en el futuro.

## A. PRECIO MEDIO DEL KWH

El material reunido permite hacer algunas comparaciones muy generales del nivel de los precios y de su evolución reciente en varios países de la región.

### 1. Situación actual

Se tratará primeramente la situación en el año 1959, último para el que hay información relativamente amplia, y se comenzará analizando los precios medios por kWh, es decir, los que calculan las empresas de servicio público dividiendo el total de las recaudaciones por el total de los kWh a que se refieren.

El cuadro 1 resume esos precios medios para 14 países de América Latina, los Estados Unidos y algunos de Europa, información que se ha trasladado también a los gráficos I, II y III. Con la sola excepción del Brasil, el precio medio de los países latinoamericanos está calculado a base de compañías abastecedoras que cubren más de la mitad de la demanda pública total y en varios casos prácticamente su totalidad. Por consiguiente, el grado de representatividad de estos promedios puede considerarse satisfactorio.

La comparación de precios sólo es posible hacerla expresándolos en una misma unidad monetaria. Para ello se ha usado el *mill* o milésimo de dólar norteamericano, que es la unidad de uso más frecuente en este campo. La elección de la tasa de cambio presenta dificultades en aquellos países en que las tasas vigentes no representan la verdadera paridad del poder adquisitivo de la moneda, lo que es frecuente en los de América Latina y en algunos del Asia. Para eliminar en lo posible el factor de distorsión que las comparaciones internacionales introducen por este concepto, se ha usado aquí una tasa de paridad calculada para los países de la región por la Comisión Económica para América Latina.<sup>1</sup> Para los países de fuera de la región, por no disponerse de mejores índices, se usaron los cambios oficiales vigentes. Tal modo de proceder puede ser fuente de importantes distorsiones. (Véase el cuadro 2.) Tal es la razón de que la información adjunta sólo pueda considerarse en una primera aproximación para realizar observaciones de tipo general. Nótese, por ejemplo, el nivel de precios similar para el kWh promedio que corresponde a los países más industrializados (15 a 20 mills/kWh), con variaciones no muy acentuadas que parecen corresponder principalmente a la relación entre la generación térmica y la hidráulica.

<sup>1</sup> Adviértase que ésta es la actualización de estudios realizados hace algún tiempo con referencia al año 1950 y que no satisface plenamente las exigencias de este tipo de coeficientes. Se la utiliza a falta de otra mejor. Para un tratamiento amplio de estos conceptos de paridad, nivel de precios, etc., en algunos países latinoamericanos, véase *Comparación de precios y paridad de poder adquisitivo de la moneda en algunos países latinoamericanos* (E/CN.12/589).

Cuadro 2

### AMÉRICA LATINA: TASAS DE CAMBIO DE LAS MONEDAS NACIONALES POR DÓLAR, 1959

País	Unidad monetaria nacional	Tasas de cambio (Unidades monetarias nacionales por dólar)	
		De paridad del poder adquisitivo de las monedas <sup>a</sup>	Vigente <sup>b</sup>
Argentina . . . . .	Pesos	49.0	83.25
Bolivia . . . . .	Bolivianos	7 000	11 885.0
Brasil . . . . .	Cruceros	109.0	203.8
Colombia . . . . .	Pesos	4.0	7.0
Chile . . . . .	Escudos	1.3	1.05
Ecuador . . . . .	Sucres	16.2	17.0
Perú . . . . .	Soles	23.3	27.7
Venezuela . . . . .	Bolívares	3.2	3.35
México . . . . .	Pesos	12.3	12.5
Costa Rica . . . . .	Colones	8.3	6.65
Guatemala . . . . .	Quetzales	0.9	1.0
El Salvador . . . . .	Colones	3.2	2.5
Honduras . . . . .	Lempiras	1.9	2.0
Nicaragua . . . . .	Córdobas	7.0	7.35
Panamá . . . . .	Balboas	0.8	1.0

FUENTES: "Nota especial sobre los conceptos y métodos utilizados por la CEPAL en sus análisis del desarrollo económico", *Boletín Económico de América Latina*, Vol. I, N° 2 (Santiago de Chile, septiembre de 1956), p. 38 (cuadro 4); Fondo Monetario Internacional, *International Financial Statistics*.

<sup>a</sup> Estas tasas se calcularon actualizando a 1959, mediante los respectivos índices de costo de vida, las tasas de paridad estimadas por la CEPAL para 1950.

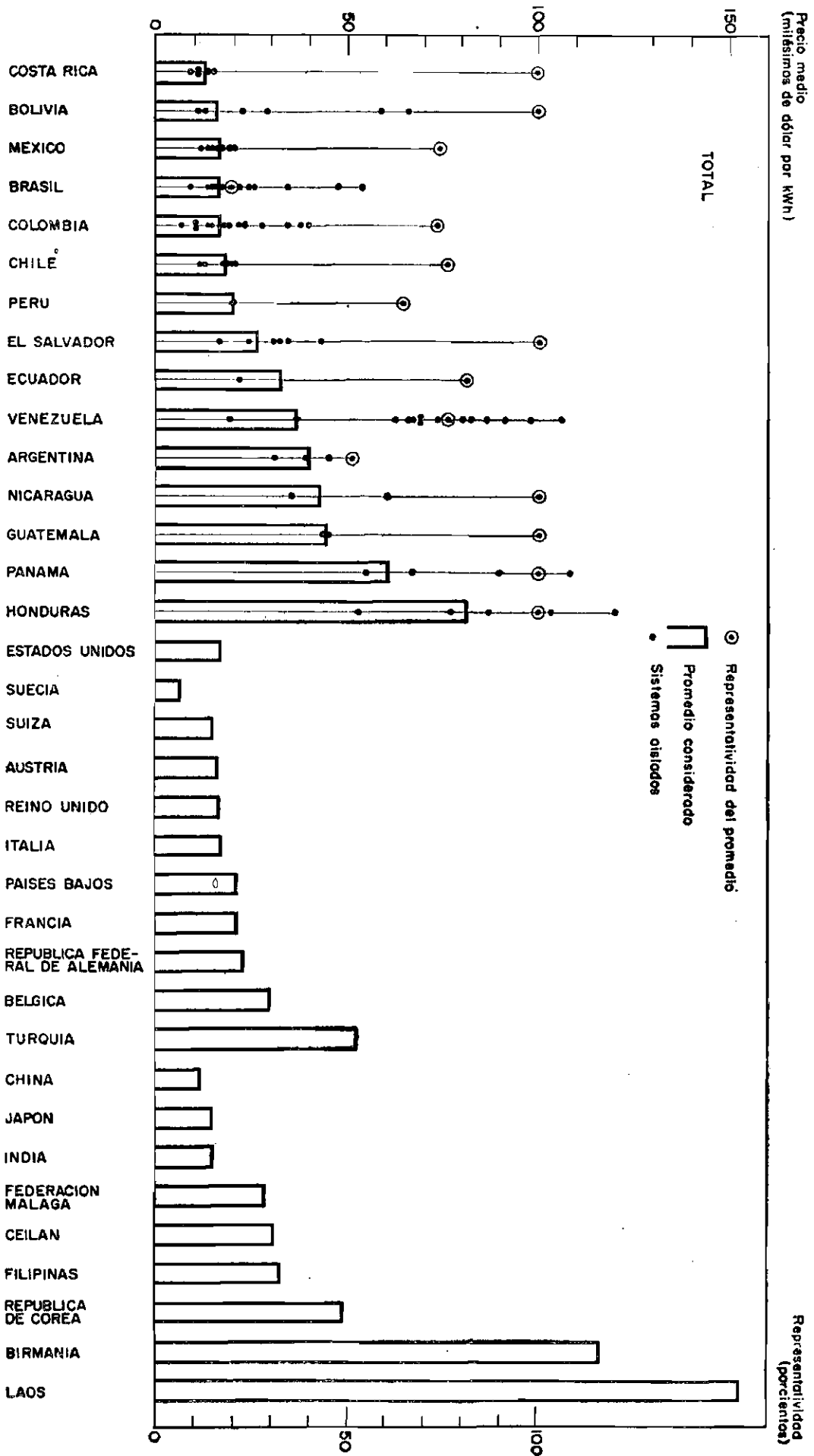
<sup>b</sup> Cuando hay varias tasas vigentes se indica la más aplicable al efecto de comparar precios internos del kWh.

Se pone así de relieve, entre un gran número de factores que inciden simultáneamente en el precio del kWh, la importancia de la elevada densidad de consumo ligada a altos rendimientos en la generación y distribución (economías de escala, asimilación rápida de los progresos tecnológicos, mejor aprovechamiento de las instalaciones por factores de carga más altos, etc.), junto a las condiciones económicas y financieras más favorables para la industria eléctrica que existen en los países desarrollados y a las políticas equilibradas de promoción y control que se ejercen con relación a ella.

Conviene advertir aquí que, además de no poderse hacer una estricta comparación de precios del kWh entre países —ante la dificultad señalada en la elección de las tasas de cambio—, no debe intentarse sacar conclusiones definitivas sobre la corrección o improcedencia del nivel del precio de la electricidad en un país, sólo por comparación con otros. En efecto, como se advirtió antes, son muy numerosas y variables las circunstancias que determinan tal precio.

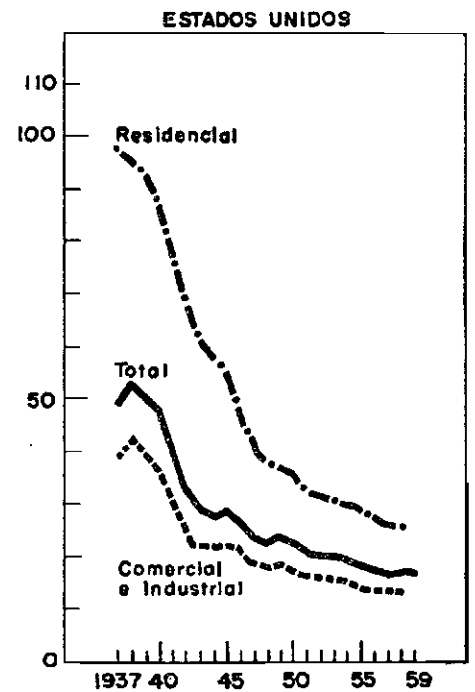
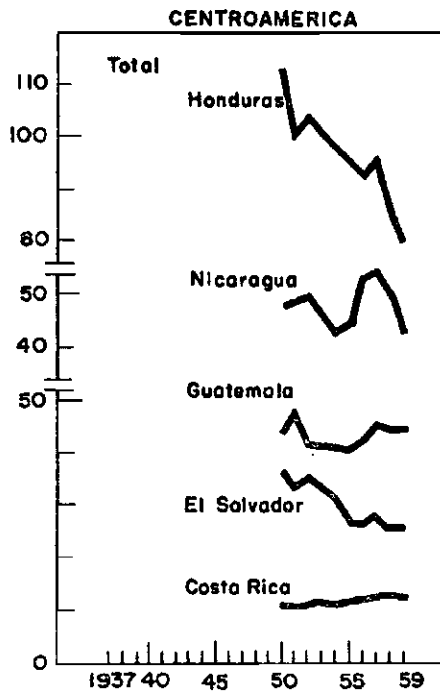
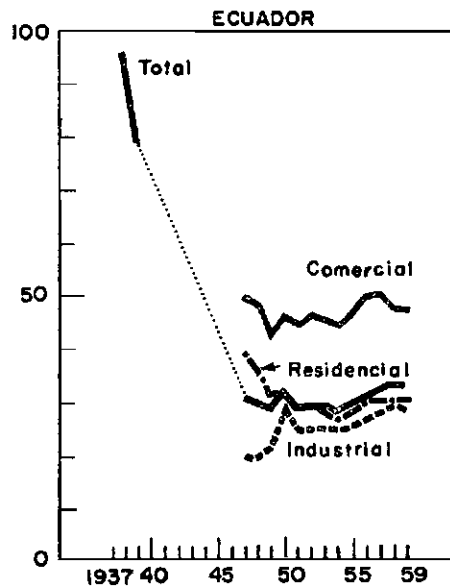
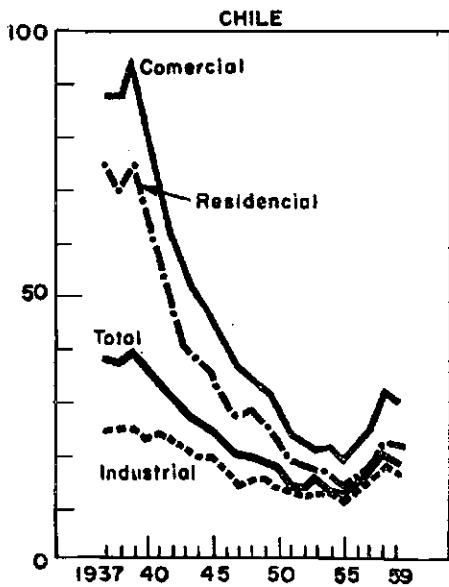
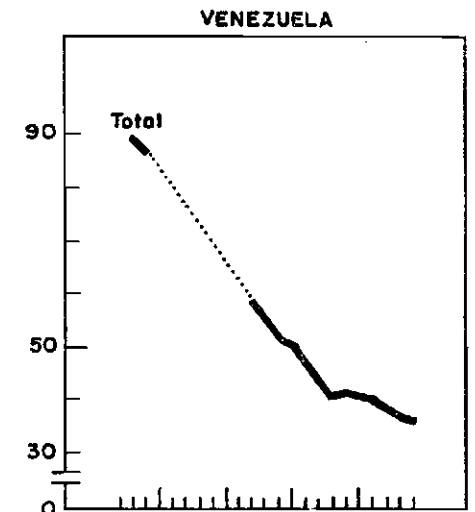
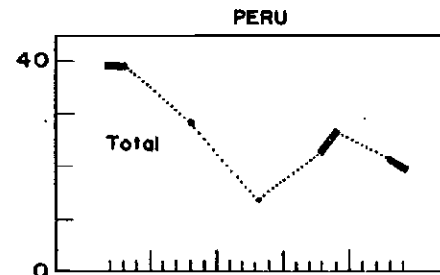
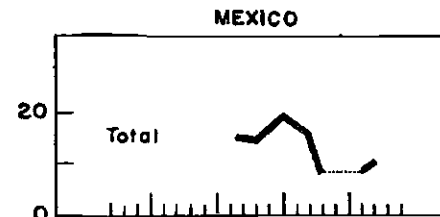
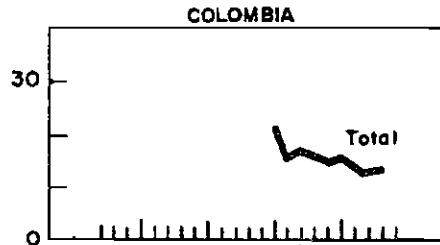
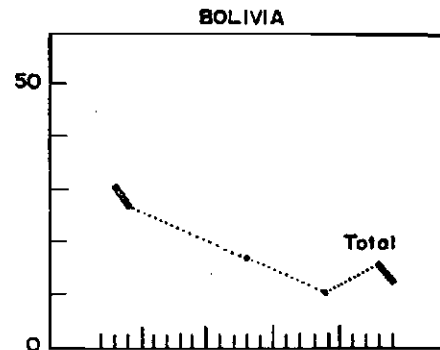
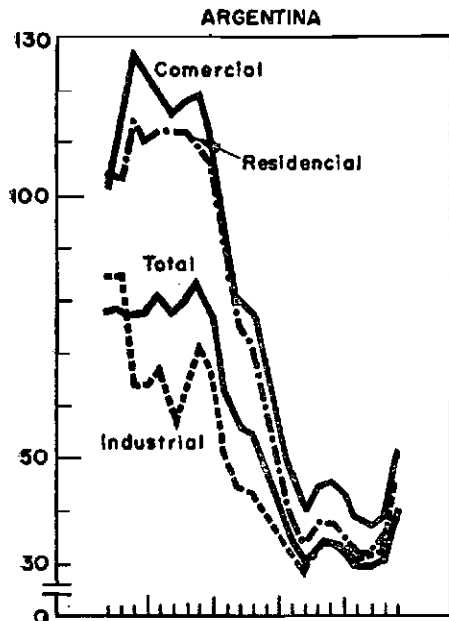
En este aspecto, a las cifras y gráficos que se presentan no debe atribuírseles más valor que el de sim-

Gráfico I  
 PRECIO MEDIO DEL KWH, 1959  
 ESCALA NATURAL



**Gráfico IV**  
**EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO DEL kWh, 1937-59**  
 (Milésimos de dólar de 1959)

ESCALA NATURAL



Cuadro 4

EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO TOTAL DEL KWH EN AMERICA LATINA Y OTROS PAISES  
(Índices porcentuales)

País	1937	1945	1950	1955	1958	1959
Argentina . . . . .	192	192	100	77	76	98
Bolivia <sup>a</sup> . . . . .	179 <sup>b</sup>		100 <sup>c</sup>	62 <sup>d</sup>	95	78
Brasil <sup>e</sup> . . . . .			100 <sup>f</sup>	119	113	126
Colombia . . . . .			100	73	61	
Chile . . . . .	229	147	100	77	120	110
Ecuador . . . . .	300 <sup>b</sup>	95 <sup>g</sup>	100	90	103	101
Perú <sup>h</sup> . . . . .	293	212 <sup>i</sup>	100 <sup>c</sup>	196 <sup>a</sup>	158	146
Venezuela <sup>j</sup> . . . . .	180 <sup>b</sup>	117 <sup>g</sup>	100	82	74	72
México <sup>k</sup> . . . . .		78 <sup>g</sup>	100	45 <sup>l</sup>	54 <sup>m</sup>	
Costa Rica . . . . .			100	108	118	115
El Salvador . . . . .			100	75	72	72
Guatemala . . . . .			100	93	102	101
Honduras . . . . .			100	85	76	72
Nicaragua . . . . .			100	94	105	89
Estados Unidos . . . . .	216	125	100	82	76	74
Reino Unido . . . . .			100	98	102	
Suecia . . . . .			100	96	112	

FUENTE: Anexo, cuadro B.

<sup>a</sup> Bolivian Power and Co. solamente.

<sup>b</sup> 1938.

<sup>c</sup> 1948.

<sup>d</sup> 1954.

<sup>e</sup> Centrales Eléctricas de Minas Gerais solamente.

<sup>f</sup> 1952.

<sup>g</sup> 1947.

<sup>h</sup> Hidrandina S. A. solamente.

<sup>i</sup> 1943.

<sup>j</sup> C.A.L.E. de Caracas solamente.

<sup>k</sup> Comisión Federal de Electricidad solamente.

<sup>l</sup> 1956.

<sup>m</sup> 1957.

rendimiento— y a la condición de operar con precios controlados de la industria de servicio público.

En el conjunto de los servicios públicos de América Latina, coincidiendo con la considerable baja de los precios reales de la electricidad —experimentada desde la iniciación de la Segunda Guerra Mundial—, se pueden observar los siguientes fenómenos:

a) La producción hidráulica aumentó su participación desde poco más de 40 por ciento en 1938, hasta aproximadamente 55 por ciento en 1960.<sup>3</sup>

b) La utilización de las centrales generadoras mejoró desde 2 780 horas en 1938, hasta alrededor de 4 040 en 1959, lo que se debe tanto a factores de carga más elevados en el consumo como a la disminución de la capacidad de reserva en las plantas.

c) El crecimiento de los servicios públicos —8.7 por ciento acumulativo anual en el período 1938/59 para toda América Latina— y el aumento del consumo por abonado —que en varios sistemas importantes se ha triplicado— han permitido apreciables economías de escala en todas las fases de la industria eléctrica.

d) Aunque el precio real del petróleo subió aproximadamente 15 por ciento en los últimos veinte años,

<sup>3</sup> Para esta información y las siguientes, véase Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina (ST/ECLA/CONF.7/L.1.01 y Add. 1), reproducido supra, sección II.

el aumento del rendimiento de las instalaciones termoeléctricas —que se estima del orden de un 20 por ciento en promedio— compensó esa alza de precios y hasta dejó un saldo favorable.

La incidencia acumulativa de estos factores habría podido justificar disminuciones del precio promedio del kWh hasta reducirlo en 1959 más o menos a la mitad del valor que tuvo en 1938.

Sin embargo, en la gran mayoría de los casos la reducción efectiva del precio real del kWh se ha producido, en América Latina, mediante la actitud pasiva de las autoridades al no permitir, en procesos inflacionarios generalizados, el incremento de las tarifas o hacerlo con mucho retardo y/o en una relación inferior al alza promedio de los precios.

Comparando la evolución del precio medio de la electricidad en América Latina entre los años 1938-1959 con la de algunos países industrializados, puede observarse que se ha mantenido aproximadamente la misma relación entre los precios correspondientes a los años extremos para ambos grupos, pero mientras la variación en los últimos denota una tendencia más o menos continua, en América Latina se registran fluctuaciones intermedias pronunciadas. Actualmente y en general, en la región el nivel de precios parece ser más alto que en esos países desarrollados. (Véase de nuevo el gráfico I.)

Cuadro 3

AMÉRICA LATINA: COMPARACIÓN ENTRE INDICES DE CONSUMO Y PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD, 1959

País	Generación de servicio público (kWh/habitante)	Consumo de electricidad por unidad de producto bruto (kWh/dólar)	Coefficiente de electrificación (kWh/kg)	Precio total del kWh (Milésimos de dólar)
Costa Rica . . .	332	1.128	2.285	13
Bolivia . . . . .	83	1.594	1.539	16
Brasil . . . . .	304	1.017	1.431	16
Colombia . . . .	193	0.688	0.773	17
Chile . . . . .	307	1.713	1.603	18
México . . . . .	238	0.898	0.693	20
Perú . . . . .	92	1.049	1.422	20
El Salvador . . .	91	0.384	1.005	26
Ecuador . . . . .	65	0.440	0.837	32
Venezuela . . . .	418	0.488	0.446	37
Argentina . . . .	374	0.626	0.813	40
Nicaragua . . . .	66	0.530	0.956	43
Guatemala . . . .	55	0.293	0.601	45
Panamá . . . . .	201	0.402	0.732	61
Honduras . . . .	22	0.231	0.434	81

FUENTE: Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina (ST/ECLA/CONF.7/L.1.01), reproducido supra, sección II, y Anexo del presente trabajo, cuadro A.

ples referencias generales para inducir al análisis detenido de los elementos determinantes del costo del kWh y de la política vigente en materia de energía en cada caso concreto.

Observando los precios medios de todas las ventas de electricidad en 1959 (gráfico I), Costa Rica, Bolivia, México, el Brasil, Colombia y Chile aparecen como países de precio bajo (cerca de 15 mills/kWh); el Perú, El Salvador, Ecuador, Venezuela y la Argentina tienen precios medianos (entre 20 y 40 mills/kWh), y Panamá y Honduras precios francamente altos (superiores a 60 mills/kWh). (Véase el gráfico I.)

Al cotejar estos precios con indicadores del grado de electrificación, como se hace en el cuadro 3, se encuentra una notable correlación entre el precio del kWh y el consumo de electricidad por unidad de producto bruto, así como también con el llamado coeficiente de electrificación.<sup>2</sup>

Los países con tarifas más bajas por kWh están entre los que tienen una participación hidroeléctrica más elevada. A la inversa, los que tienen precios más altos son aquéllos en los que predomina la producción termoeléctrica. No hay paralelismo, en cambio entre el precio de la electricidad y su consumo medio por habitante.

Esto está indicando que el precio bajo ha fomentado el consumo eléctrico cuando hubo posibilidad de

pagarlo, es decir, cuando el correspondiente producto —o ingreso— ha sido adecuado.

Por su parte, la relación entre el coeficiente de electrificación y el precio indica que, dentro del sector energía, ha habido la suficiente intercambiabilidad de formas de energía para que un precio bajo de la electricidad haya contribuido a que ésta desplace a los combustibles en uso directo. Esto es patente en los casos de Bolivia y Costa Rica, donde precios extraordinariamente bajos han inducido a consumos eléctricos de baja eficiencia como calefacción de ambientes.

Es interesante notar que el nivel de precio llamado bajo coincide con el de países más industrializados, como los Estados Unidos y algunos europeos. (Véase el gráfico I.)

El precio industrial también resulta más bajo que el medio total en la mayoría de los países, a excepción de Bolivia. (Véase el gráfico II.)

Los precios medios del kWh residencial son similares al precio medio total y en general algo más bajos, salvo en el Brasil, Colombia y Venezuela, donde son más altos. (Véase el gráfico III.) En el país últimamente citado llama la atención la gran diferencia entre ambos tipos de precios.

Las reflexiones anteriores se refieren al precio medio obtenido en cada país ponderando la importancia según los kWh suministrados por las empresas de la encuesta. Ello no debe encubrir el hecho de que hay considerables diferencias entre las empresas, como lo ilustra la dispersión de puntos de un mismo país en los gráficos. Destaca el caso de Venezuela, en el que la empresa que abastece Caracas, responsable del 44 por ciento del suministro de energía pública del país, tenía precios mucho más bajos que la compañía estatal CADAFE. Esta última está en vías de corregir semejante situación revisando su política de tarifas.

## 2. Evolución reciente

Las series largas que se pudieron reunir para algunas empresas permiten comprobar una tendencia común: los precios reales (eliminada la influencia del alza del costo de vida) bajan fuertemente desde 1937-38 hasta poco después de 1950. Después de este año se atenúa el ritmo de descenso. (Véase el gráfico IV y el cuadro 4.) En algunos casos se llegó a una cierta estabilidad, como en Colombia y el Ecuador, o a un pequeño ciclo con un descenso al que siguió un ascenso en los últimos años, como en la Argentina, Bolivia, Chile y el Perú.

El fenómeno del violento descenso observado en los primeros años del período es más intenso en el precio medio del kWh residencial; aparece más estable, en cambio, el del kWh industrial.

El hecho de que las tarifas eléctricas no sigan las alzas generales de precios sino con considerable rezago es universal y casi tradicional en esta industria. Se debe, entre otras causas, al adelanto tecnológico —tanto en precios unitarios de inversión por kW como en

<sup>2</sup> La correlación por rango (coeficiente C. Spearman) resultó de  $-0.78$  entre precio y consumo y de  $-0.76$  entre precio y electrificación.

Gráfico II  
 PRECIO MEDIO DEL kWh, 1959  
 ESCALA NATURAL

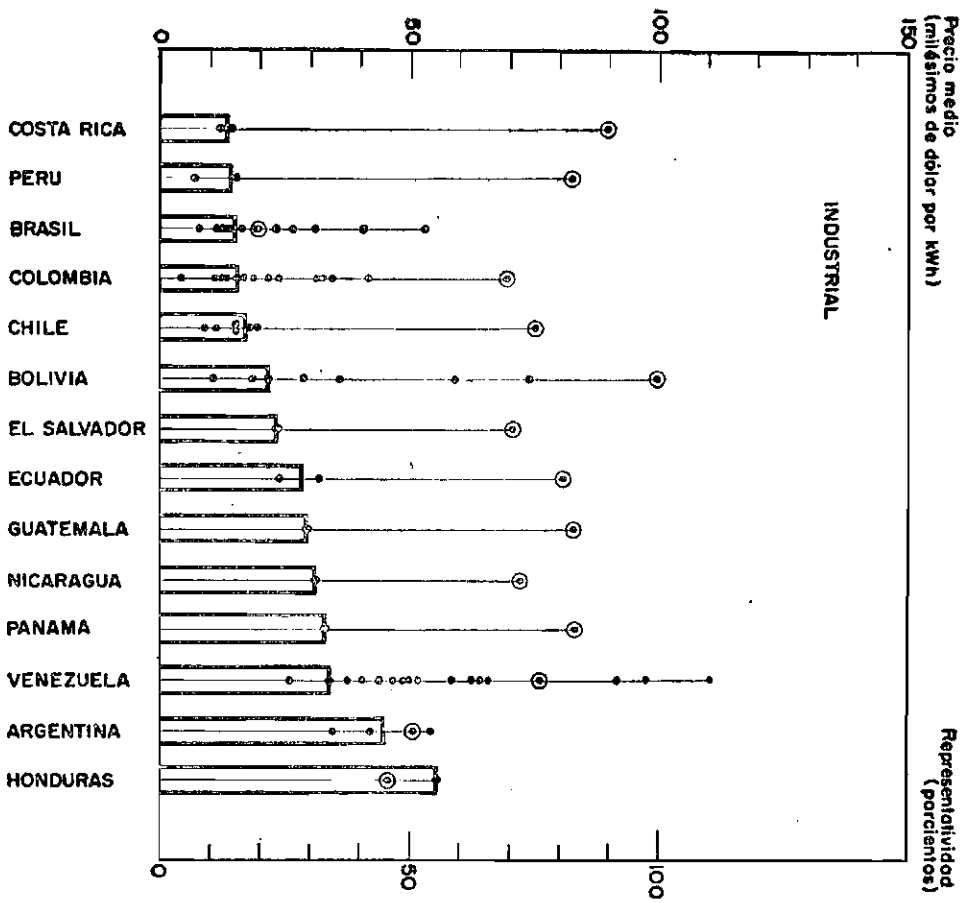
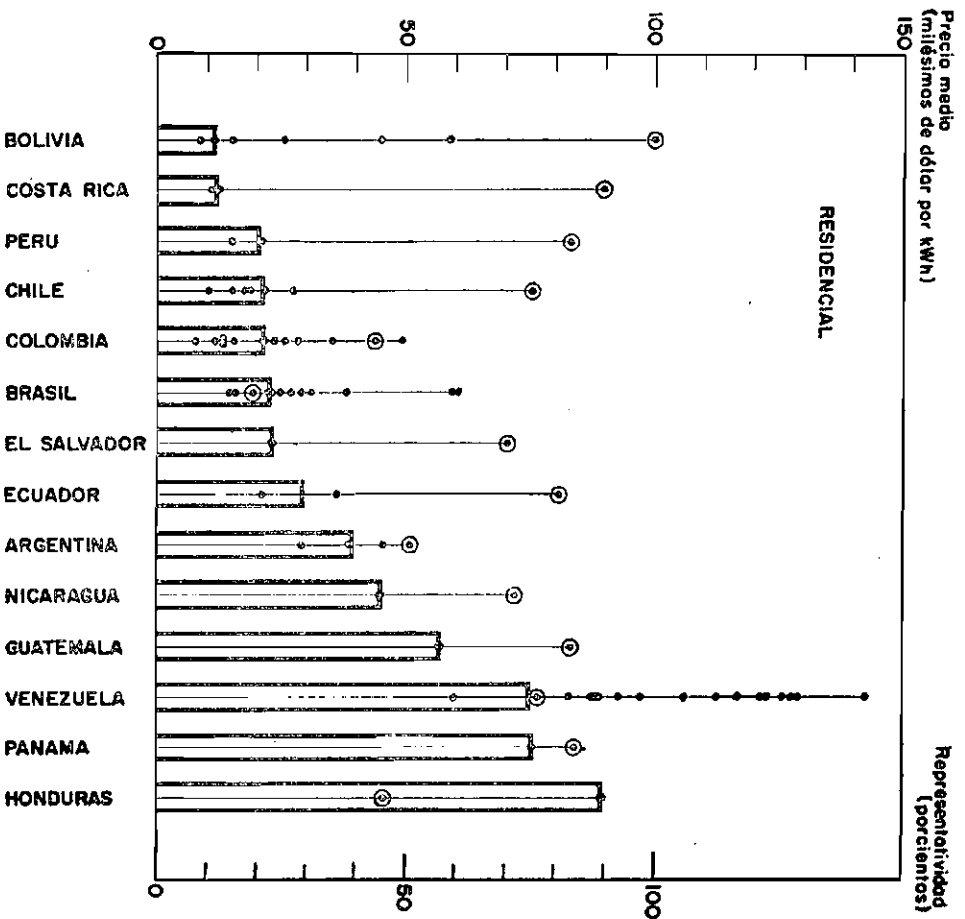


Gráfico III  
 PRECIO MEDIO DEL kWh, 1959  
 ESCALA NATURAL



## B. TARIFAS

Aun siendo de interés las observaciones anteriores para ilustrar cómo se ha gravado a las comunidades a cambio del servicio eléctrico, no reflejan la realidad sobre el nivel relativo de los precios o tarifas eléctricas.

Hasta el momento se han analizado en globo los grandes rubros de consumo: residencial, industrial, etc. Dentro de éstos, los precios unitarios varían escalonadamente según el volumen y el tipo de consumo, de modo que en el promedio de todo el rubro no sólo influyen los precios, sino también la estructura del consumo.

Para aislar el factor precio hay que seleccionar montos y tipos de consumo representativos de las situaciones más frecuentes y comunes en los distintos lugares, regiones o países que se desee comparar, y calcular cuánto debe pagar el consumidor en cada caso por idéntico abastecimiento; es decir, deben compararse las denominadas "cuentas típicas". Es fácil calcular en cada servicio el valor de la cuenta típica en la moneda local, a base de la tarifa vigente, pero la comparación de un país a otro está seriamente afectada por la tasa de cambio que se use. Esta debería representar la paridad de poder adquisitivo de las monedas y no ha sido calculada hasta la fecha con rigor. Con las salvedades que merece la tasa de paridad ya usada para comparar los precios medios, en el cuadro 5 se presentan algunas cuentas típicas que pudieron reunirse para el mismo año 1959.

Cuadro 5

### CUENTAS TÍPICAS DE CONSUMO ELÉCTRICO EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Y EN LOS ESTADOS UNIDOS, 1959

País	Residencial		Comercial (500 kWh)	Industrial (4 000 kWh- 20 kW)	Representatividad <sup>a</sup> (Porcentos)
	25 kWh	100 kWh			
Equivalente en dólares <sup>b</sup>					
Bolivia	0.20	0.65	13.0	71.2	88
Colombia <sup>c</sup>	0.63	1.76	12.6	27.1	20
Chile	0.40	2.40	18.8	58.5	79
Ecuador	1.24	2.97	21.4	121.2	81
Paraguay	1.69	6.77	...	249.6	98
Perú <sup>d</sup>	0.76	2.26	...	...	74
Uruguay	1.23	4.54	32.9	155.4	100
Venezuela	2.33	8.15	35.4	175.6	76
Estados Unidos	...	3.98	19.0	124.0	e

FUENTE: Anexo, cuadro F.

a Proporción del suministro nacional de electricidad de servicio público que cubren las empresas consideradas en el cálculo de estas cuentas típicas medias. (La ponderación se hizo de acuerdo a este suministro de kWh.)

b La conversión a dólares de 1959 se hizo utilizando las tasas de paridad del poder adquisitivo de las monedas. (Véase el cuadro 2.)

c Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá solamente.

d Lima Light and Power Co. solamente.

e Residencial: Promedio de 4 772 comunidades con 97.4 millones de habitantes. Comercial e Industrial: Promedio de 306 comunidades con 57.6 millones de habitantes. La ponderación en este caso se hizo según el número de habitantes.

La ordenación de los países latinoamericanos en sentido creciente de sus cuentas típicas coincide casi exactamente con la que se hiciera a base de los respectivos precios medios. En efecto, Bolivia, Colombia y Chile aparecen como países de tarifa baja y Venezuela en el otro extremo, como puede verse a continuación para la cuenta residencial de 100 kWh y la industrial liviana (que también podría ser comercial) de 4 000 kWh y 20 kW:

Consumo residencial		Consumo industrial	
Cuenta típica <sup>a</sup> (100 kWh)	Precio medio	Cuenta típica <sup>a</sup> (4 000 kWh- 20 kW)	Precio medio
Bolivia	Bolivia	Colombia	Colombia
Colombia	Colombia	Chile	Estados Unidos
Chile	Chile	Bolivia	Chile
Ecuador	Estados Unidos	Ecuador	Bolivia
Estados Unidos	Estados Unidos	Estados Unidos	Ecuador
Uruguay	Ecuador	Uruguay	
Paraguay		Venezuela	
Venezuela	Venezuela	Paraguay	Venezuela

a Han determinado esta ordenación los valores promedios de las cuentas típicas de las compañías para las cuales se tenía información, ponderados según la importancia de suministro en kWh. El grado de representatividad de estos promedios es alto (superior a 75 por ciento) en todos los casos, salvo en Colombia. (Véase el cuadro 5.)

En los Estados Unidos las tarifas medias (cuentas típicas) son relativamente más altas que los precios medios, situación bastante pronunciada en los consumos industriales. Ello expresa que en el país mencionado hay una mayor preponderancia relativa de los consumos altos, que comparativamente son más baratos por unidad.

Resulta interesante comprobar este aserto también en la evolución histórica de la cuenta típica. En Chile éstas decrecieron en valor real desde 1939 menos que el precio medio, en tanto que en los Estados Unidos sucedió lo inverso. (Véase el cuadro 6.) Este caso de Chile es probablemente típico de la mayoría de los países latinoamericanos. Frente a las dificultades de expansión que sufrieron las compañías abastecedoras a partir de la década 1940-50, las tarifas fueron evolucionando en el sentido de disminuir el incentivo para el consumo que tenían en años anteriores a esta década.<sup>4</sup> Por lo tanto, al aumentar el consumo por usuario —como ha sucedido a través del tiempo—, se desplazaron las cuentas hacia niveles de precio unitario más caros, con el resultado de elevar relativamente el precio medio de todo el rubro. Ha habido aquí, pues, desde el punto de vista de la rentabilidad de las compañías, una cierta compensación al deterioro acentuado de las tarifas reales en América Latina.

<sup>4</sup> este hecho ha sido demostrado por David F. Cavers y James R. Nelson, Ordenamiento de la energía eléctrica en América Latina (Buenos Aires, Emecé Editores S. A., 1961).

Cuadro 6

EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO DEL KWH (PM) Y DE LAS TARIFAS (T) EN CHILE Y LOS ESTADOS UNIDOS  
(Índices porcentuales)

País		1929	1939	1949	1954	1959
Chile (Cía. Chilena de Electricidad):						
<i>Residencial</i>						
25 kWh . . . . .	T	147	100	29	12	22
	PM		100	36	23	31
100 kWh . . . . .	T	145	100	29	21	24
	PM		100	36	23	31
<i>Comercial</i>						
500 kWh . . . . .	T	97	100	28	22	31
	PM		100	34	24	35
<i>Industrial</i>						
4 000 kWh, 20 kW . . . . .	T	131	100	34	32	31
	PM		100	62	53	75
Estados Unidos (promedios nacionales):						
<i>Residencial</i>						
100 kWh . . . . .	T	113	100	51	46	43
	PM		100	48	42	37
<i>Comercial</i>						
750 kWh, 6 kW "Small" . . . . .	T		100	48	42	38
	PM		100	47	40	35
<i>Industrial</i>						
30 000 kWh, 150 kW "Large" . . . . .	T	100	100	45	52	48
	PM		100	49	43	37

FUENTE: Comisión Federal de Energía de los Estados Unidos, *Typical Electric Bills* (Washington, 1959); Cavera y Nelson, *op. cit.*, p. 90 (cuadro 4.3), y encuesta de la CEPAL.

## C. COSTO DEL KWH

El análisis y la comparación de costos del kWh en América Latina es bastante difícil por la variedad de criterios que rigen su determinación. Tal análisis no puede hacerse en muchos casos sin una considerable elaboración de los datos que usualmente recogen y registran las empresas, lo que estaba fuera de las posibilidades del presente trabajo.

Conviene recordar que, en términos generales, los costos anuales de la explotación eléctrica pueden separarse en dos grupos: los que son prácticamente fijos y aquellos otros que, desde un mínimo superior a 0, varían casi linealmente con la producción.

Los primeros corresponden en su mayor parte a las cargas financieras por depreciación de activos, impuestos, seguros, etc., y son preponderantes en los sistemas a base de generación hidráulica. A veces las leyes permiten incluir como costo una cierta rentabilidad o utilidad, que se computa como porcentaje de la inversión inmovilizada o como interés del capital propietario más el deudor.<sup>5</sup> A través de las tasas legales o usuales, propias de las condiciones de cada país, las cargas financieras dependen de la inversión en plantas, líneas

y redes. Y pesarán sobre cada kWh según el número de éstos que se produzcan en el año, o sea según el grado de aprovechamiento de las instalaciones, lo que se mide por el "factor de utilización".

Los costos variables son principalmente los de combustibles y por ello son de importancia en los sistemas a base de generación térmica. Aquí tiene gran influencia el rendimiento de la combustión y la utilización del calor.

El costo de la mano de obra es más bien estable y tiene una importancia relativamente reducida a través de la "mantención y reparaciones" en los sistemas hidroeléctricos. Su importancia es algo mayor, a través de la "operación", en los sistemas térmicos. Dentro de los grandes rubros productivos, tiene mayor peso en la distribución y venta.

En la realidad latinoamericana, el costo se identifica en algunos casos con los "gastos de explotación", tal como se usan y definen en la contabilidad de las empresas eléctricas estadounidenses. Se incluyen en ellos los "gastos directos de explotación" (pueden ser variables o fijos), que son los que están sujetos al control de la administración, y los que se determinan por períodos largos: la "depreciación" y los "impuestos". Si a estos gastos se agrega la rentabilidad del capital o "ingreso neto", se llega al precio de venta del kWh.

Se presenta a este Seminario un informe sobre el análisis realizado con estos criterios sobre los costos de

<sup>5</sup> Sobre estos conceptos contables y tarifarios pueden consultarse, entre otros, los siguientes trabajos: D. F. Cavera y J. R. Nelson, *op. cit.*; R. de Pina Vara, *El régimen legal e institucional de la industria eléctrica en América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.7.1), reproducido *infra*, sección VII, y *Algunos problemas en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.30), reproducido *supra*, en esta misma sección.



producción en varias empresas eléctricas de Centroamérica que en conjunto entregan al consumo la producción de unos 270 MW<sup>6</sup> con producción hidroeléctrica algo superior a la térmica. Los "gastos de explotación" por kWh variaron, según las compañías, de 1.3 a 4.8 centavos de dólar, con un promedio de 2.4 centavos.

Los gastos directos se desglosaron en sus componentes —producción, transmisión, distribución, generales, etc.—, como puede verse a continuación:

	Centavos de dólar por kWh	Por ciento
<i>Gastos de explotación</i>		
1. Directos		
Producción (generación y compra)	1.16	48.3
Transmisión . . . . .	0.03	1.3
Distribución, consumidores y promoción de ventas . . . . .	0.46	19.2
Administración y gastos generales	0.29	12.1
Subtotal . . . . .	1.94	80.9
2. Depreciación . . . . .	0.26	10.8
3. Impuestos . . . . .	0.20	8.3
Total . . . . .	2.40	100.0

Nótese la importancia de la producción en los gastos directos. Por su lado, los gastos atribuibles al capital —depreciación— ascienden a 11 por ciento (entre valores extremos de 6 y 14 por ciento) y si se les agrega la rentabilidad o "ingreso neto", con un promedio de 24 por ciento,<sup>7</sup> se llega a cifras similares o más bajas a las que prevalecen en otras partes del mundo occidental por concepto de cargas financieras y renovación de instalaciones.

En otro trabajo presentado a este Seminario se describe el costo por kWh en un sistema argentino basado en una gran planta termoeléctrica, con transmi-

<sup>6</sup> Eugenio Salazar, *Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.31), reproducido *infra*, en esta misma sección. En el presente estudio se citan las cifras de costo tal como aparecen en dicho documento. Su autor usó las tasas vigentes de cambio en sus conversiones a moneda única.

<sup>7</sup> La rentabilidad o ingreso neto varió entre los amplios límites de 36 por ciento de ganancia y 32 por ciento de pérdida con respecto al precio del kWh.

#### D. COSTOS DE INVERSIÓN

El servicio de la inversión constituye una parte importante del costo de producción en la industria eléctrica, caracterizada por su alta densidad de capital. Estas inversiones dependen, sobre todo en los sistemas hidroeléctricos, de condiciones naturales de cada país.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> En *Influencia de la magnitud y características de una central*

sión de 200 km y la correspondiente distribución.<sup>8</sup> Se llega a unos 2.70 pesos argentinos (3.2 centavos de dólar al cambio vigente de 80 pesos por dólar o 5.4 al cambio de paridad de 50 pesos), cifra que incluye, además de los aquí llamados "gastos de explotación", una renta de 10 por ciento para el capital. Así calculado el costo, resulta una discriminación según etapas de producción como sigue:

	Porcientos
Costo de generación . . . . .	52
Costo de transmisión . . . . .	3
Costo de distribución . . . . .	45
	100

Y en otra forma:

Costo fijo (interés y depreciación) . . . . .	50
Combustibles . . . . .	25
Operación y mantención:	
Mano de obra . . . . .	20
Otros . . . . .	5
	100

En una encuesta sobre costos de producción en centrales eléctricas realizadas por la CEPAL, se obtuvo una variedad tal de respuestas que no fue posible sacar mayores conclusiones. Una selección de dichas respuestas se muestra en los cuadros G y H del Anexo.

Se ve que en los costos del kWh térmico —que van desde 5, 7 y 9 milésimos de dólar en grandes plantas de vapor hasta 30 en pequeñas plantas diesel, con un promedio de 12— no sólo influyen factores naturales como el tamaño de la planta, el factor de carga y el precio del combustible, sino también —y en grado considerable— las tasas financieras, los impuestos, etc.

Las empresas dan sus cargos fijos a veces como porcentajes globales de la inversión (casos de la Argentina, Chile y el Perú). En otras ocasiones los refieren a "capitales básicos" autorizados. La depreciación va unas veces junto a la rentabilidad y otras se estima por separado.

Los costos hidráulicos resultaron naturalmente más bajos: de 3 a 15 milésimos de dólar, con un promedio de 4.3.

La proporción de gastos variables en el total se aproximó a la mitad en las plantas térmicas y fue inferior al 10 por ciento en las hidráulicas.

<sup>8</sup> C. A. Volpi, *Determinación del costo del kilovatio-hora. Ensayo para una explotación de servicio público eléctrico con empresa del estado* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.44).

*hidroeléctrica en el costo de las obras* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.46), A. Bennett, L. Court M., R. Arteaga y R. Bennowitz analizan en detalle, para casos chilenos, esta influencia de las características del proyecto en el costo del kW hidráulico.

yecta afrontar en el futuro próximo, se ha reunido material estadístico sobre el costo del kW instalado en varios países de América Latina, tanto en plantas generadoras como —en algunos casos— para líneas de transmisión y distribución. Dicho material puede consultarse en los cuadros I a P del Anexo de este trabajo. Es necesario advertir que el propósito de esa compilación no es otro que servir como índice para que los especialistas en la materia tengan una rápida referencia de las principales obras que se están acometiendo en la región, de algunas de sus características y del orden de magnitud y variabilidad de la inversión comprometida. En ciertos casos fue posible consultar los proyectos mismos, pero en otros sólo se dispuso de escuetas referencias que no permitieron dar una información más completa. De todos modos se han incluido todos los casos de que se tiene conocimiento con el ánimo de hacer este catálogo lo más amplio posible.

No se pretende ahora analizar a fondo estos datos ni criticarlos, como tampoco se trata de hacer estimaciones para llegar a conjuntos nacionales. Esto último ya se ha hecho en otro trabajo que la Comisión Eco-

nómica para América Latina ha presentado a este Seminario.<sup>10</sup>

Conviene volver a destacar —como ya se ha hecho repetidamente— el problema que la tasa de cambio plantea en este tipo de estadísticas ante la necesidad de expresarlas en una moneda común. Las inversiones tienen una parte que significa gastos en el país, con moneda nacional —mano de obra, materiales de construcción, parte del equipo, etc.— y otra parte que debe pagarse con divisas, pues se compra en el extranjero. Siempre que se dispuso de esta información, así se indicó expresamente y con fines comparativos se convirtieron a dólares todos los datos, aplicando a la parte de gastos locales la tasa de paridad del poder de compra de las monedas. (Véase de nuevo el cuadro 2.) Como las diferencias entre esta tasa y la vigente son considerables en los casos de la Argentina, el Brasil, Colombia y Chile, conviene tenerlo así presente para comprender posibles distorsiones aparentes.

<sup>10</sup> La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70 (ST/ECLA/CONF.7/L.1.11), reproducido supra, en esta misma sección.

Cuadro 7

COSTO MEDIO DE PLANTAS GENERADORAS EN ALCUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

	Hidroeléctricas			Termoeléctricas		
	Capacidad (MW)	Costo por kW (Dólares)	Parte en divisas (Porcientos)	Capacidad (MW)	Costo por kW (Dólares)	Parte en divisas (Porcientos)
<b>A. En explotación:</b>						
Argentina . . . . .	222	515	18	328	307	37
México . . . . .	180 <sup>a</sup>	245 <sup>a</sup>	15 <sup>b</sup>	231	172	51 <sup>b</sup>
Venezuela . . . . .	...	...	...	484 V	168	...
				12 D	158	...
				80 G	174	...
Chile . . . . .	289	214	48	...	...	...
Centroamérica . . . . .	60	413	60	42 D	202	81
<i>Total</i> . . . . .	<u>751</u>	<u>327</u>	<u>30</u>	<u>1 177</u>	<u>209</u>	<u>41</u>
<b>B. En construcción y en proyecto:</b>						
Argentina . . . . .	351 <sup>c</sup>	456	16	1 748	212	54
Brasil . . . . .	2 765 <sup>a</sup>	283 <sup>a</sup>	30 <sup>a</sup>	243 <sup>a</sup>	281 <sup>a</sup>	50 <sup>a</sup>
		475	46			
Colombia . . . . .	1 283	276	40	215	270	61
México . . . . .	1 528	182	...	767 V	229	...
				18 D	222	...
Perú <sup>a</sup> . . . . .	2 069	187	...	230 V	214	...
				44 D	262	...
Venezuela <sup>d</sup> . . . . .	3 424	193	...	470 V	56	...
				362 G	193	...
Chile . . . . .	1 850	139	30	200 V	185	66
Centroamérica . . . . .	281	315	57 <sup>e</sup>	4 D	143	...
<i>Total</i> . . . . .	<u>14 026</u>	<u>217</u>	<u>32</u>	<u>4 301</u>	<u>203</u>	<u>55</u>

FUENTE: Anexo, cuadros I a P.  
V: Vaporoeléctrica; D: Dieseléctricas; G: Turbinas de gas.  
<sup>a</sup> Incluye costo de la transmisión.  
<sup>b</sup> Promedio ponderado de dos centrales.  
<sup>c</sup> No se incluyen Chocón ni Salto Grande (véase Anexo, cuadro I, fuentes y notas).  
<sup>d</sup> Sistema de CADAPE solamente, interconectado con Caracas.  
<sup>e</sup> Promedio ponderado de cinco centrales.

## 1. Costo de plantas generadoras

La observación conjunta de las condiciones imperantes en América Latina revela algunas características que en lo general comprueban, como cabía esperar, que el costo presupuestado para las plantas generadoras, en construcción o en proyecto para el futuro es más bajo que el de las ya en explotación. (Véase el cuadro 7.)

Así, mientras las plantas hidráulicas costaron 327 dólares por kW, se piensa hacer descender su costo a 217 dólares. En esto hay ciertamente economías de escala, ya que la unidad media subirá considerablemente y en países como el Brasil y Venezuela se irá a plantas extraordinariamente grandes como las de Tres Marias (520 MW), Furnas (1 110 MW) y Guri (1 400 o 2 600 MW). Influye también que las plantas argentinas, las más caras de tamaño mediano —como Alvarez Condarco, Ing. Cassaffoush y Los Molinos—, se construyeron según programas cambiantes e insuficientemente estudiados.

Las plantas térmicas bajarán de costo, aunque en grado menor (de 209 a 203 dólares por kW). También aquí habrá economías de escala, pero su influencia relativa no parece tan considerable como en el caso anterior (la Argentina está construyendo una de 600 MW y proyecta otras dos sólo algo más pequeñas para Buenos Aires).

La variación de costos entre países es grande en las plantas hidráulicas y menor en las térmicas. Los promedios futuros por país en el primer caso van desde condiciones tan favorables como en Chile, donde costarán 139 dólares por kW, hasta las más caras de la Argentina, con precios de 456 dólares. Debe aclararse que en Chile se han incluido grandes plantas sobre las cuales sólo hay anteproyectos; en la Argentina, en cambio, sólo la gran planta de Chocón es de costo favorable, mientras que las otras de menor tamaño no lo son. Las condiciones del Brasil y México son favorables, con cifras del orden de 160 a 180 dólares por kW. En parecida situación se encuentra el Perú, aunque su costo medio es el que resulta del Plan Nacional de Electrificación, donde muchas obras sólo tienen anteproyecto.

Las plantas térmicas tendrán costos inferiores a 200 dólares por kW en Venezuela donde hay buena experiencia al respecto, y llegarán a los valores más altos —alrededor de 275 dólares— en países como Colombia y el Brasil, donde serán plantas relativamente pequeñas que complementen un desarrollo primordialmente hidráulico.

La proporción en divisas es más alta en los proyectos que en las obras realizadas, lo que parece contradecir la tendencia general a radicar en la región una parte cada vez más alta de las actividades relacionadas con esta inversión. En realidad, ello parece resultar de la influencia del caso argentino, que tiene valores extraordinariamente bajos, sobre todo para las obras en construcción. En lo hidráulico trátase de plantas con grandes obras de regulación de caudales, que además deben volver el régimen del río a su con-

dicción natural mediante contraestancos (caso de Los Molinos). Más representativas son, al parecer, las cifras de las obras en curso y de las futuras, que estiman en 32 por ciento la parte en divisas para la generación hidroeléctrica y en 55 por ciento la térmica. Este último valor es más parejo de un país a otro. La Argentina también aparece con la mayor industrialización local junto al Brasil. El hecho de no tener datos a este respecto sobre países que instalarán gran volumen de plantas como México, el Perú y Venezuela, hace que estas generalizaciones tengan reducido alcance.

Los valores promedios hasta aquí citados encubren considerables diferencias entre plantas individuales. Dejando a un lado los casos de plantas muy pequeñas, los costos de las centrales hidráulicas más caras llegan al doble del promedio en países como la Argentina, Chile, el Perú y México, y las más baratas son un 60 por ciento de éste, como en Chile y México. (Véase el cuadro 8.) Esta gran variación, debida principalmente a las condiciones naturales de cada obra, no se observa en las plantas térmicas, aunque en la Argentina, Venezuela y México también el costo máximo llega a casi el doble del promedio en plantas de vapor. En esto influye considerablemente el variable tamaño

Cuadro 8

### DISPERSIÓN DE COSTOS UNITARIOS EN PLANTAS GENERADORAS DE AMÉRICA LATINA

	Relación con el costo medio <sup>a</sup>			
	Hidroeléctricas		Termoeléctricas <sup>b</sup>	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
<b>A. En explotación</b>				
Argentina . . . . .	1.31	0.75	c	c
Chile. . . . .	1.57	0.86	c	c
Venezuela. . . . .	—	—	V 1.96	0.72
			D 1.58	0.74
			G 1.44	0.57
México. . . . .	1.55	0.77	V 2.00	0.81
Centroamérica . . . . .	1.21	0.79	D 1.04	0.91
<b>B. En construcción y en proyecto</b>				
Argentina . . . . .	2.08	0.77	V 2.16	0.68
Brasil. . . . .	1.79	0.74	V 1.00	1.0
Chile. . . . .	2.06	0.60	V 1.03	0.93
Colombia . . . . .	1.50	0.56	1.01	0.97
Perú . . . . .	1.90	0.71	V 1.09	0.79
			D 1.27	0.75
Venezuela <sup>d</sup> . . . . .	1.44	0.94	G 1.04	0.95
			V 1.01	0.97
México. . . . .	2.00	0.56	D 1.93	0.68
			V 1.64	0.72
Centroamérica . . . . .	1.22	0.83	c	c

FUENTE: Planillas, Anexo, cuadros I a P.

NOTA: Capacidades mínimas consideradas para este cálculo: hidroeléctricas: 15 MW; vaporoeléctricas; 10 MW; dieseléctricas: sin límites.

V = Vaporoeléctricas; D = Dieseléctricas; G = Turbinas de gas.

<sup>a</sup> Dispersión máxima es la relación entre el costo por kW de la planta más cara y el del promedio de plantas del mismo tipo.

<sup>b</sup> Las plantas térmicas seleccionadas por su costo mínimo son todas a vapor a excepción de Centroamérica, donde es diesel. En el caso del máximo se indica el tipo correspondiente.

<sup>c</sup> Sólo una planta por tipo.

<sup>d</sup> Sistema de CADAPE, interconectado con Caracas.

Cuadro 9

## COSTO MEDIO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN AMÉRICA LATINA

	Transmisión			Distribución		
	Capacidad (MW)	Costo por kW (Dólares)	Parte en divisas (Porcientos)	Capacidad (MW)	Costo por kW (Dólares)	Parte en divisas (Porcientos)
<b>A. En explotación:</b>						
Colombia . . . . .	15	67	...	...	...	...
México . . . . .	180	30	...	...	...	...
Centroamérica . . . . .	90	80	...	...	...	...
<b>B. En construcción y proyecto:</b>						
Argentina . . . . .	1 768	96	34	1 784	226	16
Brasil <sup>a</sup> . . . . .	1 018	75	35	...	...	...
Chile . . . . .	933	32 <sup>b</sup>	37 <sup>b</sup>	...	223	23
Colombia . . . . .	...	...	...	1 263 <sup>c</sup>	93 <sup>c</sup>	64 <sup>c</sup>
Perú . . . . .	a	a	a	689 <sup>d</sup>	426 <sup>d</sup>	...
Venezuela (sólo CA-DAFE)						
No interconectado con Caracas . . . . .			—	2 662 <sup>e</sup>	182 <sup>e</sup>	...
Interconectado con Caracas . . . . .				3 824 <sup>e</sup>	137 <sup>e</sup>	...
México . . . . .	944	72	...	...	...	...
Centroamérica . . . . .	—	—	—	235 <sup>e</sup>	102 <sup>e</sup>	...

FUENTE: Anexo, cuadros I a P.

<sup>a</sup> Incluido en el costo de generación.<sup>b</sup> La transmisión propiamente dicha está incluida en la generación. La cifra indicada se refiere a interconexiones.<sup>c</sup> Incluye transmisión y distribución.<sup>d</sup> Sólo en baja tensión a consumos no industriales.

de las plantas. En los demás países, el costo de este tipo de plantas sólo varía en torno al 10 por ciento.

## 2. Costo de sistemas de transmisión y distribución

Países como la Argentina, el Brasil y México, que proyectan considerables transmisiones e interconexiones, podrán gastar entre 70 y 100 dólares por kW en este rubro. (Véase el cuadro 9.) En la Argentina se han delimitado regiones eléctricas que se propugna servir desde pocos centros con muchas líneas. En el Brasil las grandes plantas hidráulicas también harán necesarias largas interconexiones. En México se están llevando a cabo asimismo en la actualidad grandes sistemas regionales.

En el capítulo de distribución los datos son fraccionarios y escasos. Muchos planes consideran globalmente este rubro a base de costos estimativos unita-

rios y no se logró información de ningún caso ya en funcionamiento. Las cifras más satisfactorias parecen indicar un orden de magnitud medio de 200 dólares por kW, lo que encubre, como es lógico, considerables variaciones según el grado de concentración y el tipo de consumo. Muchos proyectos subestiman la provisión de fondos para este rubro, ya sea por la forma estimativa de sus cálculos, ya sea por tratarse de iniciativas de promoción que se concentran en las centrales generadoras y esperan el concurso de capitales privados para la distribución. Colombia, por ejemplo, sólo acusa 90 dólares por kW para transmisión y redes, lo que es notoriamente insuficiente. El alto valor del Perú se explica porque sólo se refiere a la distribución así denominada por los reglamentos, que es la que se refiere a pequeños usuarios en baja tensión, sin incluir a los consumidores industriales, que por su alta concentración abaratan las redes.

## Cuadro A

AMÉRICA LATINA: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, 1959  
(Servicios públicos solamente)

	Generación propia	Energía entregada	Proporción porcentual del suministro nacional que representa	Precio medio del kWh							
				Residencial	Comercial	Industrial	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Total
				Moneda nacional 1959				Milésimos de dólar 1959 <sup>a</sup>			
<i>Argentina</i>				<i>Pesos</i>							
Empresa Prov. de Energía de Córdoba	80	290	3.7	1.45	1.88	1.70	1.53	29.6	38.4	34.7	31.1
Servicios Eléctricos Gran Buenos Aires S. A. (SEGBA)	2 474	2 663	34.4	1.89	2.42	2.09	1.92	38.5	49.3	42.5	39.1
Cía. Italo-Argentina de Electricidad (CIADE)	995	995	12.8	2.24	3.16	2.69	2.21	45.7	64.3	54.7	45.0
Promedio		3 948	50.9					39.6	52.3	45.0	40.0
<i>Bolivia</i>				<i>Bolivianos</i>							
Bolivian Power Co.	246.8	234.1	83.3	61.3	171	131	92.8	8.80	24.5	18.7	13.3
Empresa Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba	23.1	23.1	8.2	180	249	204	205	25.7	35.6	29.2	29.3
Empresa Luz y Fuerza Eléctrica Oruro		12.5	4.4	109	216	252	159	15.6	30.9	36.0	22.8
Cooperativa Eléctrica Sucre	4.2	4.2	1.5	265 <sup>b</sup>	480 <sup>b</sup>	430 <sup>b</sup>	384 <sup>b</sup>	45.5 <sup>b</sup>	82.4 <sup>b</sup>	73.9 <sup>b</sup>	66.2 <sup>b</sup>
Empresa Luz y Fuerza Eléctrica A. Sox Cochabamba	4.5	4.5	1.6	76.5		76	76	10.9		10.9	10.9
Servicios Eléctricos de Sta. Cruz de la Sierra	2.6	2.6	1.0	412	412	412	412	58.9	70.7	58.9	58.9
Promedio		281.0	100.0					11.6	27.0	21.6	16.2
<i>Brasil</i>				<i>Cruceros</i>							
Cía. Fuerza y Luz Nordeste (Natal)	20.3	20.4	0.1	6.55	6.32	4.46	5.20	60.0	57.8	40.9	47.6
The Pernambuco Tram Ways Power Co. Ltda.	—	247.8	1.3	2.56	2.26	1.57	1.91	23.4	20.7	14.3	17.5
Cía. Fuerza y Luz Nordeste (Maceió)	—	19.2	0.1	3.22	3.52	2.55	2.75	29.4	32.2	23.4	25.2
Cía. Energía Eléctrica de Bahía	55.5	221.8	1.1	2.71	2.56	1.82	2.14	24.8	23.4	16.6	19.6
Cía. Brasileña de Fuerza Eléctrica (Espírito Santo)		55.1	0.3	4.20	4.05	3.47	3.69	38.5	37.1	31.7	33.8

(Continúa)

**Cuadro A (Continuación)**  
**AMÉRICA LATINA: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, 1959**  
*(Servicios públicos solamente)*

Generación propia	Energía entregada	Proporción porcentual del suministro nacional que representa	Precio medio del kWh								
			Residencial	Comercial	Industrial	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Total	
Millones de kWh			Moneda nacional 1959				Milésimos de dólar 1959 <sup>a</sup>				
<i>Cruceros (continuación)</i>											
Cía. Fuerza y Luz de Minas Gerais . . . . .	105.9	313.4	1.6	1.76	1.67	1.29	1.64	16.1	15.3	11.8	15.0
Cía. Brasileña de Energía Eléctrica (R. Janeiro). . . . .	340.3	357.6	1.8	3.01	2.78	2.04	2.36	27.6	25.4	18.6	21.6
Cía. Paulista de Fuerza y Luz . . . . .	1 250.1	1 250.1	6.4	2.15	2.06	1.61	1.70	19.6	18.8	14.7	15.6
Cía. de Fuerza y Luz de Paraná . . . . .		188.6	1.0	1.65	1.68	1.42	1.53	15.1	15.4	13.0	14.0
Cía. de Energía Eléctrica Río Grandense . . . . .	104.7	276.0	1.4	3.44	3.34	2.91	2.71	31.5	30.6	26.7	24.8
The río Grandense Light Power Syndicate . . . . .	21.5	25.2	0.1	6.60	6.53	5.81	5.94	60.4	59.7	53.2	54.3
Centrales Eléctricas de Minas Gerais . . . . .	851.2	854.2	4.4	2.50	2.45	0.872	0.989	22.9	22.4	7.9	9.1
Promedio . . . . .		3 829.4	19.6					22.8	21.8	14.8	16.4
<i>Colombia<sup>b</sup></i>											
<i>(Centavos de peso colombiano)</i>											
E.E.P.P. de Medellín (Antioquia) . . . . .	662.0		25.1	—	6.9	4.3	3.93		18.4	11.5	10.5
E.E.P.P. Río Abajo-Río-Negro (Antioquia) . . . . .	6.4		0.2	5.8	6.9	6.2	5.44	15.5	18.4	16.6	14.5
Cía. Colombiana de Electricidad (Barranquilla) . . . . .	238.0		9.1	10.7	10.3	8.0	8.67	28.6	27.5	21.4	23.2
E.E. de E.E. Sincelejo S. A. (Bolívar) . . . . .	2.6		0.1	3.1	2.8	1.4	2.20	8.3	7.5	3.7	5.9
E.E. de E.E. de Bogotá (Cundinamarca) . . . . .	526.2		20.0	5.1	7.0	4.4	5.17	13.6	18.5	11.8	13.8
Cía. Colombiana de Electricidad-Girardot . . . . .	20.3		0.8	16.0	14.5	12.9	12.88	42.8	38.7	34.5	34.4
Cía. Colombiana de Electricidad Sta. Marta . . . . .	24.2		0.9	16.0	13.8	12.0	13.09	42.8	36.9	32.1	35.0
Hidroeléctrica Municipal Pasto (Nariño) . . . . .	14.3		0.5	4.5		2.8	3.95	12.0	...	7.5	10.6
Centrales Eléctricas Nariño-Ipiales . . . . .	2.1		0.1	5.0		5.6	5.42	13.4	...	15.0	14.5
Centrales Eléctricas Norte de Santander S. A. (Cúcuta) . . . . .	23.1		0.9	9.3		15.8	13.98	24.9	...	42.2	37.4
Compañía Colombiana de Electricidad-Honda (Tolima) . . . . .	7.5		0.3	13.3	11.4	8.9	10.38	35.5	30.4	23.8	27.7
Central Hidroeléctrica Anchicaya-Cali (Valle) . . . . .	233.4		8.9	9.1	10.9	8.0	8.67	24.3	29.1	21.4	23.2
Cía. Colombiana de Electricidad Palmeira-Buga (Valle) . . . . .	45.1		1.7	9.70	11.6	7.00	8.14	25.9	31.0	18.7	21.8
Cía. Colombiana de Electricidad Buenaventura (Valle) . . . . .	10.8		0.4	18.5	17.1	12.2	14.80	49.4	45.7	32.6	39.6

Compañía de Electricidad de Tuluá (Valle) . . . . .	11.2	
Central Hidroeléctrica de Caldas . . . .	84.6	
Central Eléctrica de la Cascada . . . .	5.1	
Promedio. . . . .	1 916.9	
<i>Chile</i>		
Cía. Chilena de Electricidad Ltda. . . .	564.5	1 363
Cía. General de Electricidad Industrial	28.0	215
Soc. Austral de Electricidad S. A. (ENDESA) . . . . .	—	110
Empresa Eléctrica de Tocopilla (EN- DESA) . . . . .		4
Empresa Eléctrica de Ovalle (ENDE- SA) . . . . .		6
Empresa Eléctrica de Colchagua (EN- DESA) . . . . .		11
Promedio. . . . .		1 709
<i>Ecuador</i>		
Empresa Eléctrica Quito S. A. . . . .	88	96
Empresa Eléctrica del Ecuador (EME- LEC) . . . . .	120	120
Promedio. . . . .		216
<i>Perú</i>		
Corporación Peruana del Santa . . . .	185.9	185.9
Hidrandina S. A. . . . .	332.8	619.1
Promedio. . . . .		805.0
<i>Venezuela</i>		
C. A. La Electricidad de Caracas . . . .	1 187.0	1 187.0
C. A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) <sup>c</sup> . . . . .	788.6	892.6
Apure . . . . .	5.0	5.0
Bolívar. . . . .	1.5	1.5
Carabobo. . . . .	8.8	33.7
Centro. . . . .	571.2	571
Falcón. . . . .	26.0	26.0
Guárico . . . . .	4.50	4.5
Lara-Yaracuy. . . . .	9.30	9.3
Llanos Occidentales . . . . .	12.3	15.6
Mérida. . . . .	6.50	6.5
Miranda . . . . .	18.6	18.6
Monagas . . . . .	18.1	18.1

0.4	8.30	8.7	5.10	6.84	22.2	23.2	13.6	18.3
3.2				6.39				17.1
0.2				6.94				18.5
72.8					21.5	22.1	15.4	16.6
<i>Pesos</i>								
60.3	28.2	41.5	23.5	24.5	21.5	31.6	17.9	18.6
9.5	35.8	37.8	20.5	26.9	27.4	28.8	15.6	20.5
4.9	14.5	21.3	11.9	15.0	11.1	16.2	9.10	11.4
0.2	23.7	31.4	20.7	24.0	18.0	23.9	15.7	18.2
0.3	24.5	29.7	25.3	25.4	18.6	22.6	19.2	19.4
0.5	20.3	26.2	14.9	16.8	15.5	19.9	11.3	12.8
75.7					21.5	30.3	17.1	18.3
<i>Centavos de sucre</i>								
36.1	34.8	54.5	38.8	35.9	21.5	33.6	23.9	22.1
45.1	59.0	93.5	52.4	66.0	36.4	57.7	32.3	40.6
81.2					29.7	47.0	28.6	32.4
<i>Centavos de sol</i>								
19.1	35.0	35.0	16.0		15.1	15.1	6.9	
63.8	49.0	11.6	34.9	46.0	21.1	50.2	15.1	19.7
82.9					20.4	42.1	14.1	19.7
<i>Centavos de bolívar</i>								
43.6	19.2	21.1	10.8	11.6	60.0	65.4	33.8	36.3
32.8	31.0	23.5	11.3	12.2	96.9	72.6	35.3	38.1
	37.4	38.2	31.3	31.5	117.0	119.0	97.8	98.3
	45.8	40.3	35.4	34.0	143.0	126.0	111.0	106.0
	29.9	23.8	16.6	21.3	93.4	74.4	51.9	66.4
	28.5	19.8	8.3	6.26	89.1	61.9	25.9	19.6
	41.0	25.4	15.7	25.8	128.0	79.4	49.1	80.6
	41.4	33.9	29.5	29.3	129.0	106.0	92.2	91.4
	39.1	25.6	21.1	25.8	122.0	80.0	65.9	80.6
	36.3	33.2	20.6	24.9	113.0	103.8	64.4	77.8
	28.1	20.9	18.9	22.1	87.8	65.3	59.1	69.0
	39.5	29.4	15.9	27.7	123.0	91.9	49.7	86.5
	34.0	26.4	20.3	26.3	106.0	82.5	63.4	82.3

(Continúa)



## A (Continuación)

AMÉRICA LATINA: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, 1959  
(Servicios públicos solamente)

	Generación propia	Energía entregada	Proporción porcentual del suministro nacional que representa	Precio medio del kWh							
				Residencial	Comercial	Industrial	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Total
				Moneda nacional 1959				Milésimos de dólares 1959 <sup>a</sup>			
<i>Centavos de bolívar (continuación)</i>											
Oriente . . . . .	46.4	59.1		31.3	29.0	13.1	22.1	97.8	90.6	40.9	68.9
Táchira . . . . .	29.0	29.0		26.7	25.8	14.2	20.1	83.4	80.6	44.4	62.7
Valle de la Pascua . . . . .	6.6	6.6		40.2	27.0	12.2	23.7	126.0	84.4	38.1	73.9
Zulia-Trujillo . . . . .	24.8	87.9		28.0	19.2	15.1	21.5	87.5	60.0	47.2	67.0
Promedio . . . . .		2 079.6	76.4					75.0	68.5	34.1	36.6
<i>Centavos de peso mexicano</i>											
México											
Sistema regionales (promedios) . . . .		5 870	74.3				20.1				16.3
Central . . . . .		3 180	40.1				21.1				17.2
Puebla-Veracruz . . . . .		670	8.5				17.4				14.1
Torreón-Chihuahua . . . . .		640	8.1				18.2				14.8
Enapala . . . . .		320	4.1				20.4				16.6
Monterrey . . . . .		470	6.0				14.6				11.9
Guanajuato . . . . .		340	4.3				25.0				20.3
Sonora-Sinaloa . . . . .		250	3.2				23.8				19.3
Comisión Federal de Electricidad . . .		1 000	13.0	35.0		15.0		28.5		12.2	
<i>Centavos de colón</i>											
Costa Rica											
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) . . . . .	192.1	43.4	14.3	9.2	12.3	10.0	9.7	11.1	14.8	12.0	11.7
Cía. Nac. de Fuerza y Luz . . . . .	129.5	230	75.7	9.9	15.4	11.6	11.2	11.9	18.6	14.0	13.5
Municipalidad de Alajuela . . . . .		12.3	4.0				9.6				11.6
Municipalidad de Heredia . . . . .	11.5	12.0	3.9				7.3				8.8
Otras Empresas . . . . .		6.4	2.1				11.9				14.3
Promedio . . . . .		304	100.0					11.8		13.7	13.0
<i>Centavos de colón</i>											
El Salvador											
Cía. Alumbrado Eléctrico Sn. Salvador . .	16.3	131	70.5	7.6	10.0	7.5	7.9	23.7	31.2	23.4	24.6
Cía. de Luz Eléctrica Sta. Ana (CLE-SA) . . . . .	10.8	15.8	8.5				11.2				34.9
Cía. de Electricidad de Oriente (CEO) . .		13.7	7.3				10.0				31.2
Cía. de Electricidad de Cuncumayán (CECSA) . . . . .	13.0	11.7	6.3				5.3				16.5

Cía. de Luz Eléctrica de Sonsonate (CLES) . . . . .	3.90	4.5	2.4				14.0				43.6
Otras empresas . . . . .		9.4	5.0				10.4				32.4
Promedio . . . . .		186.5	100.0								26.1
<b>Guatemala</b>											
			<i>Centavos de quetzal</i>								
Empresa Eléctrica de Guatemala . .	161.0	139.0	83.2	5.1	5.4	2.6	4.0	57.3	60.7	29.2	44.9
Otras empresas . . . . .	40.2	28.0	16.8				3.9				43.8
Promedio . . . . .		167.0	100.0								44.6
<b>Honduras</b>											
			<i>Centavos de lempira</i>								
Empresa Nacional de Energía Eléctrica	20.7	14.5	45.7	17.5		10.8	15.0	89.7		55.4	76.9
P. Util San Pedro Sula . . . . .	10.6	7.6	24.0				17.0				87.2
Standard Fruit . . . . .	5.3	4.6	14.5				10.4				53.3
Tela R. R. . . . .	2.7	2.0	6.3				20.3				103.0
Otras empresas . . . . .	3.2	3.0	9.5				23.3				120.0
Promedio . . . . .		31.7	100.0								81.1
<b>Nicaragua</b>											
			<i>Centavos de córdoba</i>								
Empresa Nacional de Luz y Fuerza .	84.8	52.9	72.1	31.4	18.8	21.8	24.8	44.8	26.8	31.1	35.4
Otras empresas . . . . .	9.6	20.5	27.9				42.4				60.5
Promedio . . . . .		73.4	100.0								43.0
<b>Panamá</b>											
			<i>Centavos de balboa</i>								
Cía. Panameña de Fuerza y Luz . .	170	140.3	83.7	6.20	4.40	2.70	4.5	75.6	53.7	32.9	54.9
E. E. Chiriquí . . . . .	16.5	11.8	7.0				5.5				67.1
Panamá Eléctrica . . . . .	9.4	6.5	3.9				7.4				90.2
Otras empresas . . . . .	12.4	9.1	5.4				8.9				108.5
Promedio . . . . .		167.7	100.0								60.8

FUENTES: Cuestionarios de la CEPAL. Estadísticas de Energía Eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1959, Ing. E. Salazar. Doc. E/CN.12/CCE/SC.5/3/Rev.2; TAO/LAT/25.

a Se usaron los siguientes tipos de cambio de paridad del poder adquisitivo de las monedas, basados en estimaciones hechas por la CEPAL para 1950 (véase *Boletín Económico de América Latina*, Vol. I, No 2), actualizadas al año 1959 según los índices de costo de vida respectivos: (*unidades de moneda nacional por dólar*) Argentina: 49.1 pesos; Bolivia: 6 997.8 bolivianos; Brasil: 109.3 cruzeiros; Colombia: 4.0 pesos; Chile: 1 314.0 pesos; Ecuador: 16.2 sucres; Perú: 23.3 soles; Venezuela: 3.2 bolívares; México: 12.3 pesos; Costa Rica: 8.3 colones; El Salvador: 3.21 colones; Guatemala: 0.89 quetzales; Honduras: 1.95 lempiras; Nicaragua: 7.01 córdobas; Panamá: 0.82 balboas.

b Datos de 1958.

c Los precios para toda la compañía y para las regiones indicadas corresponden al 1er. semestre de 1959.

PRECIO PROMEDIO DE VENTA  
(Milésimos de

	<i>País</i>	1937	1938	1939	1940	1941	1942	1943	1944	1945
Argentina	I . . . . .	70.1	73.5	71.3	71.0	72.1	65.4	63.7	59.8	49.9
	II . . . . .			79.0	79.1	81.5	75.6	80.8	84.8	79.0
	III . . . . .	80.6	80.5	78.3	78.4	82.2	78.9	81.4	85.4	83.9
	IV . . . . .									
<i>Promedio</i>		78.2	78.9	78.2	78.4	81.0	75.7	79.7	83.1	78.0
Bolivia	V . . . . .		30.7	27.3						
	VI . . . . .	36.1	23.9	20.0	36.6	28.3	23.4	22.9	29.7	28.3
	VII . . . . .			85.7	73.0	54.2	58.4 <sup>b</sup>	69.2	65.7	62.5
	VIII . . . . .		41.0	30.2						
	IX . . . . .									
Brasil	X . . . . .									
Colombia	XI . . . . .									
	XII . . . . .									
	XIII . . . . .									
	XIV . . . . .									
	XV . . . . .									
	XVI . . . . .									
	XVII . . . . .									
	XVIII . . . . .									
	XIX . . . . .									
<i>Promedio<sup>g</sup></i>										
Chile	XX . . . . .						55.4 <sup>h</sup>	54.6	49.4	35.1
	XXI . . . . .	34.3	33.7	35.7	32.5	30.2	25.2	22.9	21.3	21.0
	XXII . . . . .	64.0	61.4	60.4	54.3	49.9	47.6	42.1	41.4	41.8
<i>Promedio</i>		38.3	37.5	39.0	35.5	32.9	30.0	27.3	25.7	24.6
Ecuador	XXIII . . . . .		67.6	79.0						
	XXIV . . . . .	110.1	119.3	80.1	77.5	95.9	87.8	81.3	70.3	70.5
<i>Promedio</i>			96.3	79.6						
México	XXV . . . . .									
Perú	XXVI . . . . .		39.6	39.0				28.6		
Venezuela	XXVII . . . . .		89.6	86.8						
	XXVIII . . . . .									
Costa Rica	<sup>k</sup> . . . . .									
El Salvador	<sup>k</sup> . . . . .									
Guatemala	<sup>k</sup> . . . . .									
Honduras	<sup>k</sup> . . . . .									
Nicaragua	<sup>k</sup> . . . . .									
Panamá	<sup>k</sup> . . . . .									

FUENTE: Respuestas a las encuestas para el Seminario de Energía Eléctrica de la CEPAL.

NOTA: Se convirtieron los datos en moneda corriente de 1959 usando el índice de costo de vida de cada caso. Las series en moneda constante de 1959 así obtenidas, se pasaron a dólares de 1959 mediante la tasa de cambio de paridad del poder adquisitivo de las monedas, dada en este Anexo, Cuadro A, nota a. Para la importancia relativa en el suministro eléctrico de las compañías abastecedoras aquí consideradas, véase el citado Cuadro A, que se usó para ponderar los datos de las diferentes empresas en el cálculo de los promedios (se aplicó la ponderación de 1959 a todas las series).

I: Empresa Provincial de Energía de Córdoba.  
 II: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires.  
 III: Compañía Italo Argentina de Electricidad.  
 IV: Dirección de la Energía de la Provincia de Buenos Aires.  
 V: Bolivian Power Company.  
 VI: Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba.  
 VII: Empresa Luz y Fuerza Eléctrica A. Soux (Potosí).  
 VIII: Empresa Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro.  
 IX: Corporación Eléctrica Sucre S. A.  
 X: Centrales Eléctricas de Minas Gerais S. A.

XI: Empresas Públicas de Medellín-Antioquia.  
 XII: Cía. Colombiana de Electricidad Barranquilla-Atlántico.  
 XIII: Central Hidroeléctrica de Caldas.  
 XIV: Empresa de Energía de Bogotá-Cundinamarca.  
 XV: Cía. Colombiana de Electricidad Girardot-Cundinamarca.  
 XVI: Cía. Colombiana de Electricidad Sta. Marta-Magdalena.  
 XVII: Empresa Municipal Cali-Anchicaya.  
 XVIII: Cía. Colombiana de Electricidad-Palmira.  
 XIX: Cía. Colombiana de Electricidad-Buenaventura.  
 XX: Sociedad Austral de Electricidad.

**B**

**DEL KWH (TOTAL), 1937-59**  
*dólar de 1959)*

1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959
43.0	36.9	33.8	43.3	39.9	46.5	40.9	46.3	45.5	46.7	39.5	38.2	31.3	31.1
64.8	56.4	54.2	45.5	38.0	30.3	26.0	28.3	29.2	27.0	25.7	26.8	28.2	39.1
63.4	56.0	57.4	52.6	46.3	39.5	35.5	40.1	41.4	38.1	33.3	32.2	37.4	45.0
		75.5 <sup>a</sup>	60.4	54.1	45.3	42.8	41.5	40.3	35.2	57.9	44.0	37.7	
62.8	54.9	54.1	47.6	40.7	34.1	29.9	32.9	33.6	31.4	29.5	29.5	30.9	40.0
		17.1						10.6				16.2	13.3
33.8	38.0	33.5											
55.9	48.7	46.0	41.0	30.2	26.2	21.8	11.8 <sup>c</sup>	8.3 <sup>b</sup>	7.3 <sup>c</sup>	11.7 <sup>d</sup>	13.5	13.2	10.9
		20.3						15.1				27.3	22.8
		36.3						10.3 <sup>e</sup>	10.7 <sup>f</sup>			66.2	
						7.9	8.3	9.1	8.6	8.4	8.2	8.1	9.1
				12.8	12.3	11.0	12.0	13.0	12.3	12.3	10.3	10.5	
				33.5	32.5	33.8	28.8	26.0	26.0	24.0	22.8	23.2	
					26.3	18.8	21.3	25.3	23.5	22.3	18.8	22.0	
				21.0	19.8	21.3	19.8	16.5	18.3	17.3	15.8	13.8	
				42.3	40.3	42.3	37.3	34.8	37.5	37.3	36.0	34.4	
				31.5	36.3	36.8	33.0	33.0	36.5	34.0	34.0	35.0	
				29.0	25.8	29.3	31.0	30.3	28.5	25.3	22.0	23.2	
				18.0	16.5	20.3	21.3	18.3	22.8	23.8	28.3	21.8	
				44.0	41.3	43.0	41.0	38.0	42.3	40.5	40.0	39.6	
				21.3	15.9	16.9	16.2	14.8	15.5	14.4	13.1	12.9	
25.8	17.9	16.4	14.7	14.1	11.7 <sup>i</sup>	10.1	8.2	6.8	5.0	7.4	8.1	10.8	11.4
19.1	17.4	17.7	17.4	16.1	13.2	13.3	15.3	13.7	13.5	15.0	17.4	20.4	18.6
38.5	33.3	30.3	24.9	22.4	20.1	19.4	17.7	14.5	13.3	15.9	15.3	21.9	20.5
22.0	19.5	19.2	18.3	16.7	14.1	13.9	15.1	13.3	12.9	14.6	16.5	20.0	18.3
	19.4	17.6	16.0	19.5	17.7	17.2	17.1	16.6	16.7	19.0	20.0	21.9	22.1
61.3	39.3	39.1	39.1	41.9	38.1	39.5	38.9	37.6	38.5	41.1	41.6	41.5	40.6
	30	29.5	28.8	32.0	29.1	29.6	29.2	28.3	28.8	31.3	32.0	32.8	32.4
	14.6	14.3	16.3	18.8	16.5	15.0	7.8			8.4	10.1		
		13.5					22.3	26.5				21.3	19.7
	58.3	55.5	51.2	49.9	46.2	43.0	40.8	41.1	40.8	40.0	38.2	37.0	36.3
												43.2	38.1 <sup>j</sup>
				11.3	10.7	11.4	12.0	11.6	12.2	12.5	13.1	13.3	13.0
				36.5	33.8	36.1	34.3	31.7	27.3	26.8	28.4	26.2	26.1
				44.0	48.2	41.8	41.7	41.6	40.8	42.6	45.8	44.8	44.6
				112.6	101.7	104.0	101.2	99.0	96.1	92.7	95.9	86.1	81.1
				48.2	49.2	49.9	46.8	43.1	45.1	52.8	55.3	50.7	43.0
												62.0	60.8

XXI: Compañía Chilena de Electricidad.

XXII: Compañía General de Electricidad Industrial.

XXIII: Empresa Eléctrica Quito S. A.

XXIV: Empresa Eléctrica del Ecuador.

XXV: Comisión Federal de Electricidad.

XXVI: Hidrandina S. A.

XXVII: C. A. La Electricidad de Caracas.

XXVIII: C. A. de Administración y Fomento Eléctrico.

a La serie se refiere a precios básicos, sin sobrecargos.

b Esta cifra es promedio de tres precios distintos en tres épocas del año.

c Promedio de dos precios en dos épocas del año.

d Promedio de cuatro precios.

e 1954: enero a marzo.

f 1954: abril a diciembre.

g Incluye en algunos años datos para otras compañías de menor volumen de suministro sobre las cuales se tenían series incompletas.

h Hasta 1950 se refiere sólo a Osorno y Llanquihue.

i Desde 1951 incluye Valdivia.

j 1er. semestre de 1959.

k Promedios nacionales tomados del trabajo del señor K. Salazar citado en el cuadro A de este Anexo.

**Cuadro**  
**PRECIO PROMEDIO DE VENTA DE**  
*(Milésimos de*

Año	Argentina				Bolivia				Brasil	
	I	II	III	Promedio	IV	V	VI	VII	VIII	IX
1937 . . . . .	134.2		94.9 a	103.8						
1938 . . . . .	133.2		94.5 a	103.2	39.4 b					
1939 . . . . .	123.8	121.4	91.8 a	114.0	35.6 b					
1940 . . . . .	119.0	116.9	90.2 a	110.3						
1941 . . . . .	111.8	118.3	93.6 a	111.7						
1942 . . . . .	98.5	112.6	114.0	111.9						
1943 . . . . .	92.5	112.5	114.2	111.5						
1944 . . . . .	88.1	109.2	116.2	109.4						63.2
1945 . . . . .	74.1	104.3	116.9	105.3						52.1
1946 . . . . .	60.3	87.8	91.5	86.8						47.8
1947 . . . . .	53.3	76.9	78.9	75.7	17.1					42.4
1948 . . . . .	45.2	72.1	78.5	71.8	17.1		19.8	41.0		38.9
1949 . . . . .	45.9	57.1	70.3	59.6		33.7				41.6
1950 . . . . .	38.1	46.2	59.1	48.9		27.9				40.6
1951 . . . . .	49.3	34.6	45.5	38.5		28.9				36.1
1952 . . . . .	42.8	29.8	43.8	34.2		25.5				31.8
1953 . . . . .	50.3	31.7	50.7	37.9		20.8			40.6	28.6
1954 . . . . .	49.6	32.0	50.1	37.8	9.8	15.9	13.2	10.6 e	36.2	26.4
1955 . . . . .	50.3	29.6	44.5	34.9		17.1		20.5 f	32.3	26.2
1956 . . . . .	41.9	27.6	37.4	31.1		21.6			24.9	22.8
1957 . . . . .	39.5	28.3	34.6	30.7		33.2			23.7	22.4
1958 . . . . .	33.1	33.0	40.8	35.0	10.6	30.4	17.9	45.5	22.8	20.8
1959 . . . . .	29.6	38.5	45.7	39.6	8.8	25.7	15.6		22.9	

FUENTE: Respuestas a las encuestas para el Seminario de Energía de la CEPAL. Véase el cuadro B de este Anexo (notas).

- I: Empresa Provincial de Energía de Córdoba.
  - II: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S. A.
  - III: Compañía Italo Argentina de Electricidad.
  - IV: Bolivar Power Company.
  - V: Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba.
  - VI: Empresa Luz y Fuerza Eléctrica Oruro.
  - VII: Corporación Eléctrica Sucre S. A.
  - VIII: Centrales Eléctricas de Minas Gerais S. A.
  - IX: Distrito Federal.
  - X: Sociedad Austral de Electricidad S. A.
  - XI: Compañía Chilena de Electricidad.
  - XII: Compañía General de Electricidad Industrial.
  - XIII: Empresa Eléctrica Quito S. A.
  - XIV: Empresa Eléctrica del Ecuador.
  - XV: Comisión Federal de Electricidad.
  - XVI: Corporación Peruana del Santa.
  - XVII: Hidrandina S. A.
  - XVIII: C. A. La Electricidad de Caracas.
  - XIX: C. A. de Administración y Fomento Eléctrico.
- a Se refiere a consumo residencial, comercial e industrial.  
b Se refiere a consumo residencial y comercial.  
c Hasta 1950 se refiere sólo a Osorno y Llanquihuc.  
d Desde 1951 incluye Valdivia.  
e 1954: enero a marzo.  
f 1954: marzo a diciembre.

C

KWH (RESIDENCIAL), 1937-59

dólar de 1959)

X	Chile			Ecuador			México	Perú		Venezuela	
	XI	XII	Promedio	XIII	XIV	Promedio	XV	XVI	XVII	XVIII	XIX
	67.6	120.0	74.7		234.0						
	63.2	114.2	70.1		225.7				60.1		
	68.9	111.5	74.7		139.9				58.0		
	62.7	98.9	67.7		124.4						
	54.0	89.5	58.9		151.1						
71.1 e	42.4	80.8	49.2		141.3						
71.7	35.5	62.8	41.4		125.9				35.6		
67.2	32.6	59.5	38.3		105.2						
45.0	31.3	58.6	35.6		100.3						
34.3	26.4	53.5	30.3		82.3						
22.9	24.8	46.3	27.4	26.3	48.8	38.8	34.8			120.0	
19.9	26.4	42.5	28.0	23.0	45.4	35.4	18.7		17.1	104.9	
17.2	24.9	37.2	25.9	20.0	39.5	30.9	35.8			93.9	
15.3	21.8	31.6	22.6	19.9	39.3	30.7	39.7			90.2	
14.2 d	17.5	35.0	19.4	18.7	36.9	28.8	36.0			81.9	
11.8	16.9	29.9	18.3	18.2	37.4	28.9	30.3			78.3	
9.2	16.5	23.9	16.9	18.1	36.7	28.4	44.9		22.0	79.1	
7.5	16.1	19.4	16.0	17.6	34.5	27.0			21.6	79.1	
5.0	14.2	17.7	14.0	17.4	36.1	27.8				76.9	
6.7	15.7	20.8	15.7	18.5	38.4	29.6	32.7			73.3	
7.5	18.1	19.6	17.6	19.9	37.5	29.7	31.1			63.7	
5.7	22.5	28.7	22.2	20.6	37.1	29.7		17.0	22.9	60.4	99.5
11.1	21.5	27.4	21.5	21.5	36.4	29.7		15.1	21.1	60.0	96.9 e

## Cuadro

## PRECIO PROMEDIO DE VENTA

(Milésimos de

Año	Argentina				Bolivia				Brasil
	I	II	III	Promedio	IV	V	VI	VII	VIII
1937	120.7		94.9	100.8					
1938	116.9		94.5	99.5	39.4 <sup>a</sup>				
1939	110.1	141.2	91.8	126.4	35.6 <sup>a</sup>				
1940	105.8	136.8	90.2	122.7					
1941	103.8	128.5	93.6	117.9					
1942	93.1	120.0	110.1	115.5					
1943	90.1	123.4	111.1	117.9					
1944	84.7	124.0	116.2	119.2					
1945	68.4	114.0	118.0	111.7					
1946	59.3	95.5	92.5	92.1					
1947	48.9	83.4	81.7	80.5					
1948	45.2	79.3	84.7	78.1	28.6		26.4		
1949	53.5	64.3	76.2	66.5		36.7			
1950	49.1	54.3	64.2	56.5		34.1			
1951	62.3	40.9	57.4	46.6		40.1			
1952	55.1	34.7	51.3	40.3		36.1			
1953	63.2	37.5	59.8	45.0		28.8			43.8
1954	62.5	38.5	61.9	46.2	19.8	21.9	13.2		42.0
1955	61.9	35.4	59.8	43.5		22.6			33.0
1956	53.1	32.0	51.7	38.5		32.2			24.4
1957	49.9	32.2	46.7	37.1		45.7			23.8
1958	41.1	32.7	54.3	38.8	29.3	42.0	17.9	82.4	23.4
1959	38.4	49.3	64.3	52.3	24.5	35.6	30.9		22.4

FUENTE: Respuestas a las encuestas para el Seminario de Energía de la CEPAL. VI: Empresa Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro.  
 Véase el cuadro B de este Anexo (notas). VII: Corporación Eléctrica Sucre S. A.  
 I: Empresa Provincial de Energía Eléctrica de Córdoba. VIII: Centrales Eléctricas de Minas Gerais S. A.  
 II: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S. A. IX: Sociedad Austral de Electricidad.  
 III: Compañía Italo Argentina de Electricidad. X: Compañía Chilena de Electricidad.  
 IV: Bolivian Power Company. XI: Compañía General de Electricidad Industrial.  
 V: Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba. XII: Empresa Eléctrica Quito S. A.

## Cuadro

## PRECIO PROMEDIO DE VENTA

(Milésimos de

Año	Argentina				Bolivia				Brasil
	I	II	III	Promedio	IV	V	VI	VII	VIII
1937	48.9		95.0 <sup>a</sup>	84.6					
1938	51.1		94.5 <sup>a</sup>	84.6	28.2				
1939	51.6	55.1	91.8 <sup>a</sup>	64.1	27.9				
1940	56.2	54.7	90.2 <sup>a</sup>	63.7					
1941	57.0	58.4	93.7 <sup>a</sup>	67.2					
1942	50.6	56.0	60.8	56.8					
1943	47.9	65.0	65.0	63.8					
1944	44.9	75.1	71.3	72.0					
1945	37.9	68.6	70.8	66.9					
1946	31.7	53.8	49.3	51.0					
1947	28.8	47.1	44.7	45.2					
1948	26.3	45.4	46.0	44.1	12.5		17.5	31.7	
1949	35.6	38.6	44.0	39.8		23.4			
1950	33.0	32.7	39.1	34.4		20.5			
1951	44.5	27.2	40.5	31.8		20.0			
1952	38.5	24.2	37.0	28.4		20.9			
1953	44.5	27.0	44.7	32.7		15.7			7.7
1954	43.9	28.9	47.2	34.6	8.1	18.4	15.6	10.1 <sup>d</sup>	8.4
1955	45.4	27.2	45.9	33.3		19.6		10.2 <sup>e</sup>	7.2
1956	39.3	25.7	40.8	30.5		25.4			8.6
1957	37.1	26.9	42.3	31.6		39.1			7.5
1958	30.6	27.9	47.2	32.9	23.3	33.3	49.1	73.9	7.0
1959	34.7	42.5	54.7	45.0	18.7	29.2	36.0		7.9

FUENTE: Respuestas a las encuestas para el Seminario de Energía Eléctrica de la CEPAL. Véase el cuadro B de este Anexo (notas).  
 Véase en el cuadro anterior la referencia a los números romanos.

a Se refiere a consumo industrial, doméstico y residencial.  
 b Hasta 1950 se refiere sólo a Osorno y Llanquihue.  
 c Desde 1951 incluye Valdivia.  
 d 1954: enero a marzo.  
 e 1954: marzo a diciembre.  
 f Para el 1er. semestre de

## D

DEL KWH (COMERCIAL), 1937-59  
dólar de 1959)

IX	Chile			Ecuador			México	Perú		Venezuela	
	X	XI	Promedio	XII	XIII	Promedio	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII
	82.2	120.9	87.4		220.0				141.0		
	83.0	115.1	87.4		218.8				136.0		
	91.0	113.1	94.0		142.8						
	79.3	99.6	82.0		133.9						
	67.8	88.8	70.7		165.4						
77.4 b	55.5	87.3	60.9		155.2						
77.1	48.9	74.5	54.0		140.3				84.8		
70.7	43.8	69.6	48.8		120.4						
56.1	40.6	69.7	45.3		122.9						
42.0	36.0	63.4	39.9		106.3						
30.3	33.6	55.1	36.1	30.9	65.0	49.8	34.4			113.6	
24.9	32.6	50.2	34.3	28.7	63.8	48.2	33.7		49.7	101.4	
22.4	31.3	45.0	32.5	24.3	57.5	42.8	36.7			88.8	
22.1	27.6	38.9	28.6	32.3	56.9	45.9	38.3			86.3	
18.7 c	22.1	36.6	23.7	31.3	55.1	44.5	33.9			79.4	
15.3	20.9	31.5	21.9	30.8	58.0	45.9	27.3			73.3	
12.6	20.5	25.9	20.7	30.3	57.2	45.3	43.0		49.2	64.7	
9.7	21.8	20.8	20.8	29.6	55.6	44.0			51.0	74.4	
7.9	19.6	19.1	18.7	29.7	59.5	46.3				71.8	
10.1	21.6	23.4	21.2	30.7	64.7	49.6	33.5			69.1	
10.9	26.0	22.5	24.6	32.2	63.9	49.8				73.7	
15.2	33.8	31.5	32.3	32.7	59.5	47.6		17.0	54.0	69.3	79.4
16.2	31.6	28.8	30.3	33.6	57.7	47.0		15.1	50.2	65.4	72.6 d

XIII: Empresa Eléctrica del Ecuador.

XIV: Comisión Federal de Electricidad.

XV: Corporación Peruana del Santa.

XVI: Hidrandina.

XVII: C. A. La Electricidad de Caracas.

XVIII: C. A. de Administración y Fomento Eléctrico.

a Se refiere a consumo comercial y residencial.

b Hasta 1950 se refiere sólo a Osorno y Llanquihue.

c Desde 1951 incluye Valdivia.

d Para el primer semestre de 1959.

e Se refiere a consumo comercial, residencial e industrial.

## E

DEL KWH (INDUSTRIAL), 1937-59  
dólar de 1959)

IX	Chile			Ecuador			México	Perú		Venezuela	
	X	XI	Promedio	XII	XIII	Promedio	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII
	22.5	42.4	25.2		56.5						
	22.5	40.6	24.9		67.1				26.7		
	23.8	36.6	25.6		49.2				26.3		
	21.9	31.7	23.2		49.2						
	22.4	30.9	23.6		59.6						
45.5 b	19.4	32.0	22.8		53.0						
41.3	18.0	27.3	20.7		51.5				19.1		
33.8	17.2	26.5	19.5		44.5						
21.8	17.7	28.8	19.4		43.3						
16.6	16.0	26.0	17.3		37.5						
11.4	13.1	22.6	14.2	13.7	24.4	19.7	11.6			57.0	
10.9	14.7	20.9	15.3	12.2	25.0	19.3	11.8		10.7	53.5	
10.7	14.8	16.9	14.8	12.1	28.6	21.3	13.4			51.2	
10.8	13.2	15.9	13.4	22.0	32.7	28.0	15.0			49.9	
8.2 c	10.8	25.2	12.4	20.6	28.4	24.9	13.3			45.8	
7.4	10.8	21.9	12.0	19.2	29.7	25.0	10.8			41.4	
6.0	11.8	19.2	12.3	19.6	28.6	24.6	21.1		21.6	36.1	
5.4	12.6	14.7	12.5	19.1	28.8	24.5			24.3	36.5	
6.9	11.4	10.8	11.0	18.6	29.7	24.8				36.1	
6.4	13.1	12.7	12.6	19.5	32.2	26.6	14.6			34.1	
6.9	15.5	12.2	14.4	20.3	34.0	27.9	13.9			32.1	
8.9	19.5	17.0	18.6	23.1	33.5	28.9		7.8	16.4	33.1	35.4
9.1	17.9	15.6	17.1	23.9	32.3	28.6		6.9	15.1	33.8	35.3 †



Cuadro F

## CUENTAS TÍPICAS DE CONSUMO ELÉCTRICO EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Y EN LOS ESTADOS UNIDOS, 1959

	Proporción porcentual del suministro nacional que representa	Residencial		Comercial 500 kWh	Industrial 4 000 kWh-20 kW
		25 kWh	100 kWh		
<i>Bolivia</i> . . . . .	87.7	0.20	0.65	12.98	71.23
Bolivian Power Co. (La Paz) <sup>a</sup> . . . . .	83.3	0.18	0.60	13.60	70.66
Luz y Fuerza Eléctrica (Oruro) <sup>b</sup> . . . . .	4.4	0.47	1.70	13.56	81.87
<i>Colombia</i> . . . . .	20.0				
E. U. de Energía Eléctrica (Bogotá) <sup>c</sup> . . . . .	20.0	0.63	1.76	12.63	27.13
<i>Chile</i> . . . . .	78.9	0.40	2.40	18.8	58.5
Cía. Chilena de Electricidad (Santiago) <sup>d</sup> . . . . .	60.3	0.42	2.60	21.0	57.1
ENDESA (Arica) <sup>e</sup> . . . . .	0.4	0.49	1.86	13.0	79.3
Cía. Nacional de Fuerza Eléctrica (Antofagasta) <sup>f</sup> . . . . .	0.7	1.11	4.24	22.6	137.0
Empresa Eléctrica de Copiapó (Copiapó) <sup>g</sup> . . . . .	0.3	0.71	2.44	14.6	73.2
ENDESA (La Serena, Coquimbo, Ovalle) <sup>h</sup> . . . . .	1.9	0.57	2.09	11.9	74.6
Soc. Austral de Electricidad (Valdivia, Osorno) <sup>i</sup> . . . . .	4.9	0.36	1.31	8.78	51.8
Empresa Eléctrica (Punta Arenas) <sup>j</sup> . . . . .	0.9	0.88	3.53	22.2	113.0
Cía. Gral. de Elect. Industrial (Concepción, Talcahuano, etc.) <sup>k</sup> . . . . .	9.5	0.67	2.44	11.9	55.8
<i>Ecuador</i> . . . . .	81.2	1.24	2.97	21.4	121.17
Empresa Eléctrica Quito S. A. (Quito) <sup>l</sup> . . . . .	36.1	0.83	2.74	19.00	100.5
EMELEC (Guayaquil) <sup>m</sup> . . . . .		1.57	3.14	23.39	137.6
<i>Paraguay</i> . . . . .					
Administración Nac. de Electricidad (ANDE) <sup>n</sup> . . . . .	98	1.69	6.77	...	249.6
<i>Perú</i> . . . . .					
Lima Light and Power Co. (Lima) <sup>o</sup> . . . . .	64.0	0.76	2.26	...	...
<i>Uruguay</i> . . . . .					
U.T.E. <sup>p</sup> . . . . .	100.0	1.23	4.54	32.9	155.4

Venezuela . . . . .	76.4	2.33	8.15	35.37	175.55
La Electricidad de Caracas (Caracas) <sup>a</sup> . . . . .	43.6	2.09	7.36	38.13	179.13
C.A.D.A.F.E. (C.V.F.) <sup>r</sup> . . . . .	32.8	26.8	9.29	31.38	170.40
Electricidad de Carabobo . . . . .		3.13	11.72	42.97	250.0
Electricidad del Centro . . . . .		2.66	9.38	29.06	156.25
Electricidad de Mérida . . . . .		2.34	7.50	32.50	201.00
Electricidad de Miranda . . . . .		3.36	9.38	44.38	218.03
Administración de Mónagas . . . . .		2.73	10.94	40.63	212.50
Electricidad de Oriente . . . . .		2.34	9.38	39.01	168.75
Electricidad de Táchira . . . . .		2.03	2.88	36.84	212.50
Electricidad de Zulia Trujillo. . . . .		2.91	9.56	30.30	197.50
Estados Unidos. . . . .			3.98	19	124

FUENTES: Cuestionarios de CEPAL; *Typical Electric Bills, 1959*, Federal Power Commission, Washington, D. C.

NOTA: Las conversiones de moneda local a dólares se hicieron usando las tasas de paridad del cuadro A de este Anexo, nota a.

a Vigentes desde 1-III-57: Doméstica B<sub>1</sub> y B<sub>2</sub>; Generales C<sub>1</sub>; e Industrial Menor (incluye impuesto de 12 %).

b Vigentes desde 16-XII-56: Doméstico "B"; Comercial y General "C" y Fuerza Industrial Menor "D".

c Vigentes en octubre y noviembre y 1958: residencial por contador; comercial por contador, "30"; e industrial por contador "44".

d Vigentes desde 5-V-59: servicios residenciales II optativa; servicios comerciales IV; fuerza motriz y normal V.

e Vigente hasta el 11-XII-59: I alumbrado residencial; II alumbrado comercial y IV fuerza motriz.

f Vigente desde el 10-III-59: I consumo residencial; II comercial; y III industrial.

g Vigente desde el 23-VI-59: I consumo residencial; II comercial; y III industrial.

h Vigente desde el 6-12-58: I consumo residencial; III comercial; y IV industrial.

i Vigente desde el 9-V-59: I consumo residencial; III comercial y IV industrial.

j Vigente hasta el 26-noviembre-59: I consumo residencial; II comercial; y III industrial.

k Vigente desde el 31-III-59: residencial mayor N° 12; comercial menor "B" e industrial mayor N° 34.

l Vigentes desde 1957: residencial R-1 y R-2; comercial "C-2"; e industrial "I-1".

m Vigentes en 1958: alumbrado residencial general ER-20-H; alumbrado comercial EC-30-F y fuerza general IN-72-C.

n Vigentes desde 7-X-1959: luz particular y fuerza motriz.

o Vigentes en 1958.

p Vigentes desde 11-V-61 (para 1959 estas mismas tarifas estaban vigentes, salvo la industrial que era menor en 40 %) Casas habitación N° 5; general N° 1 y fuerza motriz N° 2.

q Servicio residencial (vigente desde XII-56) N° 1; comercial (vigente en 1958); e industrial (vigente desde el 22-V-58) N° 4.

r Vigentes en 1958: residencial, comercial e industrial.

## AMÉRICA LATINA: COSTO POR KWH

<i>País, empresa y planta</i>	<i>Tipo de la planta</i> D = Diesel V = Vapor	<i>Ubicación</i>	<i>Año de inauguración</i>	<i>Capacidad instalada (MW)</i>	<i>Factor de planta (Porcientos)</i>
<i>Argentina</i>					
<i>"Agua y Energía Eléctrica"</i>					
1. Central Buenos Aires . . . . .	V	Buenos Aires	1961/62	600	80
<i>Colombia</i>					
<i>"C. de Anchicayá Ltda."</i>					
2. Jumbo . . . . .	V	Cali	1958/60	24	74
<i>"Empresa Eléctrica de Sincelejo"</i>					
3. Rafael Hernández . . . . .	D		1954	1.5	20
<i>México</i>					
<i>"C. M. de L. F. M."<sup>a</sup></i>					
4. Lechería . . . . .	V	Estado de México	1952/58	148	85
5. Tacubaya . . . . .		Distrito Federal	1949	31	85
<i>"C. F. de E."<sup>e</sup></i>					
6. Nachicom . . . . .	V	Estado de Yucatán	1956	6.2	46
7. Chihuahua . . . . .	V	Estado de Chihuahua	1953	45	77
8. Villahermosa . . . . .	D	Estado de Tabasco	1958	5.2	25
<i>Chile</i>					
<i>"Cía. Chilena de Electricidad"</i>					
9. Carrascal I . . . . .	V	Santiago	1961	100	30
10. Carrascal II . . . . .	V	"	1970	200	21
<i>"Endesa"</i>					
11. Plantas Diesel <sup>e</sup> . . . . .				5	40
<i>Perú</i>					
12. Callao . . . . .	V	Callao	1957-60	75	30
13. Iquitos . . . . .	V	Iquitos	1973	8	26
14. Chiclayo . . . . .	V	Chiclayo	1967-74	16	43
15. Iquitos-Diesel . . . . .	D	Iquitos	1957-70	6.8	46
<i>Promedio general . . . . .</i>					

FUENTES: Encuestas de la CEPAL.

NOTA: Las tasas de cambio "para otros gastos" son las vigentes a la fecha. No fue posible aplicar las tasas de paridad por no tener suficiente información sobre la composición del costo.

a Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz.

b Estos porcientos y el "capital básico" al cual se aplican son autorizados por la Comisión de Tarifas de Electricidad.

c Comisión Federal de Electricidad.

d Valores *cif* Valparaíso incluido impuesto de importación (el fuel-oil es el tipo N° 5).

e Esta información no corresponde a ninguna planta en particular. Fue confeccionada en la CEPAL con información básica dada por ENDESA para el norte del país.

## G

## EN CENTRALES TERMICAS, 1959

Costos por kWh (Milésimos de dólar)			Proporción de costos variables en el total (Porcientos)	Tasas de cambio (Unidad de moneda nacio- nal por dólar)		Precio del combustible F: Fuel-oil D: Diesel-oil (Dólares/ton)	Observaciones sobre el cálculo de los costos fijos
Fijos	Variables	Total		Para com- bustibles	Para otros gastos		
3.8	5.6	9.4	60	66.9	90	F 16.7	Interés y depreciación: 11.5 % de inversión en moneda extranje- ra y 9 % de inversión en m/n. Reparaciones y mantención: 5 dólares por kW-año
4.6	3.3	7.9	42	8.09	7.2	F 20.0	
14	16	30	53	8.09	7.2	D 31	
1.57	3.2	5.01	64	12.5	12.5	F 11.3	Costos fijos totales: 9.06 % de 10 <sup>e</sup> , 18.6 dólares <sup>b</sup> Costos fijos totales: 9.06 % de 10 <sup>e</sup> , 5.90 dólares <sup>b</sup>
2.33	4.32	6.89	63	12.5	12.5	D 13.4	
11.8	5.8	17.84	32	12.5	12.5	F 17.4	Costos fijos totales: 14.47 % de 16 <sup>e</sup> , 2.04 dólares <sup>b</sup> Costos fijos totales: 15.41 % de 10 <sup>e</sup> , 5.81 dólares <sup>b</sup>
2.96	5.48	8.68	63	12.5	12.5	F 17.5	
18.9	9.82	29.46	33	12.5	12.5	D 13.7	Costos fijos totales: 17.16 % de 10 <sup>e</sup> , 1.27 dólares <sup>b</sup>
13.6	11.2	24.8	45	1 052	1 000	F 32.2 <sup>a</sup>	Interés: 10 % sobre la inversión; Depreciación: 2.5 % sobre la inversión; Impuestos: 2 %; mantención y reparación 2.5 %
12.4	11.2	23.6	47	1 052	1 000	F 32.2	
15.9	19.0	34.9	54	1 052	1 000	D 62.7	Interés: 8 %; depreciación 8 %, 20 años y "sinking fund"; im- puestos 1.5 % de la inversión
8.7	6.2	14.9	42	27.5		F 16.9	Interés 8 % sobre la inversión, mantención y depreciación: —trabajos de ingeniería civil, 40 años, 8 % "sinking fund" —equipo mecánico y eléctrico, 25 años, 8 % "sinking fund"
7.6	10.9	18.5	59	27.5		F 16.9	
6.6	9.0	15.6	58	27.5		F 16.9	
7.5	10.9	18.4	59	27.5		D 28.9	
12.0							

## Cuadro H

## AMÉRICA LATINA: COSTO POR KWH EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, 1959

País, empresa y planta	Ubicación	Año de inauguración	Capacidad instalada (MW)	Factor de planta (Porcentaje)	Costos por kWh (Milésimos de dólar)			Proporción de costos variables en el total (Porcentaje)	Tasas de cambio (Unidad de moneda nacional por dólar)	Observación sobre el cálculo de los costos fijos
					Fijos	Variables	Total			
<i>Argentina</i>										
<i>"Agua y Energía Eléctrica"</i>										
1. Canalito . . . . .	Salta	1960	16	50	12.8	0.9	13.7	0.6	90	
2. El Chocón . . . . .	Neaquéen	Proyecto	650	55			7.13 <sup>a</sup>		90	
<i>Colombia</i>										
<i>"E. Elect. Medellín"</i>										
3. Guadalupe III . . . . .		1961	80 <sup>b</sup>	67			3.6		7.2	El costo total se estimó en base a un costo fijo anual de 12 % sobre la inversión total
<i>"Hidroeléctrica Lebrija Ltda."</i>										
4. Lebrija . . . . .		1954	9	60			5.6		7.2	
<i>El Salvador</i>										
<i>"Comis. Ejec. Hidroel. Río Lempa"</i>										
5. 5 de Noviembre . . . . .		1949	45 <sup>c</sup>	50			10.6 <sup>d</sup>		2.5	
<i>Uruguay</i>										
<i>"UTE"</i>										
6. Rincón del Bonete . . . . .	Río Negro	1945	128	68			7.1		4.11	
<i>Venezuela</i>										
<i>"Corp. Venezolana de Fomento"</i>										
7. Macagua I . . . . .	Río Caroni	1959/61	300	70			4.5		3.35	Interés 6 %; depreciación y mantención 2.43 % del capital invertido
<i>Ecuador</i>										
<i>"Municipio de Quito"</i>										
8. Guangopolo . . . . .	Quito	1937	9	76	5.84	1.61	7.45	22	17.43	
9. Cumbayá . . . . .	Quito	1961	40 <sup>e</sup>				6.57		17.43	
<i>Municipio de Latacunga</i>										
10. Illuchi I . . . . .	Latacunga	1951	2.8	19	14.3		14.3		17.43	

México

"Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz"

11. Patla . . . . .	Puebla	1954	45.6	57	4.64 ¢	0.38	5.28	7	12.5	Cargos fijos totales: 9.06 % de 10 <sup>6</sup> , 11.8 dólares ¢
12. Lerma . . . . .	Michoacán	1930	79.9 g	34	3.20 ¢	0.54	4.0	13	12.5	Cargos fijos totales: 9.06 % de 10 <sup>6</sup> , 8.4 dólares ¢
"Com. Fed. de Electricidad"										
13. Cobano . . . . .	"	1955	52.0	32	8.05 ¢	0.10	8.41	12	12.5	Cargos fijos totales: 8.67 % de 10 <sup>6</sup> , 13.5 dólares ¢
14. Bombaná . . . . .	Chiapas	1951	5.24	18	15.90 ¢	0.19	16.45	1.2	12.5	Cargos fijos totales: 9.06 % de 10 <sup>6</sup> , 1.5 dólares ¢

Chile

"Endesa"

15. Isla-Cipreses . . . . .	Talca	1955	163		6.5	0.4	6.9	6	1 000	Interés 8 %; depreciación: 50 años "sinking fund"
16. Abanico . . . . .	Los Ángeles	1960	135		7.5	0.5	8.0	6	1 000	
17. Pullinque . . . . .	Valdivia	1962	48.6		7.5	0.4	7.9	5	1 000	
18. Rapel . . . . .	Santiago	1965	260		7.7	0.4	8.1	5	1 000	

Perú

19. Huampaní . . . . .	Lima	1960	30	40			7.8		27.55	Interés 8 %
20. Huinco . . . . .	"	1960	120	62			3.9		27.55	Mantenición y depreciación
21. Marcapomacocha-Huinco I. . . . .	"	1967	151	34			5.9		27.55	—Trabajos de ingeniería civil, 40 años, 8 % "sinking fund"
22. Mantaro . . . . .	Región minera Central	Proyecto 1 079		79			2.3		27.55	—Equipo mecánico y eléctrico, 25 años, 8 % "sinking fund"

Promedio general . . . . .

4.3

FUENTE: Encuestas de la CEPAL.

NOTA: Las tasas de cambio son las vigentes a la fecha. No fue posible aplicar las tasas de paridad por no tener suficiente información sobre la composición del costo.

a Este costo incluye 3.4 milésimos/kWh como costo medio de transmisión.

b La primera etapa de capacidad de 80 MW será inaugurada en 1961; la capacidad final alcanzará a 240 MW, disponible en 1975.

c La primera etapa de 30 000 kW se instaló en 1945. La 2ª etapa de 15 000 kW se completó al finalizar 1956. La etapa final de 15 000 kW será terminada en 1960.

d Incluye 5.3 % por pérdidas de transmisión.

e Esta planta estará en producción en 1961 con 20 MW de capacidad instalada; se ampliará a 40 MW en 1965.

f Estos porcentajes y el "capital básico" al cual se aplican son autorizados por la Comisión de Tarifas de Electricidad.

g La capacidad instalada fue 52 MW en 1930 y se amplió a 79.9 MW en 1950.

## ARGENTINA: COSTO DE INVERSIÓN EN SIS

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Empresa propietaria	Periodo de construc- ción <sup>b</sup>	Potencia y número de unidades		Energía ge- nerable me- dia anual (GWh)	Factor de planta (Porcien- to)	Altura de caída (m)
				MW	Nº			
<i>Plantas recién construidas</i>								
V	San Nicolás. . . . .	A y EE	1950-57 E	320.0	6	1 280	46	
H	Alvarez Condarco . .	"	-56 E	27.4	2	110	46	84
H	Ingeniero Cassaffousht	"	-53 E	18.0	3	69	46	42
H	Los Molinos Nº 1. . .	"	-57 E	50.0	4	150	34	240
H	Los Molinos Nº 2. . .	"	-58 E	4.9	1	15	34	50
H	Escaba . . . . .	"	-56 E	24.0	3	72	34	142
H	El Nihuil Nº 1 . . . .	"	-56 E	74.0	4	300	46	180
H	San Roque . . . . .	"	-59 E	24.0	4	72	34	118
D	Presidente Sarmiento.	"	-56 E	8.0	4	32	46	
<i>Plantas en construcción</i>								
H	Millún. . . . .	A y EE	1958-63 C	32.0	2	128	46	70
H	Pueblo Viejo . . . . .	"	1958-64 C	15.0	2	60	46	190
H	Corralito. . . . .	"	-60 C	16.0	2	56	46	302
H	Ingeniero Romero . .	"	-60 C	6.2	2	31	57	13
H	Ingeniero Céspedes . .	"	1957-60 C	5.0	2	20	46	12
H	Ingeniero Roelín. . . .	"	1958-63 C	33.0	3	66	23	36
H	Florentino Amoghino	"	1958-63 C	47.0	2	94	28	56
H	El Nihuil Nº 2 . . . .	"	1950-62 C	85.0	4	340	46	184
H	Los Quirogas . . . . .	"	1958-60 C	1.9	2	8	46	4
V	Nueva Dock Sud (Bue- nos Aires) . . . . .	"	1958-63 C	600.0	5	2 400	46	
V	Tucumán (Los Vás- quez) . . . . .	"		30.0	3	120	46	
V	Mar del Plata . . . . .	"		54.0	4	216	46	
D	Salta . . . . .	"	-60 C	8.9	9	36	46	
D	Santiago del Estero . .	"	-60 C	10.4	7	42	46	
<i>Plantas en proyecto (1960-69)</i>								
A) Zona del Gran Buenos Aires								
V	Nuevo Puerto . . . . .		69 P	400.0	2			
V	Puerto Nuevo . . . . .		68 P	360.0	2			
V	Calchines-Santa Fé . .		65 P	60.0	2			
	Transmisión. . . . .			1 420.0				
	Distribución. . . . .			1 420.0				
B) Zona de Córdoba E.P.E.C.								
V	Villa María. . . . .	"	-63 P	66.0	2			
H	Río Tercero III. . . . .	"	-63	36.0	3			
V	Dean Funes (ampl.) . .	"	-68	66.0	2			
	Transmisión. . . . .	"		163.0				
	Distribución. . . . .	"		163.0				
C) Zona de Mendoza								
V	2 plantas térmicas . .		-69 P	30.0	2			
	Transmisión. . . . .			123.0				
	Distribución. . . . .			123.0				
D) Zona de Tucumán								
V	Los Vásquez . . . . .		-67 P	10.0	1			
	Transmisión. . . . .			42.0				
	Distribución. . . . .			42.0				

## TEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO

Caudal m <sup>3</sup> /s	Aducción		Vapor		Dato original del costo total		Costo total (Millones de dólares de 1959) <sup>e</sup>	Costo por kW	
	Largo (km)	Tipo <sup>c</sup>	Tempe- ratura °C	Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Parte	Parte en		Total (Dólares de 1959)	Porcien- to en divisas
					en M.N. (Pesos <sup>a</sup> de 1959)	divisas (Dólares de 1959)			
Millones									
			535	110	2 979	36.30	96.97	303	37
20	3.2	T			804	2.16	18.53	676	12
52	0.9	T			508	1.56	11.91	662	13
24	5.1	T			1 304	3.64	30.20	604	12
12	1.5	T			236	0.53	5.34	1 090	10
22	4.0	T			e	7.29	10.28	428	...
50	5.7	T			1 234	3.35	28.48	385	12
24	4.2	T			396	1.58	9.64	402	16
					127	1.04	3.63	454	29
52	2.7	C			416	3.40	11.87	371	29
9	20				437	0.86	9.76	651	9
6	10.0	T			663	1.63	15.13	946	11
50		C			191	0.73	4.62	745	16
52		C			171	0.61	4.09	818	15
120					473	3.20	12.83	389	25
100					949	3.76	23.09	491	16
54	9.9	T			1 521	4.45	35.43	417	13
60		C			95	0.15	2.08	1 095	7
			565	123	2 843	72	129.90	216	55
			460	44	168	6.30	9.72	324	65
			500	80	735	9.40	24.37	451	39
					88	1.59	3.38	380	47
					105	1.28	3.42	327	37
					13.85	36.67	59.24	148	62
					12.41	32.32	52.55	146	61
					4.04	8.38	14.96	249	56
					39.64	40.22	104.83	74	38
					152.09	46.00	293.91	207	16
					5.53	9.13	18.14	275	50
					5.91	3.05	12.68	352	24
					4.76	8.14	15.90	241	51
					16.33	6.65	33.27	204	20
					25.44	8.25	49.72	305	17
					4.48	5.72	13.52	451	42
					9.76	8.79	24.70	201	36
					17.42	5.65	34.04	277	17
					1.79	1.09	4.01	401	27
					0.35	0.70	1.27	30	55
					5.43	1.55	10.40	248	15

(Continúa)



Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Empresa propietaria	Período de construcción <sup>b</sup>	Potencia y número de unidades		Energía generable media anual (GWh)	Factor de planta (Porcentaje)	Altura de caída (m)
				MW	Nº			
E) Zona del Alto Valle del Río Negro								
D	Alen. . . . .		-68 P	13.0	9			
	Transmisión. . . . .			20.0				
	Distribución. . . . .			20.0				
F) Zona de Resistencia-Corrientes								
V	Barranqueras . . . . .		-64 P	30.0	3			
V	Corrientes . . . . .		-69 P	10.0	1			
	Transmisión. . . . .							
	Distribución. . . . .			26.0				
Resumen								
Plantas recién construidas								
	Plantas hidroeléctricas			222.3				
	Plantas a vapor . . . .			320.0				
	Plantas diesel . . . . .			8.0				
Plantas en construcción y en proyecto								
	Plantas hidroeléctricas			277.1				
	Plantas a vapor . . . .			1 735.3				
	Plantas diesel . . . . .			13.0				
	Transmisión. . . . .			1 768.0				
	Distribución. . . . .			1 784.0				

FUENTES Y NOTAS: Agua y Energía Eléctrica, *Centrales Eléctricas*. (Buenos Aires, noviembre de 1959.)

Tjipetts - Abbott - McCarthy - Stratton y Kennedy, Donkin, *Estudio de Problemas Eléctricos Argentinos*. (Buenos Aires, 1960.)

A y EE = Agua y Energía Eléctrica.

E.P.E.C. = Empresa Provincial de Energía de Córdoba.

Las plantas en proyecto se han seleccionado del informe *Estudio de Problemas Eléctricos Argentinos* e incluyen sólo a aquéllas, o etapas de aquéllas, cuya iniciación está programada con posterioridad a 1960.

Existen dos proyectos hidroeléctricos de gran importancia pero cuya construcción no está considerada para un futuro próximo: son las centrales de El Chocón y el proyecto internacional de Salto Grande. La potencia y costo de ellos son los siguientes, indicándose para Salto Grande sólo los valores correspondientes a Argentina.

Central	Potencia	Dato original del costo total		Costo total (Millones de dólares de 1959)	Costo por kilovatio	
		Parte en M. N. (Pesos de 1959)	Parte en divisas (Dólares de 1959)		Total (Dólares de 1969)	% en divisas
		Millones				
Chocón . . . . .	900	3 575	57	130	145	40
Transmisión . . . . .		3 780	87	164	182	53
Total . . . . .		7 355	144	294	327	49
Salto Grande . . . . .	770	4 161	106	191	248	55
Transmisión . . . . .		1 879	41	82	107	54
Total . . . . .		6 040	150	273	355	55

a H = Hidroeléctrica; V = Vaporoeléctrica; D = Dieseléctrica.

b E = En exploración; C = En construcción; P = En proyecto.

c T = Túnel; C = Canal.

d Los datos originales de la parte en moneda nacional de las plantas en proyecto están expresados en millones de dólares al cambio de 80 pesos por dólar.

e Los gastos locales en moneda nacional de las plantas recién construidas y en construcción se expresaron en dólares de 1959 usando el cambio de paridad de 1 dólar = 49.1 pesos.

## I (Continuación)

## TEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO

Caudal m <sup>3</sup> /s	Aducción		Vapor		Dato original del costo total		Costo total (Millones de dólares de 1959) <sup>e</sup>	Costo por kW	
	Largo (km)	Tipo <sup>c</sup>	Tempe- ratura °C	Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Parte en M.N.	Parte en		Total (Dólares de 1959)	Porcien- to en divisas
					(Pesos <sup>a</sup> de 1959)	(Dólares de 1959)			
					Millones				
					0.85	2.86	4.24	326	67
					2.56	1.35	5.52	276	24
					2.02	0.55	3.84	192	14
					6.00	4.00	13.78	459	29
					1.79	1.09	4.01	401	27
					5.89	1.60	11.20	431	14
						15.57	114.48	515	13
						36.30	96.97	303	37
						1.04	3.63	454	29
						21.84	131.58	475	17
						197.11	366.90	212	
						2.86	4.24	326	67
						57.71	169.59	96	34
						63.60	403.11	226	16

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Empresa propietaria	Periodo de construcción <sup>b</sup>	Potencia y número de unidades		Vapor	
				MW	Nº	Temperatura (°C)	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )
<i>Plantas en construcción y proyecto</i>							
H	Sistema Tres Marias. . . . .	CEMIG	-65 P	520	8		
H	Sistema Furnas. . . . .	CEF	1961-65 P	1 110	8		
<i>Sistema Río Grande do Sul</i>							
H	Yacuí (1ª etapa) . . . . .	CEEE	1959-61 C	70	3		
H	Yacuí (2ª etapa) . . . . .	CEEE	1961-63 P	70	3		
V	Candiota (1ª etapa) . . . . .	CEEE	1959-60 C	20	2	435	35
V	Candiota (2ª etapa) . . . . .	CEEE	1960-62 P	20	1	450	38
H	Paredao. . . . .	CEEE	-66 P	65	2		
V	Charqueadas (1ª etapa) . . . . .	CEEE	1959-60 C	45			
V	Charqueadas (2ª etapa) . . . . .	CEEE	1961-64 P	50			
V	São Gerónimo (3ª etapa) . . . . .	CEEE	1959-61 C	25			
	Fronteira Oeste (Usina regional) . . . . .	CEEE	1959-62 C	72.5			
V	a) Usina Alegrete . . . . .	CEEE	-62	60	3	485	63
D	b) Refuerzo de las usinas diesel . . . . .	CEEE	-60	10			
V	c) Grupo turbo-alternador de Uruguaiiana . . . . .	CEEE	-61	2.5			
H	Río das Antas (1ª etapa) . . . . .	CEEE	1959-67 C	70	1		
H	Río das Antas (2ª etapa) . . . . .	CEEE	1967-68 P	70	1		
H	Tainhas. . . . .	CEEE	-68 P	70			
D	Centrales diesel . . . . .	CEEE	1959-60 C	11			
H	Passo Fundo. . . . .	CEEE	-66 P	220	4		
	<i>Total. . . . .</i>		1959-66	878.5			
<i>Sistema Leste</i>							
H	Paulo Alfonso (ampliación) . . . . .	CHESF	1959-61 C	130	2		
H	Paulo Alfonso (ampliación) . . . . .	CHESF	-66 P	370	5		
	<i>Total. . . . .</i>		1959-66	500	7		
<i>Sistema Peixoto</i>							
H	Peixoto (1ª y 2ª unidad con obras civiles e hidráulicas para 10 unidades) . . . . .	CPFL	-57	95			
H	Peixoto (3ª y 4ª unidad) . . . . .	COFL	-60 C	95			
H	Peixoto (5ª, 6ª, 7ª, 8ª, 9ª y 10ª unidad) . . . . .	CPFL	-66	285			
	<i>Total. . . . .</i>			475			
<i>Resumen</i>							
<i>Plantas en construcción y proyecto</i>							
1) Hidroeléctrica:							
a) Plantas con costo de transmisión . . . . .				2 765.0			
b) Plantas sin costo de transmisión . . . . .				475.0			
2) Térmicas (con costo de transmisión) . . . . .							
				243.5			

FUENTES Y NOTAS: Companhia Paulista de Força e Luz, Relatório da Diretoria (1959). Comissão Estadual de Energia Elétrica, Plano de 1 millón de kW. Comisión Hidroeléctrica del valle de San Francisco, Plano de Electrificación do Nordeste. Mario Penna Behring, Financiamento de la Exposición del Suministro de Energía Eléctrica en el estado de Minas Gerais (ST/ECLA/CONF.7/L.1.36).

a H = Hidroeléctrica; V = Vaporoeléctrica; D = Diesel eléctrica.

b C = En construcción; P = En proyecto.

c El tipo de cambio usado fue de 109.3 cruzeiros por 1 dólar (cambio de paridad del año 1959).

d Todas las plantas incluyen costo de transmisión, a excepción de Peixoto.

e Incluido en "Parte en M.N."

J  
MAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO

Línea de transmisión		Dato original del costo total		Costo total (Millones de dólares de 1959) <sup>c</sup>	Costo por kilovatio					
		Parte en m. n. (Cruce-ros de 1959)	Parte en divisas (Dólares de 1959)		Total (Dólares de 1959) <sup>a</sup>	Porcién-tos en divisas	Generación		Transmisión	
km	kV	Millones					(Millo-nes de dólares de 1959)	Porcién-to en divisas	(Millo-nes de dólares de 1959)	Porcién-to en divisas
275	300	11 200.0	38.2	140.9	271	27	...		...	
270	138	26 000.0	83.0	320.9	289	26	...		...	
532	138	1 785.9	10.7	27.0	386	40	...		...	
275	138	1 779.8	12.1	28.4	406	43	...		...	
160	138	346.0	3.5	6.7	335	52	...		...	
50	69	171.0	1.2	2.8	140	43	123	41	17	59
	138	1 396.0	5.5	18.3	282	30	204	27	77	38
		403.8	2.7	6.4	142	42	...		...	
		630.0	10.5	16.3	300	64	...		...	
		148.0	6.5	7.8	312	83	...		...	
715	138	1 815.3	7.5	24.1	332	31	192	51	140	4
	69									
	138	4 215.0	7.7	46.3	330	17	284	14	47	38
	220	1 968.8	15.3	33.3	476	46	...		...	
		164.4	2.6	4.1	373	63	...		...	
	220	3 415.0	12.2	43.5	198	28	134	24	63	37
		18 239.0	98.0	264.9	302	37				
450	220	2 480.0	15.0	37.7	290	40	138	32	152	47
456	220	5 900.0	33.0	87.0	235	38	179	39	56	35
		8 380.0	48.0	124.7	249	38				
		1 931.4	e	17.7	186	...	186	...	—	
		935.9	e	8.6	91	...	91	...	—	
		1 920.0	15.2	32.8	115	46	115	46	—	
		...	...	59.1	124	...	124	...	—	
				783.3	283	30				
				59.1	124	46				
				68.2	281	50				

CEMIC = Centrales "Eléctricas de Minas Gerais".  
 CEF = Central Eléctrica de Furnas S. A.  
 CEEE = Comissão Estadual de Energia Eléctrica.  
 CHESF = Companhia Hidro-Eléctrica do São Francisco.  
 CPFL = Companhia Paulista de Força e Luz.

Cuadro K

## COLOMBIA: COSTO DE INVERSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Empresa propie- taria	Período de cons- truc- ción <sup>b</sup>	Potencia y número de unidades		Dato original del costo total			Costo total (Miles de dólares de 1959) <sup>c</sup>	Costo por kW	
				MW	Nº	Parte en M. N. (Miles de pesos)	Parte en divisas (Miles de dólares)	Año de evalua- ción		Total (Dóla- res de 1959)	Porcien- to en divisas
<i>Plantas recién construidas</i>											
V	Cospique. . . . .	E. de Bolívar	-59 E	10.0		9 000	1 100	1959	3 350	335	33
V	Yumbo (1ª etapa). . . . .	E. de Anchicaya	-58 E	12.0		9 473	2 287	1958	4 862	405	48
V	Yumbo (2ª etapa). . . . .	E. de Anchicaya	-60 E	24.0		11 873	3 687	1958	6 928	289	53
H	Lebrija . . . . .	E. de Lebrija	-54 E	9.0		12 359	1 043	1954	5 766	641	20
	Línea de transmisión . . . . .	"		9.0		80	356	1954	431	48	93
T	Rafael Hernández . . . . .	E. E. de Sincelajo	-54 E	1.5		1 200	a	1953	675	450	...
H	La Ventana . . . . .	E. E. de Tolima	-60 E	6.0		8 500	a	1959	1 805	301	...
	Línea de transmisión. . . . .	"		6.0		2 700	a	1959	571	95	...
<i>Plantas en construcción y pro- yecto</i>											
I. Sistema Río Bogotá . . . . .		E. E. de Bogotá									
<i>1º) Plantas del Río Bogotá</i>											
H	Laguneta (4ª unidad). . . . .	"	1959-60 C	18.0	1	500	620	1959	745	41	83
H	Salto II . . . . .	"	1959-62 C	66.0	1	12 083	3 146	1959	6 167	93	51
H	Charquito II. . . . .	"	1961-63 P	10.5	1	14 540	1 719	1959	5 354	509	32
H	Nensa. . . . .	"	1961-64 P	25.0	1	11 900	2 177	1959	5 152	206	42
H	Canoas . . . . .	"	1962-64 P	24.0	1	26 700	2 400	1959	9 075	378	26
H	Río Bogotá N° 5 (1ª y 2ª unidad) . . . . .	"	1960-66 P	124.0	2	89 200	12 350	1959	34 650	279	35
	Río Bogotá N° 6 (1ª y 2ª unidad) . . . . .	"	1966-68 P	105.5	2	152 000	21 000	1959	59 000	563	36
<i>2º) Obras comunes . . . . .</i>											
	Pulmón de Laguneta . . . . .	"	1959-60 C			1 490	3	1959	376		1
	Canal de fuga de Salto I . . . . .	"	1959-60 C			1 207	10	1959	312		3
	Pulmón de Charquito II . . . . .	"	1963-64 P			1 150	75	1959	362		21
	Embalse de Tomíné (1ª, 2ª, 3ª y 4ª etapa) . . . . .	"	1959-67 P			73 900	3 365	1959	21 840		15
	Obras de Alicachín . . . . .	"	1962-63 P			1 245	91	1959	402		23
	Subtotal (1º + 2º) . . . . .	"		373.0		385 915	46 956	1959	143 435	384	33
<i>3º) Transmisión y distribu- ción</i>											
		"	1959-68	373.0		43 689	33 348	1959	44 270	119	75
	Total (1º + 2º + 3º) . . . . .	"	1959-68	373.0		429 604	80 304	1959	187 705	503	43

1b. Central a vapor de Zap- quera . . . . .	E. E. de Bogotá	-61 C	33.0
II. Sistema de Barranquilla . . . . . C.C.E.			
V El Río (8ª unidad) . . . . .	"	-60 C	16.5
V El Río (9ª unidad) . . . . .	"	1962-64 P	16.5
Línea de transmisión . . . . .	"		33.0
Total . . . . .	"		33.0
III. Sistema de Sta. Marta-Cié- naga C. C. E. . . . . C.C.E.			
D El pueblito (7ª unidad) . . . . .	"	1960-60 C	1.0
H Río Tucurínca . . . . .	"	1961-66 P	38.0
Línea de transmisión . . . . .	"		39.0
Total . . . . .		1960-66	39.0
IV. Sistema de Girardot . . . . . C.C.E.			
D Girardot (9ª unidad) . . . . .	"	1961-61 P	1.0
H Río Salsipuedes( 1ª y 2ª uni- dad) . . . . .	"	1961-64 P	6.0
V Nueva central de vapor . . . . .	"	1966-68 P	3.3
Total . . . . .		1961-68 P	10.3
V. Sistema de Honda-Mariquita . . . . . C.C.E.			
D Gualí (7ª, 8ª y 9ª unidad) . . . . .	"	1960-68 P	3.0
VI. Sistema Palmida-Buga . . . . . C.E.E.			
D El Morro (5ª unidad) . . . . .	"	1960-61 P	1.5
H Guadalajara (1ª unidad) . . . . .	"	1960-62 P	3.0
H Río Amaime (1ª, 2ª y 3ª unidad) . . . . .	"	1960-64 P	12.0
H Río Guabas (1ª y 2ª unidad) . . . . .	"	1962-65 P	7.0
Total . . . . .	"	1960-65 P	23.5
VII. Sistema Buenaventura . . . . . C.C.E.			
D El Tabor (8ª, 9ª y 10ª uni- dad) . . . . .	"	1961-68 P	3.0

1	15 700	4 800	1959	8 725	264	55
1	4 000	2 800	1959	3 800	230	73
1	4 000	2 800	1959	3 800	230	73
	3 700	750	1959	1 675	51	45
2	11 700	6 350	1959	9 275	281	68
			1959			
1	900	300	1959	525	525	57
1	30 400	7 600	1959	15 200	400	50
	900	300	1959	525	14	57
2	32 200	8 200	1959	16 250	417	50
			1959			
1	900	300	1959	525	525	57
2	8 000	1 200	1959	3 200	533	37
1	2 500	700	1959	1 325	402	53
4	11 400	2 200	1959	5 050	490	44
			1959			
3	2 700	900	1959	1 575	525	57
			1959			
1	960	320	1959	560	373	57
1	5 300	560	1959	1 885	628	30
3	12 000	2 200	1959	5 200	433	42
2	8 300	1 300	1959	3 375	482	38
7	26 560	4 380	1959	11 020	469	40
			1959			
3	2 700	900	1959	1 575	525	57

(Continúa)

**Cuadro K (Continuación)**  
**COLOMBIA: COSTO DE INVERSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO**

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Empresa propietaria	Período de construcción <sup>b</sup>	Potencia y número de unidades		Dato original del costo total			Costo total (Miles de dólares de 1959) <sup>c</sup>	Costo por kW	
				MW	Nº	Parte en M. N. (Miles de pesos)	Parte en divisas (Miles de dólares)	Año de evaluación		Total (Dóla-res de 1959)	Porcien-to en divisas
	Líneas de distribución y misceláneos de los sistemas II a VII. . . . .	"		111.8		22 600	5 300	1959	10 950	98	48
	VIII. Sistema C. V. C. . . . .	C.V.C.						1959			
V	Yumbo III. . . . .	"	-61 C	33.0	1	8 800	4 000	1959	6 200	188	64
H	Calima I (1ª y 2ª unidad) . . . . .	"	-63 C	120.0	2	52 100	16 000	1959	29 025	242	55
H	Timba. . . . .	"	-66 P	60.0	1	34 900	13 100	1959	21 825	364	60
H	Calima II (1ª unidad) . . . . .	"	-67 P	40.0	1	25 900	10 100	1959	16 575	414	61
	Transmisión y distribución . . . . .	"		253.0		27 600	11 300	1959	18 200	72	62
	Total . . . . .	"	-67	253.0	5	149 300	54 400	1959	91 725	363	59
	IX. Sistema Medellín . . . . .	E.P. Medellín									
H	1º) Centrales hidroeléctricas y obras hidráulicas . . . . .	"	1959-70	492.0		201 500	26 500	1959	76 875	156	34
	2º) Transmisión y distrib. . . . .	"		492.0		71 000	24 500	1959	42 250	86	58
	Total . . . . .		1959-70	492.0		272 500	51 000	1959	119 125	242	43
	X. Sistema Electraguas <sup>e</sup> . . . . .	Electraguas						1959			
	Centrales térmicas. . . . .	"	C	56.8		24 100	8 700	1959	14 725	259	59
	Centrales hidroeléctricas . . . . .	"	C	59.4		43 500	7 400	1959	18 275	308	40
	Centrales térmicas. . . . .	"	P	10.0		4 500	1 600	1959	2 725	272	59
	Centrales hidroeléctricas . . . . .	"	P	72.6		41 300	8 600	1959	18 925	261	45
	Total . . . . .			198.8		113 400	26 300	1959	54 650	275	48



Resumen

Plantas en construcción y proyecto

1º) Plantas hidroeléctricas y obras hidráulicas. . . . .	1 283.0	849 115	141 516	353 795	276	40
2º) Plantas térmicas. . . . .	178.6	71 760	28 120	46 060	258	61
3º) Transmisión y distribución. . . . .	1 262.8	169 489	75 498	117 870	93	64

FUENTES Y NOTAS: OLAP — Ingeniera, "Development Programme — Report 43-10" (junio de 1959). CVC, "The C.V.E. Power Programme 1960-70, Anexo (1º de diciembre de 1959). Cía. Colombiana de Electricidad, *Perspectivas de Ensanche 1960-70*, Informaciones directas de la empresa. Trabajo inédito del Grupo Asesor CEPAL (autor Sr. J. L. Astelarra). C.C.E. = Compañía Colombiana de Electricidad. C.V.C = Comisión del Valle del Cauca. Electraguas = Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico.

a H = Hidroeléctrica; V = Vaporeléctrica; D = Deseleléctrica.

b E = En explotación; C = En construcción; P = En proyecto.

c Para actualizar los datos de los años anteriores a 1959 se utilizaron: el índice del costo de la vida para la parte en moneda nacional y el deflactor del producto nacional bruto de los Estados Unidos para la parte en dólares. El tipo de cambio usado fue 1 dólar = 4.00 pesos (cambio de paridad en 1959).

d Incluido en la columna "Parte en M. N."

e No corresponde al programa total de Electraguas, sino al conjunto de algunas centrales sobre las que se contaba con datos.

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Año de puesta en servi- cio	Potencia y número de unidades		Energía genera- ble media anual (GW)	Factor de planta (Porcien- to)	Caída (m)	Caudal (m <sup>3</sup> /s)
			MW	Nº				
<i>Recientemente construidas</i>								
H	Los Molles . . . . .	1952	16	2	56	40.0	1 153	1.9
H	Cipreses . . . . .	1955	103	3	590	65.4	358	36.0
H	Abanico . . . . .	1948	135	4	580	49.0	147	112.0
		1960		2				
H	Pilmaiquén . . . . .	1944	35	3	240	78.3	32	130.0
		1951		2				
	<i>Total . . . . .</i>		<u>289</u>					
	Central Diesel . . . . .		5		17.5	40.0	—	—
<i>En construcción y pro- yecto</i>								
H	Rapel <sup>c</sup> . . . . .	1965	350	5	830	27.1	100	600.0
H	Isla . . . . .	1963	68	2	450	75.5	92	84.0
H	Pullinque . . . . .	1962	49	3	252	58.7	47	120.0
H	Piriquina . . . . .	1962	4	2	20	57.1	13	45.0
H	Chapiquiña . . . . .	1964	20	4	110	62.7	910	2.7
H	Cuncumén . . . . .	...	29	2	208	81.9	600	6.0
H	Cabimbao . . . . .	...	300	4	670	25.5	90	500.0
H	Maule . . . . .	1967	240	3	1 650	78.5	299	95.0
H	Garzas . . . . .	...	144	3	980	77.6	190	90.0
H	Lago Laja . . . . .	1970	340	5	715	24.0	360	125.0
H	Ojos de Agua . . . . .	...	80	2	350	49.9	85	120.0
H	Collipulli . . . . .	...	32	2	122	43.5	56	70.0
H	Canutillar . . . . .	1970	194	4	850	50.0	235	235.0
	<i>Total . . . . .</i>		<u>1 850</u>					
V	Vapor I (Cía. Chilena)	1961	100			—	—	—
V	Vapor II (Cía. Chilena)	1970	100			—	—	—
	<i>Total . . . . .</i>		<u>200</u>					
Ampliación por la ENDESA del sistema interconectado (1962-72)								
	Generación y transmisión.		933					
	Interconexión . . . . .		933					
	Distribución . . . . .							

FUENTES Y NOTAS: Informaciones directas de la ENDESA y Cía. Chilena de Electricidad. Las plantas hidroeléctricas corresponden a una selección hecha por los auto-  
<sup>a</sup> H = Hidroeléctrica; V = Vaporoeléctrica; D = Dieseleléctrica.  
<sup>b</sup> Para expresar el costo de inversión total en dólares de 1959 se sumó a la cifra de la parte del costo en dólares, la del costo en moneda nacional transformada a  
<sup>c</sup> Habrá una etapa con sólo 280 MW instalados que tendrá una producción de energía anual también de 830 GWh, que arrojará un promedio de 200 dólares/kW.  
<sup>d</sup> En dólares de 1959.

## L

## MAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO

Regulación		Aducción		Dato original del costo total		Costo total (Millones de dólares de 1959) <sup>b</sup>	Costo por kW	
Tipo	Volumen 1 000 (kWh)	Tipo	Longitud (km)	Parte en M. N. (Pesos de 1959)	Parte en divisas (Dólares de 1959) <sup>b</sup>		Total (Dólares de 1959)	Porcentaje en divisas
Millones								
Diaria	36	Canal	17.0	3 400	2.8	5.4	338	52
Estacional	115 000	Túnel	8.6	18 100	10.1	23.9	232	42
		Canal	7.1	17 600	12.8	26.2	194	49
Estacional	7 300	Canal	0.5	2 700	4.4	6.5	186	68
				41 800	30.1	62.0	214	48
—	—	—	—			1.9	380	...
Estacional	75 000	} Túnel	4.2	27 100	13.7	34.3	98	40
			Canal	1.6	10 900	2.5	10.8	159
Diaria	406	} Túnel	1.4	600	3.1	3.6	90	86
			Canal	3.1	3 100	1.9	4.3	215
Diaria	42	} Túnel	4.5	8 800	1.6	8.3	286	19
Diaria	80		Canal	3.2	47 700	12.3	48.6	162
Estacional	140 000	} Túnel	16.6	45 900	8.8	43.7	182	20
Diaria	330		Canal	5.5	26 300	5.8	25.8	179
—		} Túnel	8.0	18 700	14.2	28.4	84	50
Interanual	4 335		Canal	6.5	11 200	4.0	12.5	156
Diaria	676	} Túnel	6.8	7 500	1.5	7.2	225	21
Estacional	4 778		Canal	6.5	17 900	5.7	19.3	99
Interanual	418	Túnel	6.5	235 900	76.9	256.4	139	30
—	—	—	—	8 000 <sup>a</sup>	13.0	19.4	194	67
—	—	—	—	7 400 <sup>a</sup>	11.6	17.5	175	66
				15 400 <sup>a</sup>	24.6	36.9	185	67
				185 400	54.9	196.0	210	28
				24 400	10.9	29.5	32	37
				—	—	—	223	23

res de influencia de la magnitud y características de una central hidroeléctrica en el costo de las obras (ST/ECLA/CONF.7/L.1.46).

dólares aplicando el cambio de paridad de 1.314 pesos por dólar.

## Cuadro M

## PERÚ: COSTO DE INVERSIÓN POR REGIÓN DE PLANTAS ELÉCTRICAS DE SERVICIO PÚBLICO

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Período de construcción	Potencia y número de unidades		Energía generable media anual 10 <sup>6</sup> kWh	Factor de planta (Porcentaje)	Altura de caída (m)	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Costo total		Costo total por kW (Dólares de 1959)
			MW	Nº					Dato original en moneda nacional (Soles de 1956)	Expresado en dólares de 1959 <sup>b</sup>	
<i>Programa 1956-74</i>											
<i>Región de Lima</i>											
H	Callahuanca (2ª etapa) . . .	-58	31.0	1	187	69	425	8.5	65.0	3.63	117
H	Huampani . . . . .	1956-60	29.6	2	170	66	170	17.0	151.0	8.57	290
H	Huinco (1ª etapa) . . . . .	1958-60	120.0	2	687	65	1 200	12.5	421.0	23.88	198
	Marcapomacocha . . . . .										
H	a) Huinco (2ª etapa) . . . . .	1961-67	120.0	2	302	29	1 200	12.5	128.0	7.18	60
H	b) Callahuanca (3ª etapa) . . . . .	1961-67	31.0	1	122	45	425	8.5	45.5	2.61	84
	c) Obras de embalse . . . . .		151.0						225.9	12.72	84
	d) Transmisión . . . . .		151.0						39.0	2.20	14
	Subtotal (a+b+c+d) . . . . .		151.0	3					438.4	24.71	163
H	Mantaro (3ª etapa) . . . . .	1967-70	249.0	3			980	30.0	871.0	49.30	198
V	Callao . . . . .	1957-60	75.0	3	350	53			281.0	15.81	211
	Total . . . . .		655.6	14						125.90	192
<i>Región central de la Costa</i>											
H	Cahua (1ª etapa) . . . . .	1957-60	27.2	2			269	12.0	186.0	10.52	387
H	Cahua (2ª etapa) . . . . .	1962-65	27.2	2			257	13.0	60.0	3.37	124
H	Platanal (1ª etapa) . . . . .	1959-62	45.0	3	256	65	524	7.0	305.0	17.26	384
H	Platanal (2ª y 3ª etapas) . . . . .	1963-72	60.0	2			524	6.5	184.0	10.34	173
H	Cañete-Imperial . . . . .	1957-59	2.8	2			67	5.0	15.6	0.89	318
D	Huacho . . . . .	1957-59	0.9	3					4.5	0.25	278
D	Pativilca . . . . .	1957-59	0.6	2					3.0	0.17	284
D	Ica . . . . .	1957-60	1.2	4					6.0	0.35	292
D	Pisco . . . . .	1957-61	0.9	3					4.5	0.25	278
D	Chincha . . . . .	1957-60	0.6	2					3.0	0.17	282
D	Mala . . . . .	1957-64	1.5	5					7.5	0.42	280
D	Cañete . . . . .	1957-57	0.3	1					1.5	0.09	300
	Total . . . . .	1957-72	168.2	31						44.08	262
<i>Región minera central</i>											
H	San Mateo . . . . .	1957-59	3.6	2			80	5.4	22.8	1.28	356
H	Tamboraque . . . . .	1957-60	27.2	2			402	8.0	117.8	6.67	245

H	Paucartambo (1ª etapa) . . . . .	-57	64.2	3
H	Paucartambo (2ª etapa) . . . . .	1959-61	21.4	1
H	Mantaro (1ª etapa) . . . . .	1958-63	332.0	4
H	Mantaro (2ª etapa) . . . . .	1965-73	498.0	6
H	Chiriz-Chichu (1ª etapa) . . . . .	1958-62	7.4	2
H	Chiriz-Chichu (2ª etapa) . . . . .	1966-68	7.3	1
	<i>Total.</i> . . . . .		961.1	21

*Región Santa-Trujillo*

H	Cañón del Pato (1ª etapa) . . . . .	-58	52.0	2
H	Cañón del Pato (2ª etapa) . . . . .	1958-60	26.0	1
H	Cañón del Pato (3ª etapa) . . . . .	1961-65	78.0	3
H	Huamanzana-Santa . . . . .	1966-70	68.0	2
D	Trujillo (1ª etapa) . . . . .	1957-57	3.0	4
D	Trujillo (2ª etapa) . . . . .	1962-62	1.5	2
	<i>Total.</i> . . . . .		228.5	14

*Región del Cuzco*

H	Machu-Pichu (1ª etapa) . . . . .	-58	32.0	2
H	Machu-Pichu (2ª y 3ª etapas) . . . . .	1958-65	79.5	3
H	Corimarca . . . . .		1.8	1
D	Central Diesel . . . . .	1957-57	1.95	1
V	Central a vapor . . . . .	1959-59	4.0	1
	<i>Total.</i> . . . . .		119.25	8

*Región Arequipa*

H	Charcani IV (1ª etapa) . . . . .	1958-61	5.2	1
H	Charcani IV (2ª y 3ª etapas) . . . . .	1963-68	10.4	2
V	Central a vapor . . . . .	1970-70	12.0	3
	<i>Total.</i> . . . . .		27.6	6

*Región Norte*

A) <i>Zona de Chiclayo</i>				
V	1ª central a vapor . . . . .	1959-64	5.0	2
V	2ª central a vapor . . . . .	1967-74	16.0	4
B) <i>Zona de Piura</i>				
D	Centrales Diesel . . . . .	1959-73	10.8	6
C) <i>Zona de Tumbes</i>				
D	Centrales Diesel . . . . .	1958-71	1.83	5
	<i>Total.</i> . . . . .	1958-74	33.63	17

*Región Sur*

A) <i>Zona Moquegua</i>				
D	Centrales Diesel . . . . .	1957-62	0.3	3

437	78	502	15.3	379.0	21.43	334
84	45	483	5.1	38.0	2.18	102
2 060	78	980	30.0	816.0	46.20	139
		969	30.0	875.0	49.60	89
		591	1.5	79.9	4.52	610
		591	1.5	34.5	1.93	264
					133.81	139
		408	16.0	498.0	28.14	541
		411	8.0	40.0	2.32	89
		492	24.0	445.0	25.10	322
		176	45.0	262.0	14.84	218
15.8	60			10.5	0.59	197
10.3	78			6.0	0.34	227
					71.33	312
		316	12.0	156.0	8.83	276
		316	20.0	191.8	10.85	136
6.5	41	180	1.2	11.1	0.62	344
10.5	61			7.1	0.40	205
				12.0	0.68	170
					21.38	179
		140	5.0	46.0	2.61	500
		140	5.0	32.0	1.81	174
56	53			36.0	2.04	170
					6.46	234
				17.0	0.96	192
				50.6	2.87	180
				38.0	2.14	198
				8.7	0.48	262
					6.45	192
				1.7	0.10	333

(Continúa)

## Cuadro M (Continuación)

## PERÚ: COSTO DE INVERSIÓN POR REGIÓN DE PLANTAS ELÉCTRICAS DE SERVICIO PÚBLICO

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Período de construcción	Potencia y número de unidades		Energía generable media anual 10 <sup>6</sup> kWh	Factor de planta (Porcentaje)	Altura de caída (m)	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Costo total		Costo total por kW (Dólares de 1959)
			MW	Nº					Dato original en moneda nacional (Soles de 1956)	Expresado en dólares de 1959 <sup>b</sup>	
									Millones		
<b>B) Zona Toquepala-Ile</b>											
V	Central a vapor (1ª etapa)	1960-60	44.0	2					214.0	12.13	276
V	Central a vapor (2ª y 3ª etapa)	1965-70	66.0	3					240.0	13.60	206
<b>C) Zona Tacna</b>											
D	Centrales Diesel	1957-73	4.22	6					17.4	0.99	235
	<i>Total</i>		114.52	14						26.82	234
<b>Región de Iquitos</b>											
D	Centrales Diesel (1ª, y 5ª etapa)	1957-70	6.75	9					25.8	1.47	218
V	Central a vapor	1973-73	8.0	2	28.0	40			21.2	1.20	150
	<i>Total</i>	1957-73	14.75	11						2.67	181
<b>Varias plantas en Capitales de Departamento</b>											
H	Plantas hidroeléctricas	1956-71	12.4	21					108.8	5.72	461
D	Plantas Diesel	1957-72	7.3	25					34.5	1.96	269
	<i>Total</i>	1956-72	19.7	46						7.68	390
<b>Resumen</b>											
<b>Programa 1956-74</b>											
	1) Plantas hidroeléctricas	1956-74	2 069.2							387.08	187
	2) Plantas a vapor	1956-74	230.0							49.29	214
	3) Plantas Diesel	1956-74	43.65							11.45	262
	4) Red de distribución <sup>c</sup>		688.88						5 233.1	293.8	426

FUENTE: Electricité de France, *Plan de Electrificación Nacional* (1956). El costo de la planta incluye la respectiva transmisión.<sup>a</sup> H = Hidroeléctrica; V = Vaporoeléctrica; D = Dieseléctrica.<sup>b</sup> El tipo de cambio usado fue de 23.2 soles por dólar (cambio de paridad de 1959).<sup>c</sup> Corresponde sólo a distribución en baja tensión, excluidos los consumidores industriales, medianos y grandes.

Cuadro N

## VENEZUELA: COSTO DE INVERSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Empresa propietaria	Periodo de construc- ción	Potencia y número de unidades		Dato original del costo total			Costo total (Millones de dólares de 1959)	Costo por kW <sup>b</sup> (Dólares de 1959)
				MW	Nº	Parte en moneda nacional (Boliva- res)	Parte en divisas (Dóla- res)	Año de evalua- ción		
<i>Plantas recién construidas</i>										
V	La Cabrera. . . . .	CADAFE <sup>c</sup>	1949-54	30.0	3	32.4	e	1959	9.8	330
V	La Mariposa . . . . .	"	-56	75.0	2	45.1	e	1959	13.6	181
V	San Lorenzo . . . . .	"	-58	20.0	2	12.6	e	1959	3.8	190
V	Puerto Cabello . . . . .	"	-59	90.0	3	36.4	e	1959	11.0	122
V	La Fria . . . . .	"	-59	25.0	2	12.5	e	1959	3.8	152
T.C.	Guanta I . . . . .	"	-60	22.5	3	19.3	e	1959	5.8	250
T.C.	Punto Fijo. . . . .	"	-60	12.0	2	4.0	e	1959	1.2	100
D	El Tigre. . . . .	"	-60	3.6	3	2.0	e	1959	0.6 <sup>e</sup>	167
D	Barinas . . . . .	"		1.2		0.9	e	1959	0.3	250
D	Maturín . . . . .	"		6.0	3	2.3	e	1959	0.7	117
D	San Fernando . . . . .	"		1.2		0.8	e	1959	0.3	250
V	Arrecifes I y II . . . . .	Electricidad de Caracas	1949-51	50.0		a	6.8	1950	8.4	168
V	Arrecifes III . . . . .	"	1951-53	38.0		a	5.3	1952	6.0	158
V	Arrecifes IV . . . . .	"	1951-55	38.0		a	5.3	1953	6.1	161
V	Arrecifes V . . . . .	"	1958-59	38.0		a	6.2	1958	6.5	171
V	Tacoa I . . . . .	"	1954-56	40.0		a	5.8	1955	6.4	160
V	Tacoa II. . . . .	"	1954-57	40.0		a	5.3	1955	5.9	148
T.G.	Convento I . . . . .	"	1956-58	22.0		a	3.1	1957	3.3	150
T.G.	Convento II . . . . .	"	1956-59	23.0		a	3.2	1957	3.5	152
<i>Plantas en proyecto</i>										
<i>A. Plan de CADAFE</i>										
V	Puerto Cabello (ampliación)	CADAFE	1961-64	60.0		38.3	e	1959	11.6	193
T.G.	Guanta II . . . . .	"	1961-65	180.0		114.8	e	1959	34.7	194
T.G.	Turbinas de combustión (Va- lencia, Maracay y Sta. Te- resa) . . . . .	"	1962-65	160.0		96.9	e	1959	29.4	184
H	Mucujún. . . . .	"	1961-64	20.0		12.0	e	1959	3.7	185
H	Santo Domingo . . . . .	"	1961-66	154.0		140.0	e	1959	42.8	278
H	Uribante. . . . .	"	1961-75	630.0		460.0	e	1959	141.0	224
H	Guri:									
	a) Sin interconexión con Caracas. . . . .	"	1961-75	1 458.0		955.0	e	1959	292.3	200
	b) Con interconexión con Caracas. . . . .	"	1961-75	2 620.0		1 550.0	e	1959	474.0	181

(Continúa)



Cuadro N (Continuación)

## VENEZUELA: COSTO DE INVERSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Empresa propietaria	Período de construc- ción	Potencia y número de unidades		Dato original del costo total			Costo total (Millones de dólares de 1959)	Costo por kW <sup>b</sup> (Dólares de 1959)
				MW	Nº	Parte en moneda nacional (Bolíva- res)	Parte en divisas (Dóla- res)	Año de evalua- ción		
						Millones				
	Transmisión y distribución .	"								
	a) Sin interconexión con Caracas. . . . .	"		2 662.0		1 590.0	e	1959	485.0	182
	b) Con interconexión con Caracas. . . . .	"		3 824.0		1 711.0	e	1959	522.0	137 <sup>e</sup>
	Unificación de frecuencia .	"				15.0	e	1959	4.6	
	<i>Total plan</i>									
	a) Sin interconexión con Caracas. . . . .			2 662.0		3 422.0	e	1959	1 045.1	393
	b) Con interconexión con Caracas. . . . .			3 824.0		4 138.0	e	1959	1 263.8	330 <sup>e</sup>
	<i>B. Proyecto de la CALEC</i>									
V	Tacoa (ampliación) . . . . .		1960-62	240.0	3	27.8	98.7 <sup>f</sup>	1959	38.2	159
	Transmisión y distribución .					61.7	104.7 <sup>f</sup>	1959	54.5	
	Otros . . . . .					4.5		1959	1.4	
	<i>Total</i> . . . . .			240.0	3	94.0	203.4 <sup>f</sup>	1959	94.1	392
	<i>Resumen</i>									
	Plantas recién construidas <sup>g</sup>									
	1º Vapor . . . . .			484.0						168
	2º Diesel . . . . .			12.0						158
	3º Turbinas a gas. . . . .			79.5						174
	<i>Plantas en proyecto</i>									
	1. Plantas hidroeléctricas (CA- DAFE)									
	a) Sin interconexión con Caracas. . . . .			2 262.0					479.8	212
	b) Con interconexión con Caracas. . . . .			3 424.0					661.5	193
	Plantas térmicas (CADAFE y CALEC)			640.0					113.9	178

<b>III. Sistema Michoacán-Chapala-Guanajuato</b>				
H	Cupatitzio . . . . .	1959-62 C	109.5	3
H	Santa Rosa . . . . .	1959-64 C	60.0	3
	Líneas de transmisión y subestaciones . . . . .		169.5	
	<i>Total</i> . . . . .	1959-64	169.5	6
<b>IV. Sistema Torreón-Chihuahua</b>				
V	La Laguna . . . . .	-59	33.0	1
V	Camargo (1ª unidad) . . . . .	1959-63 C	30.0	1
V	Camargo (ampliación) . . . . .	1963-66 P	30.0	1
	Líneas de transmisión y subestaciones . . . . .		93.0	
	<i>Total</i> . . . . .	1959-63	93.0	3
<b>V. Sistema Sonora -Sinaloa</b>				
H	Mocuzari . . . . .	1959-60 C	9.6	1
H	El Fuerte . . . . .	1959-62 C	60.0	3
V	Guayanas (ampliación) . . . . .	1959-62 C	33.0	1
H	Sanalona . . . . .	1959-62 C	7.0	1
V	Topolobampo . . . . .	1959-63 C	33.0	1
H	El Novillo . . . . .	1959-63 C	90.0	2
	<i>Total</i> . . . . .	1959-63	232.6	9
<b>VI. Sistema Falcón-Monterrey</b>				
V	San Jerónimo (ampliación) . . . . .	1959-60 C	75.0	2
V	Río Bravo . . . . .	1961-64 P	200.0	4
	Líneas de transmisión y subestaciones . . . . .		275.0	
	<i>Total</i> . . . . .	1959-64	275.0	6
<b>VII. Sistema Colotlipa-Acapulco</b>				
V	Las Cruces . . . . .	-59 C	18.0	2
H	La Venta (1ª etapa) . . . . .	1959-63 C	12.0	2
H	La Venta (2ª etapa) . . . . .	1963-64 P	18.0	3
	<i>Total</i> . . . . .	1959-64	48.0	7
<b>VIII. Sistema Mérida</b>				
V	Nachi-Cocom (ampliación) . . . . .	1961-63 P	12.5	2

11	248.0	1959	20.7	189
10	126.1	1959	10.5	175
	124.2	1959	10.3	61
	498.3	1959	41.5	245
99	65.9	1959	5.5	166
	90.0	1959	7.5	250
	75.0	1959	6.2	207
	22.0	1959	1.8	19
	252.9	1959	21.0	226
80	26.4	1959	2.2	229
35	74.7	1959	6.2	103
15	94.4	1959	7.9	239
	23.6	1959	2.0	286
	82.5	1959	6.9	209
1	222.4	1959	18.5	206
	524.0	1959	43.7	188
	212.0	1959	17.6	235
	500.0	1959	41.7	209
	23.4	1959	1.9	7
	735.4	1959	61.2	223
26	81.5	1959	6.8	378
14	84.5	1959	7.0	583
	46.5	1959	3.9	217
	212.5	1959	17.7	369
	32.8	1959	2.7	216

(Continúa)

**Cuadro O (Continuación)**  
**MÉXICO: COSTO DE INVERSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO**  
**(COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD)**

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Período de construcción <sup>b</sup>	Potencia y número de unidad		Porcentaje invertido hasta 1959	Dato original del costo total			Costo total (Millones de dólares de 1959) <sup>c</sup>	Costo por kW		
			MW	Nº		Parte en M.N. (Pesos)	Parte en divisas (Dólares)	Año de evaluación		Total dólares de 1959	Porcentaje en divisas	
												Millones
<b>IX. Sistema Noreste</b>												
D	Parras (ampliación)	1959-59 C	0.35		79	1.4		1959	0.12	343		
H	El Salto	1960-62 P	17.94			60.0		1959	5.0	279		
V	Victoria (ampliación)	1960-61 P	3.0			10.0		1959	0.83	277		
D	Tamazunchala	1961-62 P	1.0			5.0		1959	0.42	420		
D	Jacala	1962-62 P	0.5			2.5		1959	0.20	400		
	<i>Total</i>	1959-62	22.79			78.9		1959	6.57	288		
<b>X. Sistema zona Norte</b>												
V	Calera	1959-61 C	6.0			30.0		1959	2.5	417		
V	Ciudad Juárez	1960-63 P	22.0			66.0		1959	5.5	250		
	<i>Total</i>	1959-63	28.0			96.0		1959	8.0	286		
<b>XI. Sistema zona Noreste</b>												
D	San Felipe	1962-62 P	0.7			3.5		1959	0.3	428		
V	Mazetlah	1962-64 P	10.0			44.8		1959	3.7	370		
V	Mexicali	1961-63 P	150.0			375.0		1959	31.2	208		
V	Tijuana	1961-63 P	50.0			150.0		1959	12.5	250		
V	Santo Domingo	1962-64 P	10.0			30.0		1959	2.5	250		
V	La Paz	1961-63 P	6.0			18.0		1959	1.5	250		
	<i>Total</i>	1961-64	226.7			621.3		1959	51.7	228		
<b>XII. Sistema zona Oriente</b>												
H	Chilepan	1959-60 C	8.0		55	41.5		1959	3.4	425		
H	Chilepan (ampliación)	1961-63 P	16.0			25.0		1959	2.1	131		
	<i>Total</i>	1959-63	24.0			66.5		1959	5.5	229		
<b>XIII. Sistema zona Sureste <sup>g</sup></b>												
V	Villahermosa	1959-60 C	10.75		14	35.3		1959	2.9	270		
V	Juchitán	1959-61 C	12.5			43.3		1959	3.6	288		
H	El Retiro	1960-63 P	10.0			42.0		1959	3.5	350		
V	Tuxtla Gutiérrez	1961-62 P	5.0			18.0		1959	1.5	300		
V	Ciudad del Carmen	1961-62 P	5.0			15.0		1959	1.2	240		
V	Campeche	1960-60 P	6.25			25.5		1959	2.1	336		
	Línea de transmisión		49.50			4.1		1959	0.34	7		
	<i>Total</i>	1959-63	49.50			183.2		1959	15.2	307		

2. Transmisión y distribución de CADAFE	
a) Sin interconexión con Caracas . . . . .	2 662.0
b) Con interconexión con Caracas . . . . .	3 824.0
3. Transmisión y distribución de Caracas . . . . .	240.0

---

FUENTES Y NOTAS: C. A. La Electricidad de Caracas: Informaciones directas.  
 Electricité de France, *Plan Nacional de Electricidad* (mayo de 1960).  
 a V = Vaporélectrica; D = Deseleléctrica; T.G. = Hurbina de gas; H = Hidroeléctrica.  
 b El tipo de cambio usado, fue de 3.2 bolívares por dólar (cambio de paridad de 1959).  
 c Incluido en la columna "Parte en m. n."  
 d Incluido en la columna "Parte en divisas".  
 e Incluye el aumento de la capacidad de la línea de transmisión a Caracas, pero no la de la distribución en esa unidad.  
 f Moneda nacional.  
 g Sin costo de línea de transmisión.  
 CADAFE = Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrica.  
 CALEC = Cia. Anónima de Electricidad de Caracas.

485.0 182

522.0 • 137

55.9 233

---

•

Cuadro O

MÉXICO: COSTO DE INVERSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO  
(COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD)

Tipo <sup>a</sup>	Nombre	Período de construcción <sup>b</sup>	Potencia y número de unidad		Porcentaje invertido hasta 1959	Dato original del costo total			Costo total (Millones de dólares de 1959) <sup>c</sup>	Costo por kW	
			MW	Nº		Año de evaluación	Parte en	Parte en		Total dólares de 1959	Porcentaje en divisas
							M.N. (Pesos)	divisas (Dólares)			
						Millones					
<i>Plantas recién construidas <sup>d</sup></i>											
H	El Cóbano. . . . .	-1955 E	52.0			73.38	1.14	1956	8.59	165	14
	Línea de transmisión. . . . .					8.96	1.75	1956	2.79	54	67
H	Bambaná . . . . .	-1951 E	2.6			6.22	0.15	1951	1.06	408	16
	Línea de transmisión. . . . .					0.61	0.06	1951	0.16	62	44
H	Lerma. . . . .	-1950 E	79.95			e	10.93	1950	13.74	172	...
	Línea de transmisión. . . . .		79.95			e	0.94	1950	1.18	15	...
H	Patla . . . . .	-1954 E	45.6			e	13.5	1954	15.2	333	...
	Línea de transmisión. . . . .		45.6			e	1.21	1954	1.36	30	...
V	Chihuahua . . . . .	-1953 E	45.0			25.3	3.22	1953	6.92	154	53
V	Nachi-Cocom. . . . .	-1956 E	6.25			8.0	0.57	1956	1.41	226	43
V	Lechería. . . . .	-1958 E	148.4			e	20.28	1958	20.61	139	...
V	Tacubaya. . . . .	-1949 E	30.9			e	8.33	1949	10.64	344	...
<i>Plantas en construcción y proyecto <sup>e</sup></i>											
<i>I. Sistema central</i>											
H	Mazatepec. . . . .	1959-61 C	156.0	3	20	521.1		1959	43.4	278	
H	Mazatepec (4ª unidad) . . .	1962-63 P	52.0	1		65.0		1959	5.4	104	
H	San Bartolo II . . . . .	1960-62 P	20.0	1		30.0		1959	2.5	125	
H	Pahuatlán . . . . .	1959-63 C	12.5	1		31.5		1959	2.6	208	
H	Infiernillo . . . . .	1960-64 P	500.0	4		894.0		1959	74.5	149	
H	Lerma. . . . .	1960-62 P	12.0	1		18.0		1959	1.5	125	
	<i>Total</i> . . . . .	1959-64	752.5	11		1 559.6		1959	129.9	173	
<i>II. Sistema Puebla-Veracruz</i>											
H	Temaxcal (1ª etapa) . . . . .	1959-60 C	154.0	4	83	283.7		1959	23.6	153	
H	Temaxcal (2ª etapa) . . . . .	1961-64 P	120.0	4		300.0		1959	25.0	208	
	Línea de transmisión y subestaciones . . . . .		274.0			57.5		1959	4.8	18	
	<i>Total</i> . . . . .	1959-64	274.0	8		641.2		1959	53.4	195	

XIV. Sistemas varios		
D	Pequeñas plantas . . . . .	1961-64 P 12.0
D	Plantas de electrificación rural <sup>h</sup> . . . . .	1959-64 C 3.0
	Ampliaciones normales de operación . . . . .	1959-64
 <i>Resumen:</i>		
<i>Plantas recién construidas</i>		
	Plantas hidroeléctricas <sup>i</sup> . . .	-55 180.15
	Plantas térmicas (vapor) . . .	-58 230.55
 <i>Plantas en construcción y proyecto</i>		
	1) Hidroeléctricas . . . . .	1959-64 1 447.74
	2) Plantas a vapor . . . . .	1959-64 761.00
	3) Plantas diesel . . . . .	1959-64 17.55
	4) Líneas de transmisión y subestaciones . . . . .	864.00
	5) Ampliaciones normales de operación . . . . .	15.00

FUENTES Y NOTAS: Comisión Federal de Electricidad, *Programa de Obras 1959-64*.

a H = Hidroeléctrica; T = Termoeléctrica; D = Diésel eléctrica; V = Vapores eléctrica.

b E = En explotación; C = En construcción; P = En proyecto.

c Para actualizar los datos de los años anteriores a 1959 se utilizaron respectivamente el índice del

Estados Unidos para la parte en dólares. El tipo de cambio usado fue de 12 pesos por 1 dólar.

d Las plantas recién construidas son algunas de las que fueron construidas en el periodo 1949-59.

e Incluido en "Parte en divisas".

f Los costos totales fueron expresados en moneda nacional.

g Fueron eliminadas las plantas que no tenían costo de equipo.

h Del costo total de 576 millones, 564 corresponden a transmisión.

i Incluye costo de transmisión.



22.0	1959	1.8	150
576.0	1959	48.0	1 600
364.8		30.4	203
		44.08	245
		39.58	172
3 164.0		263.6	182
2 095.0		174.5	229
46.4		3.9	222
795.2		66.3	77
364.8		30.4	203

---

costo de la vida para la parte en moneda nacional y el deflactor implícito del producto nacional bruto de los Ea.

## CENTROAMÉRICA: COSTO DE INVERSIÓN EN

Tipo <sup>a</sup>	País y Plantas	Empresa propietaria	Período de construcción <sup>b</sup>	Potencia y número de unidades		Altura de caída (m)
				MW	Nº	
<b>I. Nicaragua</b>						
1) <i>Recién construidas</i>						
D	Managua. . . . .	E.N.F.L.	1956-58 E	30.0	2	
	Transmisión y subestaciones . . . . .			30.0		
	Otros . . . . .					
	<i>Total</i> . . . . .			30.0		
2) <i>Total en proyecto</i>						
H	Centroamérica . . . . .	C.N.E.	1959-64 P	50.0	2	267
H	Larreinaga . . . . .	C.N.E.	P	16.0		75
	Transmisión . . . . .			66.0		
<b>II. Costa Rica</b>						
1) <i>Recién construidas</i>						
D	Colima <sup>f</sup> . . . . .	ICE	1955-56 E	12.0	4	
H	La Garita . . . . .	ICE	1952-58 E	30.0	2	150
	Transmisión . . . . .					
2) <i>En proyecto</i>						
H	Río Macho Nº 1 . . . . .	ICE	1958-62 P	30.0	2	
D	Central de Limón. . . . .	ICE	1959-67 P	3.5	7	
D	Central de Liberia. . . . .	ICE	1961-64 P	0.7	2	
H	Planta Nº 1 . . . . .	ICE	1962-64 P	30.0		
H	Planta Nº 2 . . . . .	ICE	1965-68 P	30.0		
	Distribución <sup>h</sup> . . . . .			94.2		
<b>III. El Salvador</b>						
1) <i>Recién construidas</i>						
H	5 de Noviembre (I y II) . . . . .	C.E.H.R.L.	1949-54 E	30.0	2	50
	Transmisión . . . . .	C.E.H.R.L.		30.0		
2) <i>Construcción y proyecto</i>						
H	5 de Noviembre (ampliación) . . . . .	C.E.H.R.L.	-64 C	30.0	2	50
	Transmisión . . . . .	C.E.H.R.L.		30.0	1	
H	Guajoyo . . . . .		P	15.0	1	
	Transmisión . . . . .			15.0		
<b>IV. Guatemala</b>						
<i>Proyecto</i>						
H	Marinala <sup>f</sup> . . . . .	E.E.G.	P	50.0	2	639
<b>Resumen: Centroamérica</b>						
<b>I. Plantas recién construidas</b>						
	1) Hidroeléctricas . . . . .			60.0		
	2) Diesel. . . . .			42.0		
	3) Transmisión y subestaciones . . . . .			90.0		
	4) Otras. . . . .			30.0		
<b>II. Plantas en construcción y proyecto</b>						
	1) Hidroeléctricas . . . . .			251.0		
	2) Diesel. . . . .			4.2		
	3) Transmisión y distribución . . . . .			205.2		

FUENTES Y NOTAS: Nicaragua: Comisión Nacional de Energía, *Documental histórico de los Antecedentes del Proyecto Hidroeléctrico del río Tuma*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad, *Memoria*, años 1958-59; *Río Macho Nº 1 Hydro-electric Project* (julio de 1959); *Desarrollo de la Industria Eléctrica de Costa Rica; La Garita: Informe Descriptivo* (mayo de 1960); El Salvador: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, *Informe de las labores correspondientes al ejercicio de 1958* (El Salvador, 1959); *Informe de las labores correspondientes al ejercicio de 1959* (El Salvador, 1960); Guatemala: Harza Engineering Co., *Estudio de Fuerza Eléctrica. Región Central Guatemala* (octubre de 1955). Además se dispuso de información directa para todos estos países.

a D = Dieseleléctrica; H = Hidroeléctrica; C = Canal; T = Túnel; Tb = Tubería.

b E = En explotación; C = En construcción; P = Proyecto.

c Cambio de paridad: Nicaragua: 7.0 córdobas por dólar; Costa Rica: 8.3 colones por dólar; El Salvador: 3.2 colones por dólar; Guatemala: 0.9 quetzales por dólar.

d Expresado en moneda nacional.

e Expresado en dólares.

## P

## SISTEMAS ELÉCTRICOS DE SERVICIO PÚBLICO

Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Aducción		Dato original del costo total			Costo total (Millones de dólares de 1959)	Costo por kW	
	Largo (m)	Tipo <sup>a</sup>	Parte en la M.N. de cada país	Parte en divisas (Dólares)	Año de evalua- ción		Total (Dólares de 1959) <sup>c</sup>	Porcentaje en divisas
			9.7	4.6	1955	6.3	210	81
			5.5	1.9	1955	2.8	93	75
			3.5	1.6	1955	2.2	73	82
			18.7	8.1	1955	11.3	307	80
11	6 340	C.T. y Tb	44.1	45.6 <sup>d</sup>	1958	12.7	260	52
11			2.5 <sup>e</sup>	2.4	1959	4.9	306	49
			8.7	34.3 <sup>d</sup>	1958	6.2	94	81
17	6 140	T. y C.	3.0	9.0 <sup>d</sup>	1955	2.2	184	82
			68.2	<sup>g</sup>	1959	9.8	326	...
			1.8		1959	0.3	10	...
			6.1 <sup>e</sup>	5.1	1959	10.0	333	51
			<sup>g</sup>	0.49	1959	0.5	143	...
			<sup>g</sup>	0.10	1959	0.1	143	...
			<sup>g</sup>	11.2	1959	9.0	300	...
			<sup>g</sup>	12.5	1959	10.1	338	...
			<sup>g</sup>	13.7	1959	10.9	116	...
			4.7 <sup>e</sup>	11.3	1959	15.0	500	75
			1.6 <sup>e</sup>	2.8	1959	4.1	135	68
			3.3 <sup>e</sup>	5.4	1959	8.0	266	67
			0.6 <sup>e</sup>	1.5	1959	2.0	67	75
			3.1	8.5 <sup>d</sup>	1959	4.4	294	77
			0.3	1.4 <sup>d</sup>	1959	0.7	46	80
4			12.9	<sup>i</sup>	1955	14.6	292	...
						24.8	413	60
						8.5	202	81
						7.2	80	...
						2.2	73	82
						72.9	290	...
						0.6	143	...
						19.8	96	...

<sup>f</sup> Sin líneas de transmisión.

<sup>g</sup> Incluido en la columna "Parte en divisas".

<sup>h</sup> Corresponde a la suma de los programas del Instituto Costarricense de Electricidad, de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz y de las municipalidades de Heredia y Alajuela para el período 1958-68.

<sup>i</sup> Incluido en la columna "Parte en moneda nacional".

E.N.F.L. = Empresa Nacional de Fuerza y Luz.

C.N.E. = Comisión Nacional de Energía.

ICE = Instituto Costarricense de Electricidad.

C.E.H.R.L. = Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.

E.E.G. = Empresa Eléctrica de Guatemala.

## ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ, 1959

por *Eugenio Salazar* \*

### INTRODUCCIÓN

Uno de los hechos que más llama la atención al examinar las estadísticas de la industria de servicio público eléctrico en Centroamérica es la extraordinaria diferencia que existe entre los índices de consumo y de precio de la energía eléctrica<sup>1</sup> de algunos países.

Estas diferencias, apreciables para el conjunto de la industria, son aún más marcadas en lo que respecta al sector de consumo residencial o doméstico, predominante en la región centroamericana.

En el cuadro 1, extractado de las estadísticas de 1959, se muestran los datos de consumo medio anual por consumidor e ingreso medio por kWh en cada uno de los países centroamericanos y en Panamá, tanto para el total de la industria de servicio público como para el mercado residencial. (Por falta de información adecuada, los datos de Honduras y de Nicaragua corresponden al conjunto de los consumos residencial y comercial.)

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.31, presentado también (E/CN.12/CCE/SC.5/6) a la Segunda Reunión del Subcomité de Electrificación, del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano.

<sup>1</sup> Véase *El desarrollo eléctrico de Centroamérica (TAA/LAT/9)*; *Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica, 1958 (TAO/LAT/25)*, y *Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1959 (TAO/LAT/34; E/CN.12/CCE/SC.5/5)*.

Para apreciar mejor las variaciones observadas en el cuadro 1, se indican en el cuadro 2 los índices de consumo e ingreso medio por kWh en los diferentes países, referidos al nivel de Costa Rica (índice: 1.00).

Llama la atención, en primer lugar, la gran diferencia que existe entre los casos extremos de Honduras y de Costa Rica, especialmente en el sector de consumo residencial. Mientras en Honduras el consumo medio por consumidor (conjunto residencial-comercial) es la quinta parte del de Costa Rica, el precio medio por kWh (9.2 centavos de dólar) es más de 6 veces el de este último país (1.5 centavos de dólar por kWh).

Exceptuados estos dos casos extremos, en el resto de los países el nivel de precios no presenta grandes variaciones, fluctuando entre 3.4 centavos de dólar por kWh en El Salvador y 5.0 centavos de dólar por kWh en Panamá, para el consumo total, y entre 3.7 centavos de dólar por kWh en El Salvador y 5.2 centavos de dólar por kWh en Nicaragua, para el consumo doméstico.

La aparente correlación entre las cifras de consumo medio y los precios de la energía eléctrica podría sugerir la explicación de que las diferencias existentes entre los países reflejan la diversidad existente del nivel de

**Cuadro 1**

### CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ: CONSUMO Y PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE SERVICIO PÚBLICO, 1959

País	Total servicio público			Consumo residencial		
	Número de consumidores <sup>a</sup> (Miles)	Consumo medio anual por consumidor (kWh)	Ingreso medio (Centavos de dólar/ kWh) <sup>b</sup>	Número de consumidores <sup>a</sup> (Miles)	Consumo medio anual por consumidor (kWh)	Ingreso medio (Centavos de dólar/ kWh) <sup>b</sup>
Guatemala . . . . .	94.0	1 777	4.0	81.0	920	4.8
El Salvador . . . . .	80.9	2 305	3.4	66.4	821	3.7
Honduras . . . . .	35.9	883	7.9	34.2 <sup>c</sup>	608 <sup>c</sup>	9.2 <sup>c</sup>
Nicaragua . . . . .	51.2	1 434	4.3	49.5 <sup>c</sup>	812 <sup>c</sup>	5.2 <sup>c</sup>
Costa Rica . . . . .	84.8	3 585	1.6	74.5	2 962	1.5
Centroamérica . . . . .	346.8	2 199	3.1	305.6	1 344	3.1
Panamá . . . . .	78.2	2 145	5.0	66.6	748	4.8
<i>Total Centroamérica y Panamá . . .</i>	<i>425.0</i>	<i>2 189</i>	<i>3.4</i>	<i>372.2</i>	<i>1 237</i>	<i>3.3</i>

<sup>a</sup> Promedio del año.

<sup>b</sup> Con arreglo a las equivalencias monetarias definidas en el texto, *in/ra*, 1, h).

<sup>c</sup> Incluye el consumo comercial.

Cuadro 2

CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ: ÍNDICES DE CONSUMO Y PRECIO MEDIO POR KWH, 1959  
(Costa Rica = 1.00)

País	Total servicio público		Consumo residencial	
	Índice de consumo medio por kWh	Índice de ingreso medio por kWh	Índice de consumo medio por kWh	Índice de ingreso medio por kWh
Guatemala . . . .	0.50	2.50	0.31	3.20
El Salvador . . . .	0.64	2.13	0.28	2.47
Honduras . . . .	0.25	4.94	0.20 <sup>a</sup>	6.13 <sup>a</sup>
Nicaragua . . . .	0.40	2.69	0.27 <sup>a</sup>	3.47 <sup>a</sup>
Costa Rica . . . .	1.00	1.00	1.00	1.00
Centroamérica . .	0.61	1.94	0.46	2.07
Panamá . . . . .	0.60	3.13	0.25	3.20
Total Centroamérica y Panamá . . . . .	0.61	2.13	0.42	2.20

<sup>a</sup> Incluye consumo comercial.

ingreso de las poblaciones respectivas, es decir, que el alto precio del kWh en un país se debería a la limitada posibilidad de consumo, derivada de la escasa capacidad económica de los consumidores para adquirir equipos y artefactos eléctricos de mayor utilización de energía o para destinar una mayor proporción de su renta al pago del servicio eléctrico; esta explicación es válida sólo en parte porque el consumo medio de energía eléctrica no depende únicamente del nivel de in-

greso de la población de un país, sino también, a igualdad de ingreso, del nivel de precios fijado en las tarifas de venta. Puede comprobarse que las variaciones observadas entre los países centroamericanos en el ingreso medio por kWh se deben principalmente a diferencias en el nivel de las tarifas, y en forma más secundaria a diferencias en el nivel de consumo específico. Lo demuestran precisamente los casos extremos de Honduras y de Costa Rica. Aunque en Honduras el consumo medio residencial se hubiera quintuplicado, llegando a igualar el de Costa Rica, el precio medio resultante no habría descendido en más de un 10 por ciento a causa del nivel y el corte de la tarifa vigente en Tegucigalpa, que es representativa del país. A la inversa, aunque en Costa Rica el consumo medio residencial hubiera disminuído a la quinta parte, igualando al de Honduras, el ingreso medio por kWh seguiría siendo inferior a un tercio del ingreso medio en Honduras.

Interesa, por consiguiente, investigar con suficiente detalle las condiciones que determinan en cada país el precio que tiene el servicio eléctrico.

Una investigación de esta especie sería sumamente laboriosa si se pretendiera cubrir en cada caso la totalidad de la industria de servicio público de un país. Afortunadamente para nuestro propósito, en Centroamérica y Panamá el servicio público eléctrico se halla concentrado en un número reducido de empresas particulares o estatales, que abarcan un elevado porcentaje del mercado de la región; de esta manera, en lo que respecta a precios de la energía, los datos proporcionados por ellas pueden considerarse representativos de la situación general en cada país.

Este análisis se ha hecho con base en la información estadística y contable correspondiente a 1959, que no difiere mayormente, en cuanto a nivel de precios, de la del año anterior.

## A. EMPRESAS ANALIZADAS

## EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (CON GENERACIÓN PROPIA PARCIAL O TOTAL)

	Porcentaje del servicio público del país	
	Consumo	Ingresos
Guatemala: Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG) . . . . .	83	83
El Salvador: Cía. de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS) . . . . .	70	66
Honduras: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) . . . . .	46	43
Nicaragua: Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENLF) . . . . .	72 <sup>a</sup>	61 <sup>a</sup>
Costa Rica: Cía. Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) . . . . .	76 } 6 }	79 } 5 }
Costa Rica: (ICE), Distribución Zona Central . . . . .		
Panamá: Cía. Panameña de Fuerza y Luz (CPFL) . . . . .	84	77

<sup>a</sup> Excluida la venta a otras empresas eléctricas.

## EMPRESAS PRODUCTORAS EXCLUSIVAMENTE (MAYORISTAS)

	Porcentaje de la generación total de servicio público
El Salvador: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL) . . . . .	77.5
Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Sistema Primario Garita-Colima . . . . .	44.6

Las empresas seleccionadas para el estudio, que se ha hecho extensivo a Panamá, son las que aparecen en los cuadros anteriores, con indicación de la importancia relativa que tienen dentro de cada país.

En conjunto, las 7 empresas distribuidoras consideradas (2 en Costa Rica) representan el 78 por ciento del consumo total y el 72 por ciento del ingreso to-

tal de la industria eléctrica de servicio público en los 6 países del área. Todas las empresas mencionadas abastecen en sus respectivos países las zonas económicamente más desarrolladas y de más alta densidad de población, incluyendo las capitales y centros urbanos vecinos.

El ingreso medio por kWh suministrado a los consumidores finales de estas empresas distribuidoras es, en casi todos los casos, igual o ligeramente inferior al precio medio general en cada país; los niveles de precio de las distintas empresas analizadas son, por consiguiente, representativos de la situación media en los países correspondientes, como se observa en el siguiente cuadro.

País y empresa	Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)	
	Por empresa	Total del país
Guatemala, EEG . . . . .	4.0	4.0
El Salvador, CAESS . . . . .	3.2	3.4
Honduras, ENEE . . . . .	7.5	7.9
Nicaragua, ENLF . . . . .	3.6 <sup>a</sup>	4.3
Costa Rica, CNFL . . . . .	1.7	1.6
Costa Rica, ICE Zona Central. . .	1.4	
Panamá, CPFL . . . . .	4.5	5.0

<sup>a</sup> 3.2 centavos de dólar por kWh si se incluye la venta a otras empresas eléctricas.

Hay que advertir que la ENEE, que sirve a la ciudad de Tegucigalpa, el precio medio resultante está afectado por el suministro gratuito para el consumo de alumbrado público; si se eliminara este consumo, el precio medio "facturado" sería 4.5 por ciento superior al indicado.

Para emprender un análisis comparativo de los elementos que constituyen el costo de la energía suministrada es indispensable distinguir las diversas funciones que desarrolla una empresa en la explotación del negocio eléctrico, desde la producción de la energía hasta la venta al consumidor.

Las empresas consideradas en este estudio difieren bastante por su magnitud respectiva y en lo que se refiere a dichas funciones. Desde el punto de vista del origen y disposición de la energía pueden distinguirse las siguientes modalidades:

### 1. Empresas distribuidoras con generación propia

Deben clasificarse en este grupo la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG), la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, que tiene a su cargo el servicio de Tegucigalpa, y la Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL), que sirve las ciudades de Panamá y Colón.

Toda la energía que distribuyen y venden dichas empresas es generada en sus propias centrales. Toda su producción la suministran a consumidores finales. Las ventas a otras empresas, si las hay, son insignificantes.

### 2. Empresas distribuidoras con generación propia que compran energía a otras empresas eléctricas

Se encuentran en este caso la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), en El Salvador; la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), en Costa Rica, y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Sistema de Distribución Zona Central (Cartago-Turrialba), también en Costa Rica.

La CAESS compra a la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lepma (CEL) alrededor del 90 por ciento de la energía que entrega a su sistema de distribución. En cuanto a la CNFL, el 52 por ciento de la energía distribuida por esta compañía la compra el ICE y el resto lo genera en sus propias centrales.

Merece consideración aparte el ICE Zona Central. Como en los otros cuatro servicios de distribución propiedad del ICE, la contabilidad y la administración del sistema distribuidor de la Zona Central se lleva separadamente del Sistema Primario Garita-Colima. Por tal razón, para los fines del presente estudio comparativo se considera como empresa eléctrica independiente al ICE Zona Central. Alrededor del 20 por ciento de la energía que distribuye es adquirido de la producción del ICE Sistema Primario, conforme a las tarifas de este último; el 65 por ciento procede de una empresa eléctrica particular (Centrales Birris), y el saldo se genera en dos pequeñas centrales incorporadas al propio servicio de distribución del ICE Zona Central.

### 3. Empresas productoras y distribuidoras

Sólo la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENLF), de Nicaragua, es propiamente productora y distribuidora. Se trata de una empresa estatal que genera alrededor del 90 por ciento de toda la energía de servicio público del país, que tiene a su cargo el servicio de distribución en Managua y otras dos pequeñas localidades y que suministra energía en bloque, a través de su propio sistema de transmisión, a otras empresas eléctricas distribuidoras. Sus funciones son idénticas a las del ICE, pero se diferencia de éste desde el punto de vista de la contabilidad y el control de la explotación. En efecto, en la ENLF las actividades de producción primaria —generación-transmisión— y las de distribución no se administran como negocios separados, con ingresos, gastos y resultados financieros propios; el ICE, en cambio, lo hace así.

### 4. Empresas exclusivamente productoras

Deben clasificarse como tales la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL), en El Salvador, y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Sistema Primario Garita-Colima, en Costa Rica. (El ICE Sistema Primario se considera como empresa independiente por las razones antes indicadas.)

Estas dos entidades estatales sólo se ocupan de las actividades primarias de generación y transmisión de

## PLOTACIÓN Y RENTABILIDAD, 1959

Nicaragua ENLF		Costa Rica ICE <sup>a</sup>		Costa Rica ICE <sup>b</sup>		Costa Rica CNFL		Panamá CPFL	
Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo	Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo	Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo	Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo	Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo
8 849	62.3	12 893	84.9	190	25.0	8 088	51.0	12 388	61.0
2 757	19.4	1 985	13.1	—	—	1 315	8.3	—	—
2 501	17.6	—	—	556	73.1	4 926	31.0	6 316	31.1
102	0.7	301	2.0	15	1.9	862	5.4	762	3.8
—	—	—	—	—	—	679	4.3	829	4.1
14 209	100.0	15 179	100.0	761	100.0	15 870	100.0	20 295	100.0
887	6.2	435	2.8	256	33.6	3 888	24.5	3 883	19.1
13 322	93.8	14 744	97.2	505	66.4	11 982	75.5	16 412	80.9
638	4.5	600	3.4	30	3.9	555	3.5	1 537	7.6
13 960	98.3	15 344	100.6	535	70.3	12 537	79.0	17 949	88.5
Miles de dólares	Porcentaje de ingresos	Miles de dólares	Porcentaje de ingresos	Miles de dólares	Porcentaje de ingresos	Miles de dólares	Porcentaje de ingresos	Miles de dólares	Porcentaje de ingresos
2 226	100.0	1 760	100.0	265	100.0	3 954	100.0	6 373	100.0
1 874	84.2	557	31.6	318	120.0	2 651	61.7	3 195	50.1
577	25.9	384	21.8	30	11.3	333	8.4	426	6.7
40	1.8	40	2.3	1	0.4	100	2.5	925	14.5
2 491	111.9	981	55.7	349	131.7	3 084	78.0	4 546	71.3
(265)	(11.9)	779	44.3	(84)	(31.7)	870	22.0	1 827	28.7
(1.9)		5.1		(15.7)		6.9		10.2	
Miles de dólares	Porcentaje del total	Miles de dólares	Porcentaje del total	Miles de dólares	Porcentaje del total	Miles de dólares	Porcentaje del total	Miles de dólares	Porcentaje del total
2 679	18.6	10 421	67.9	385	72.0	3 966	31.7	9 951	55.4
11 281	81.4	4 923	32.1	150	28.0	8 571	68.3	7 998	44.6
374		198		10		597		356	
(639)		581		(94)		272		1 471	
(23.9)		5.6		(24.4)		6.9		14.8	

energía para venderla en bloque, en alta tensión, a distribuidoras, salvo excepciones insignificantes.

En el cuadro 3 se muestran las características principales de estas empresas en cuanto al volumen de sus actividades de producción y distribución de energía eléctrica, según datos de 1959. Pueden apreciarse las diversas modalidades existentes así como la magnitud relativa de sus operaciones.

Las empresas con más alta generación han sido la EEG (Guatemala), CEL (El Salvador), Sistema Garita-Colima del ICE (Costa Rica) y CPFL (Panamá). Todas ellas tienen una capacidad generadora del orden de 40 MW y una producción que fluctúa entre 160 y 180 millones de kWh. Por ello las 4 empresas han operado con un factor de planta muy similar, que fluctúa entre 44 y 46 por ciento.

Las centrales de la ENLF (Nicaragua) y de la CNFL (Costa Rica), con capacidad instalada de alrededor de 40 MW también, han trabajado con factores de planta más bajos, 23.7 y 38.2 por ciento, respectivamente.

El caso de la CNFL se explica porque al comprar una gran proporción de energía del sistema primario del ICE, sólo ha operado su central a vapor de 10 MW en casos de emergencia prácticamente.

Aunque con menor potencia instalada que la CNFL, algo semejante ocurre con la CAESS, en El Salvador, que adquirió el 90 por ciento de sus requerimientos de energía de la CEL, y ha producido el resto en sus centrales hidroeléctricas, con una generación ínfima en sus centrales térmicas.

Las centrales de la ENEE de Honduras, que no compra energía a otras empresas, muestran también una utilización baja de la capacidad instalada, con un factor de planta anual de menos de 35 por ciento.

Los bajos factores de planta de la ENEE (Honduras) y de la ENLF (Nicaragua) son reflejo del bajo factor de carga de los sistemas distribuidores, en los que predomina el consumo de alumbrado residencial y comercial frente a la carga industrial y a otros usos más intensivos de la energía eléctrica. Además, las centrales de la ENLF trabajaron con un factor de utilización muy bajo, de alrededor de 50 por ciento. (La capacidad instalada era como el doble de la demanda máxima.)

Por lo que se refiere a las actividades de distribución, las empresas más importantes en número de consumidores, ventas de energía y extensión de los servicios son la EEG (Guatemala), la CAESS (El Salvador), la CNFL (Costa Rica) y la CPFL (Panamá), todas ellas de propiedad particular. Aunque las cuatro empresas tienen un número parecido de consumidores, del orden de 50 000, la CNFL de Costa Rica supera en más de 60 por ciento a cada una de las otras en el volumen de consumo.

Para poder comparar sobre bases uniformes la estructura de los costos en todas estas empresas de características diferentes en muchos aspectos, se hace necesario distinguir entre las actividades primarias de generación y transmisión, por una parte, y las de distribución y venta de energía a consumidores finales, por otra. De otro modo no tendría sentido una comparación entre la CEL, por ejemplo, que es una entidad productora exclusivamente, con la CAES o con el servicio de distribución del ICE, que tienen una generación insignificante y que son primordialmente distribuidoras de energía.

Por otra parte, interesa conocer por separado en cada caso el costo de producción de la energía eléctrica, que es uno de los componentes más importantes, por supuesto, del precio final cobrado a los consumidores.

Para intentar esta comparación, con todas las limitaciones que ella envuelve, será necesario establecer ciertos criterios y adoptar algunos supuestos, que se describirán en detalle más adelante.

Conviene hacer antes, sin embargo, una comparación global de las empresas seleccionadas para este estudio desde el punto de vista de los resultados generales de la explotación eléctrica y de la rentabilidad de las inversiones.

Los datos correspondientes están resumidos en el cuadro 4, donde además de reflejarse la condición económica en que han operado las empresas, destaca de inmediato una de las causas principales del fenómeno investigado: la gran diferencia en la rentabilidad de las inversiones.

Los conceptos empleados en la comparación del cuadro 4 y en los análisis subsiguientes requieren ciertas explicaciones y definiciones previas.

## B. DEFINICIONES

### 1. Activo fijo e inversión inmovilizada

Interesa en primer lugar establecer el monto de las inversiones de capital (propietario y acreedor) inmovilizadas por la empresa en las actividades de abastecimiento de energía eléctrica. Para que la comparación sea factible debe prescindirse de otras inversiones que, no obstante su carácter "eléctrico" sólo indirectamente tienen relación con la producción y suministro de energía durante el período anual considerado (como las obras en construcción o los estudios de planeamiento e investigación de futuros proyectos).

La "inversión inmovilizada"<sup>2</sup> es, para los fines de esta comparación, la base o término de referencia para determinar el rendimiento relativo (rentabilidad) de la explotación eléctrica en un período dado.

La inversión inmovilizada comprende: a) El valor representativo de las inversiones en bienes, derechos y obras en servicio, en su estado actual (activo fijo neto); y b) una suma representativa del llamado "ca-

<sup>2</sup> En vista de la falta de uniformidad en la terminología contable se ha preferido esta expresión a las de "capital inmovilizado", "capital fijo", "base tarifaria", etc.



**Cuadro 3**  
**DATOS GENERALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS ANALIZADAS, 1959**

País	Empresa	Propiedad	Capacidad instalada (kW)	Producción de energía eléctrica (Millones kWh)			Ventas de energía a otras empresas eléctricas		Actividades de distribución		
				Generación	Compra	Total	Millones de kWh	Ingresos (Miles de dólares)	Número de consumidores (Miles) <sup>b</sup>	Consumo (Millones de kWh)	Ingresos <sup>c</sup> (Miles de dólares)
Guatemala. . . .	EEG	Particular	41 820	160.6	0.1	160.7	—	—	59.6	139.0	5 596
El Salvador . . .	CEL	Estatal	45 000	176.2	0.2	176.4	169.2	2 664	—	—	—
El Salvador . . .	CAESS	Particular	10 910	16.3	134.1	150.4	—	—	45.9	131.4	4 160
Honduras . . . .	ENEE	Estatal	6 800	20.5	—	20.5	—	—	11.5	14.5	1 087
Nicaragua . . . .	ENLF <sup>a</sup>	Estatal	40 250	84.1	—	84.1	18.3	364	23.4	52.2	1 862
Costa Rica . . .	ICE Sistema Garita-Colima	Estatal	41 880	161.5	—	161.5	158.1	1 760	—	—	—
Costa Rica . . .	ICE Distribución Zona Central	Estatal	1 230	3.0	20.3	23.3	1.2	12	8.7	18.1	253
Costa Rica . . .	CNFL	Particular	38 700	129.4	143.6	273.0	4.2	57	53.8	229.9	3 898
Panamá . . . . .	CPFL	Particular	39 220	158.0	—	158.0	—	—	59.0	141.8	6 373

<sup>a</sup> Excluido el servicio de distribución, no interconectado, de Rivas con menos de 600 000 kWh vendidos en el año.  
<sup>b</sup> Promedio del año.  
<sup>c</sup> Incluye otros ingresos de explotación, que en promedio representan menos del 1 por ciento de la venta de energía.

## INVERSIONES, RESULTADOS DE EX

	Guatemala EEG		El Salvador CEL		El Salvador CAESS		Honduras ENEE	
	Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo	Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo	Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo	Miles de dólares	Porcentaje del activo fijo
1. Activo fijo (promedio del año)								
.1 Obras de generación . . .			20 364	80.6	2 834	28.1	1 499	60.7
.2 Obras de transmisión . . .			4 600	18.2	2 211	21.9	168	6.8
.3 Obras de distribución . . .	16 779	87.6	—	—	3 931	39.0	610	24.7
.4 Bienes e instalaciones generales . . . . .			296	1.2	525	5.2	191	7.8
.5 Intangibles . . . . .	2 375	12.4	—	—	583	5.8	—	—
<i>Total activo fijo . . . . .</i>	<i>19 154</i>	<i>100.0</i>	<i>25 260</i>	<i>100.0</i>	<i>10 084</i>	<i>100.0</i>	<i>2 468</i>	<i>100.0</i>
2. Depreciación acumulada (promedio del año) . . . . .	4 234	22.1	2 376	9.4	1 824	18.1	618	25.0
3. Total activo fijo neto (1—2)	14 920	77.9	22 884	90.6	8 260	81.9	1 850	75.0
4. Capital de trabajo . . . . .	1 400	7.3	740	2.9	900	8.9	290	11.7
5. Total inversión inmovilizada (3+4). . . . .	16 320	85.2	23 624	93.5	9 160	90.8	2 140	86.7
	Miles de dólares	Porcentaje de ingresos	Miles de dólares	Porcentaje de ingresos	Miles de dólares	Porcentaje de ingresos	Miles de dólares	Porcentaje de ingresos
6. Ingresos de explotación . . .	5 596	100.0	2 664	100.0	4 161	100.0	1 087	100.0
7. Gastos de explotación								
.1 Gastos directos de explotación . . . . .	3 140	56.1	442	16.6	2 940	70.6	597	54.9
.2 Depreciación . . . . .	420	7.5	533	20.0	184	4.5	99	9.1
.3 Impuestos . . . . .	210	3.8	—	—	88	2.1	—	0.0
<i>Total gastos de explot.</i>	<i>3 770</i>	<i>67.4</i>	<i>975</i>	<i>36.6</i>	<i>3 212</i>	<i>77.2</i>	<i>696</i>	<i>64.0</i>
8. Ingreso neto de explotación (6—7). . . . .	1 826	32.6	1 689	63.4	949	22.8	391	36.0
9. Ingreso neto en porcentaje de inversión inmovilizada (8/5 × 100). . . . .	11.2		7.1		10.3		18.3	
	Miles de dólares	Porcentaje del total	Miles de dólares	Porcentaje del total	Miles de dólares	Porcentaje del total	Miles de dólares	Porcentaje del total
10. Financiamiento de inversión inmovilizada								
.1 Patrimonio . . . . .	9 990	61.0	3 656	15.5	8 896	97.1	2 140	100.0
.2 Deudas . . . . .	6 330	39.0	19 968	84.5	264	2.9	—	—
11. Intereses sobre deudas . . .	456		914		5		—	
12. "Utilidad" en explot. eléctrica (8—11). . . . .	1 369		775		944		391	
13. Rentabilidad del patrimonio (en porcentaje) (12/10.1 × 100) . . . . .	13.7		21.2		10.6		18.3	

a Sistema primario.

b Distribución Zona Central.

pital de trabajo”, necesario para la explotación eléctrica, fijado por la ley o por un contrato, o estimado con base en el volumen de operaciones de la empresa.

No puede adoptarse otro criterio ni se dispone de más antecedentes para establecer el “valor representativo” de las inversiones en bienes y derechos destinados al servicio eléctrico que las cifras de la contabilidad de las propias empresas. Este valor —“valor según libros”—, denominado activo fijo neto en este trabajo, es la diferencia entre el activo fijo bruto contabilizado y la depreciación acumulada. Abreviadamente: inversión inmovilizada = activo fijo bruto — depreciación acumulada + capital de trabajo.

El activo fijo bruto, que en lo sucesivo se denominará activo fijo, no corresponde en todas las empresas analizadas a un mismo concepto. La suma contabilizada representa el costo original (no siempre incluidos los intereses durante la construcción) o el costo de adquisición a empresas preexistentes (ICE Sistema de Distribución) en las empresas de propiedad estatal. En las empresas particulares, el activo fijo incluye revalorizaciones parciales del costo original o del de adquisición a otras empresas.

El activo fijo incluye normalmente, además de los bienes físicos, cierto monto de intangibles, que se supone representan legítimos y verificables gastos erogados durante la constitución, organización y desarrollo inicial de la empresa, en la obtención de concesiones y derechos, etc., y que no fueron cargados a la explotación cuando ocurrieron. Como se verá, existen diferencias apreciables en el rubro de intangibles.

## 2. Depreciación

Por razones de uniformidad se designa como “depreciación acumulada” al monto acumulado, tanto de provisiones regulares de depreciación como de apropiaciones para retiro y reemplazo de propiedades.

Aun cuando las compañías particulares evitan el empleo del término “depreciación”, en la práctica las provisiones para “retiros y reemplazos” hechos por ellas no difieren, ni en su magnitud ni en la uniformidad y regularidad de su contabilización, de las provisiones hechas normalmente por otras empresas por concepto de depreciación.

## 3. Capital de trabajo

De acuerdo con la acepción normal, el capital de trabajo o de explotación representa el valor estimado de los fondos necesarios para hacer frente a los gastos corrientes de explotación en que incurren las empresas antes de empezar a obtener la recaudación del servicio suministrado. Además del pago de remuneraciones y de otros servicios regulares, exigibles a la empresa dentro del ciclo normal de facturación, más un margen por rezago en la recaudación, el capital de trabajo incluye el valor de una existencia razonable de materiales y repuestos en bodega.

El capital de trabajo, que no es una cifra de conta-

bilidad, se ha fijado en la mayoría de las empresas particulares por convenio con las autoridades reguladoras. En el caso de las empresas estatales, ha sido estimado directamente por éstas, o de acuerdo con ellas, en el curso de esta investigación.

## 4. Financiamiento

Con el fin de distinguir entre el rendimiento general de la inversión inmovilizada y el rendimiento del capital propietario, o patrimonio de la empresa, que pueden diferir apreciablemente, es necesario establecer la forma en que se halla financiada la inversión.

El financiamiento o capitalización correspondiente a la inversión inmovilizada no es, de acuerdo con la definición que se ha dado de esta última, necesariamente igual a la capitalización total de la empresa (que puede incluir otras inversiones y activos).

Para analizar la rentabilidad, en el financiamiento de la inversión inmovilizada distinguimos, por una parte, el patrimonio (parte comprometida del capital; reservas de capital y superávit) y, por otra, las deudas contraídas y los aportes de terceros, sujetos a devolución (por ejemplo depósitos de consumidores), que la empresa ha comprometido en las actividades de explotación eléctrica.

Las cifras relativas al financiamiento fueron suministradas por las mismas empresas o determinadas de acuerdo con ellas, en los casos que requerían aclaración.

## 5. Ingresos de explotación

Este rubro comprende los ingresos por venta de energía eléctrica, según el valor facturado en el año, y otros ingresos derivados o relacionados directamente con el suministro de energía (“otros ingresos de explotación eléctrica”). Estos últimos son en todos los casos una fracción insignificante del ingreso por venta de energía.

## 6. Gastos de explotación

La expresión “gastos de explotación” adoptada en este estudio corresponde al término que el sistema uniforme de cuentas de la Comisión Federal de Energía (*Federal Power Commission*) de los Estados Unidos denomina “Operating Revenue Deductions”.

Para poder comparar el rendimiento económico o rentabilidad de la inversión inmovilizada de diversas empresas, independientemente de la forma en que esta inversión haya sido financiada, en los gastos de explotación no se incluyen los intereses sobre deudas. Se considera que la rentabilidad del capital acreedor (intereses) es parte de la rentabilidad general del negocio eléctrico (ingreso neto de explotación), que retribuye tanto al propietario como al acreedor, en la proporción que determina la estructura de la capitalización.

Los gastos de explotación se clasifican de acuerdo con el sistema uniforme de cuentas de la FPC, adoptado en las estadísticas y estudios económicos, en:

*Gastos directos de explotación.* Término que se emplea, a falta de otro más apropiado, para designar los "operating expenses" del sistema uniforme. Estos gastos que, a su vez, se subdividen funcionalmente de acuerdo con las etapas o funciones que se distinguen en la explotación eléctrica, pueden definirse como aquéllos que están sujetos al control o que, dentro de ciertos límites, dependen de la voluntad o iniciativa de la administración de la empresa.

*Depreciación.* Como se ha explicado, la expresión designa tanto a la provisión por depreciación del activo fijo como a la provisión para "retiros y reemplazos de propiedad" empleada por las empresas particulares analizadas.

*Impuestos.* Se incluyen en este rubro las sumas cargadas a explotación en el ejercicio por concepto de impuestos o gravámenes de diversa naturaleza, incluido el impuesto sobre las utilidades, que deben pagarse al estado, a las municipalidades o a otras autoridades públicas. Por lo general, las empresas estatales en Centroamérica no están sujetas al pago de impuestos, y en todo caso están exentas del pago del impuesto sobre las utilidades.

### 7. Ingreso neto de explotación y utilidad

La diferencia entre ingresos y gastos de explotación es denominada aquí ingreso neto de explotación. Como los gastos de explotación no incluyen intereses y gastos sobre deudas, el ingreso neto de explotación representa el rendimiento global de la inversión inmovilizada en las actividades de explotación de la empresa.

La relación entre el ingreso neto y la inversión inmovilizada, y prescindiendo de la forma en que ésta se el primer índice del rendimiento económico de las operaciones del negocio eléctrico.

En muchos países las disposiciones que regulan el nivel de las tarifas eléctricas atienden sólo a la determinación y justificación del ingreso neto de explotación relacionándolo con el monto de la inversión inmovilizada, y prescindiendo de la forma en que ésta se encuentra financiada.

En cambio, en las naciones de la región centroamericana que cuentan con legislación eléctrica, con excepción de El Salvador, el nivel de tarifas se regula en función de la "utilidad", o renta del capital propietario de la empresa, que resulta después de deducir del ingreso neto de explotación los intereses sobre las deudas.

La distinción es muy importante, porque —según sea la estructura de la capitalización de la empresa y la tasa media del interés— puede haber una gran disparidad entre la rentabilidad de la inversión inmovilizada y la rentabilidad del patrimonio.

No corresponde enjuiciar aquí cuál puede ser el criterio más adecuado para la fijación del "nivel razonable" del precio de la energía; se trata sólo de señalar las diferencias que aparezcan al comparar los resultados económicos de las diversas empresas.

### 8. Valores contabilizados y equivalencias monetarias

Debe repetirse que un estudio comparativo entre empresas de diversas modalidades y países presenta numerosas dificultades y adolece, necesariamente, de algunas limitaciones.

La falta de uniformidad en el alcance y aplicación de muchos de los conceptos contables es la primera dificultad con que se tropieza; sería de aconsejar por ello la conveniencia de aprobar un sistema funcional uniforme para toda la industria de energía eléctrica.

La dificultad aludida se ha procurado salvar en gran parte recurriendo a un examen detallado de las operaciones y de los estados de contabilidad de algunas empresas que no tenían una clasificación adecuada de sus inversiones y de sus gastos.

En el caso de la EEG (Guatemala), que se encontraba en proceso de reclasificación del activo fijo, no se pudo obtener una subdivisión satisfactoria de las cuentas, y por esa razón tuvo que hacerse una estimación basada en antecedentes indirectos para distribuir en los grupos funcionales ciertas inversiones no clasificadas.

Otro inconveniente, de doble carácter, se presenta al comparar las inversiones de las diversas empresas.

Ya se ha dicho que el valor contabilizado en el activo fijo corresponde en las empresas estatales al costo original o, en parte, al de adquisición a una empresa anterior (sistema de distribución del ICE en Costa Rica), sin que el costo de las obras incluya en todos los casos intereses durante la construcción. En la CEL (El Salvador), por ejemplo, sólo se cargaron al costo de las obras los intereses correspondientes a las deudas durante el período de construcción; pero no los correspondientes a los recursos propios de capital comprometidos durante la construcción. En la ENEE, empresa estatal de Honduras, la inversión no incluye intereses durante la construcción, que se ha financiado íntegramente con fondos de la propia empresa.

En el caso de las empresas particulares, el costo original o el de adquisición a empresas preexistentes ha tenido revalorizaciones parciales o totales en el curso del tiempo, con motivo de la actualización de convenios con las autoridades. El monto de estas revalorizaciones está distribuido en las cuentas del activo fijo o figura en cuenta separada y ha podido distribuirse salvo en el caso de la EEG (Guatemala) donde, por las razones antes mencionadas, se presume que una parte de las revalorizaciones anteriores figuran dentro de la cuenta "intangibles", que es bastante elevada en comparación con las de otras empresas particulares.

Debe advertirse que en ninguna de las empresas estatales figura el rubro "intangibles".

La dificultad de comparar las inversiones se debe también al hecho de que corresponden en muchos casos a épocas muy diferentes. En general, las empresas estatales más importantes han construido sus obras en época reciente; en las particulares, en cambio, una parte apreciable de las inversiones, especialmente las hechas en obras de generación, se realizó en años muy

anteriores. Puede que las revalorizaciones del activo fijo efectuadas por estas compañías compensen, sin embargo, las desigualdades provenientes de la variación en los índices de costo de construcción a lo largo del tiempo.

Por último existe la limitación de que no se cuenta con un término monetario de comparación para convertir las cifras en moneda nacional de cada uno de los países.

Se comprende, a este respecto, la influencia que tienen las fluctuaciones experimentadas por la tasa de

cambio en algunos países (por ejemplo, Nicaragua y Costa Rica), al comparar hoy en dólares de los Estados Unidos, inversiones hechas hace 20 o 25 años, cuando las equivalencias de moneda eran distintas.

Todos los valores se expresan en este estudio en dólares, de acuerdo con las equivalencias adoptadas en las estadísticas económicas de la CEPAL, que se han empleado también hasta ahora en los informes estadísticos de energía eléctrica de Centroamérica. La conversión a dólares de los Estados Unidos se ha hecho, en consecuencia, conforme a las siguientes tasas:

Guatemala . . . . .	1 quetzal = 1.000 dólar	1 dólar = 1.00 quetzal
El Salvador . . . . .	1 colón = 0.400 "	1 " = 2.50 colones
Honduras . . . . .	1 lempira = 0.500 "	1 " = 2.00 lempiras
Nicaragua . . . . .	1 córdoba = 0.142 "	1 " = 7.05 córdobas
Costa Rica . . . . .	1 colón = 0.150 "	1 " = 6.65 colones
Panamá . . . . .	1 balboa = 1.000 "	1 " = 1.00 balboa

### C. INFLUENCIA DE LA RENTABILIDAD EN EL NIVEL DE PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En el cuadro 4 se hace comparación global de todas las empresas y se determina para cada una de ellas tanto la rentabilidad de la inversión inmovilizada como la del patrimonio, según los resultados de explotación del año 1959.

De las cifras del cuadro se desprende que hay una apreciable variación en la rentabilidad de la inversión inmovilizada, y que existe una relación marcada entre el nivel de rentabilidad y el precio medio de la energía suministrada a los consumidores, como aparece en la tabla que sigue (no son comparables las dos empresas mayoristas):

Empresa	Rentabilidad de inv. inmóvil (Porcentaje)	Ingreso medio para rentabilidad de 10 por ciento	
		Ingreso medio en 1959	Ingreso medio de 10 por ciento
(Centavos de dólar por kWh)			
1. ENEE (Honduras) . . . . .	18.3	7.5	6.3
2. CPFL (Panamá) . . . . .	10.2	4.5	4.5
3. EEG (Guatemala) . . . . .	11.2	4.0	3.9
4. CAESS (El Salvador) . . . . .	10.3	3.2	3.2
5. ENLF (Nicaragua) . . . . .	(1.9)	3.2 <sup>a</sup>	5.5
6. CNFL (Costa Rica) . . . . .	6.9	1.7	1.9
7. ICE Zona Central (Costa Rica) . . . . .	(15.7)	1.4	2.1

<sup>a</sup> Promedio general, incluida venta a otras empresas eléctricas. En las demás empresas que venden energía a revendedores, el monto de esta venta es tan pequeño que no altera el precio medio general.

Mientras la ENEE (Honduras), con un ingreso medio de 7.5 centavos de dólar por kWh, tuvo una rentabilidad de 18.3 por ciento sobre la inversión inmovilizada, el sistema de distribución de la Zona Central del ICE (Costa Rica), con un ingreso medio de 1.4 centavos de dólar por kWh, tuvo un déficit neto de explotación equivalente al 15.7 por ciento de dicha inversión inmovilizada.

La CNFL (Costa Rica), con un ingreso medio de 1.7 centavos de dólar por kWh, obtuvo una rentabilidad de 6.9 por ciento, que es la más baja (excluyendo a las dos empresas que no alcanzaron a cubrir sus gastos de explotación).

Dentro de la correlación observada entre rentabilidad y nivel de precio, el caso de la ENLF de Nicaragua constituye una excepción, explicable por el extraordinario incremento de inversiones que significó la ampliación del sistema abastecedor primario, con una utilización todavía muy baja en el primer año de operaciones.

En la tabla anterior se ha calculado también el ingreso medio por kWh que se habría necesitado para obtener una rentabilidad de 10 por ciento sobre la inversión inmovilizada en cada una de las empresas distribuidoras.

La proporción de 1 a 5 que se observa entre el precio medio en Costa Rica y en Honduras sería de 1 a 3 sobre la base de igual rentabilidad, y podría reducirse más aún si se considera que las dos empresas costarricenses compran parte de su energía al sistema primario del ICE (cuyo precio de venta le rinde a éste sólo un 5.1 por ciento sobre la inversión).

De acuerdo con lo anterior, para obtener una rentabilidad igual al 10 por ciento, el precio medio del servicio de distribución del ICE tendría que subir un 50 por ciento (de 1.4 a 2.1 centavos de dólar por kWh) y en la CNFL, un 12 por ciento. En realidad, estas alzas tendrían que ser algo mayores para que el sistema primario del ICE, que vende a estas dos empresas, obtuviera también un 10 por ciento de rentabilidad.

Por su parte, para bajar la rentabilidad del 18.3 al 10 por ciento, la ENEE tendría que reducir en un 16 por ciento el nivel general de sus tarifas.

Para que la ENLF (Nicaragua) obtuviera una rentabilidad del 10 por ciento sobre la inversión, las tarifas tendrían que haberse elevado en un promedio de 70 por ciento (de 3.2 a 5.5 centavos de dólar por kWh).

La insuficiencia de rentabilidad de esta empresa no puede, sin embargo, resolverse sólo con un alza de tarifas; se requiere, además, una mejor utilización de la capacidad generadora instalada (factor de planta 23.7 por ciento en 1959) y de las instalaciones de transmisión. Se verá más adelante el efecto de la elevada proporción de los gastos fijos del sistema generación-transmisión, de esta empresa, en el costo de la energía suministrada a las redes de distribución.

Las consideraciones anteriores no quieren significar que la rentabilidad de 10 por ciento sobre la inversión inmovilizada sea la recomendable o la normal. La cifra sólo se emplea como un término apropiado de comparación. Interesaba señalar la importancia del factor rentabilidad en el nivel relativo de precios de venta de las empresas distribuidoras.

Puede hacerse una comparación semejante entre las dos entidades estatales exclusivamente productoras, la CEL en El Salvador y el Sistema Primario Garita-Colima del ICE en Costa Rica. Los datos correspondientes son los siguientes:

Empresa	Rentabilidad de inv. inmóvil (Porcentaje)	Ingreso medio para rentabilidad de 10 por ciento	
		Ingreso medio	Centavos de dólar por kWh
1. CEL (El Salvador) . . .	7.1	1.58	1.97
2. ICE Sistema Primario (Costa Rica) . . . . .	5.1	1.11	1.59

Las diferencias en ingreso medio y en rentabilidad no son en este caso tan marcadas como las que se observan en las empresas distribuidoras de ambos países. Sin embargo, si estas dos empresas mayoristas hubieran tenido la misma rentabilidad sobre su inversión inmovilizada, usando un 10 por ciento como término de comparación, las diferencias en el nivel de precios serían inferiores a 24 por ciento. Con una rentabilidad de 8 por ciento en ambos casos, la diferencia en el ingreso medio sería sólo de 20.8 por ciento.

En todas estas comparaciones el índice empleado es el rendimiento de la inversión inmovilizada, en el supuesto de que ésta sea directamente comparable, circunstancia que no es fácil establecer por las razones

ya comentadas. Aunque se tratara de inversiones realizadas en épocas semejantes y en obras de magnitud y complejidad similares, pueden producirse diferencias a lo largo del tiempo en el monto de la inversión inmovilizada debidas a diversidades de criterio seguidas en la política de depreciación de distintas empresas. No es posible emitir *a priori* un juicio sobre lo adecuado o inadecuado del monto de la depreciación acumulada. Basta observar que en las cuatro empresas particulares, que tienen ya largos años de explotación, la depreciación acumulada fluctúa entre un 18 por ciento (CAES - El Salvador) y un 24.5 por ciento (CNFL - Costa Rica) del activo fijo.

Es interesante advertir la disparidad que se produce a veces entre la rentabilidad de la inversión inmovilizada y la rentabilidad del patrimonio como consecuencia de las modalidades de financiamiento y del monto relativo de los intereses y gastos de las deudas.

El ejemplo de la CEL (El Salvador) es característico a este respecto. Esta empresa, propiedad del estado, obtuvo un 7.1 por ciento de rentabilidad sobre la inversión inmovilizada; sin embargo, como su financiamiento está constituido en una alta proporción (84.5 por ciento) por deudas, con un interés medio inferior al 5 por ciento, resulta que la rentabilidad del patrimonio alcanzó a un 21.2 por ciento.

Algo parecido, aunque en menor grado, sucede en la CPFL (Panamá), que con un ingreso neto equivalente al 10.2 por ciento de la inversión inmovilizada, logró un 14.8 por ciento de rendimiento sobre el patrimonio.

El caso inverso ocurrió en la ENLF (Nicaragua) cuyos ingresos no alcanzaron a cubrir los gastos de explotación, produciéndose un déficit neto equivalente al 1.9 por ciento de la inversión inmovilizada. Si al déficit de explotación se agregan los intereses sobre la deuda, que representa el 81 por ciento de la capitalización de la empresa, resulta una pérdida neta igual al 23.9 por ciento del patrimonio.

Los casos mencionados demuestran la repercusión que tienen en la renta del capital propietario los niveles relativos de ingreso neto e intereses, cuando la deuda constituye una parte importante de la capitalización. Como se indica en el cuadro 4, el financiamiento de la inversión varía entre un 100 por ciento con recursos propios de la empresa, en la ENEE (Honduras) y un 84.5 por ciento de deuda, en la CEL (El Salvador).

#### D. INFLUENCIA DE LOS GASTOS DE EXPLOTACIÓN EN EL NIVEL DE PRECIOS

Procede examinar ahora dentro de esta comparación general de las empresas, la influencia de los gastos de explotación en términos del kWh vendido.

En el cuadro 5 se muestra un detalle de los gastos de explotación por kWh suministrado, de acuerdo con la clasificación funcional del sistema uniforme de cuentas, para las 7 empresas distribuidoras, incluida la ENLF (Nicaragua) que es en parte mayorista. Se in-

dica también en el cuadro el ingreso neto de explotación por kWh.

Sin entrar a analizar ahora cada uno de los componentes del gasto de explotación, como se hará más adelante, interesa en esta comparación de conjunto establecer el gasto medio en función del ingreso medio por kWh.

En el cuadro 5 se observa que, con excepción de la

Cuadro 5

## GASTOS DE EXPLOTACIÓN E INGRESO NETO POR KWH VENDIDO — EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, 1959

	Guatemala EEG		El Salvador CAESS		Honduras ENEE		Nicaragua ENLF		Costa Rica ICE-Zona Central		Costa Rica CNFL		Panamá CPFL	
	Ctvs. dólar por kWh	Por- ciento de gas- tos de explo- tación	Ctvs. dólar por kWh	Por- ciento de gas- tos de explo- tación	Ctvs. dólar por kWh	Por- ciento de gas- tos de explo- tación	Ctvs. dólar por kWh	Por- ciento de gas- tos de explo- tación	Ctvs. dólar por kWh	Por- ciento de gas- tos de explo- tación	Ctvs. dólar por kWh	Por- ciento de gas- tos de explo- tación	Ctvs. dólar por kWh	Por- ciento de gas- tos de explo- tación
<b>1. Gastos de explotación</b>														
.1 Gastos directos de explotación														
.11 Producción (generación y compra) . . . . .	1.07	39.4	1.62	66.0	2.13	44.4	1.59	45.1	1.12	61.9	0.78	59.2	1.19	37.0
.12 Transmisión . . . . .	0.06	2.3	0.07	3.0		0.3	0.10	2.7	—	—	0.01	0.6	—	—
.13 Distribución . . . . .	0.39	14.2	0.18	7.3	0.79	16.5	0.32	9.0	0.32	17.8	0.09	7.0	0.27	8.3
.14 Consumidores. . . . .			0.14	5.8			0.22	6.3	0.09	5.2			0.31	9.5
.15 Promoción de ventas . .	0.37	13.5	0.03	1.4	—	—	—	—	—	—	0.09	6.9	0.08	2.6
.16 Administración y gastos generales. . . . .	0.37	13.9	0.20	8.0	1.18	24.6	0.43	12.1	0.12	6.3	0.16	12.3	0.41	12.9
<i>Total gastos directos de explotación. . .</i>	<i>2.26</i>	<i>83.3</i>	<i>2.24</i>	<i>91.5</i>	<i>4.12</i>	<i>85.8</i>	<i>2.66</i>	<i>75.2</i>	<i>1.65</i>	<i>91.1</i>	<i>1.13</i>	<i>86.0</i>	<i>2.26</i>	<i>70.3</i>
.2 Depreciación . . . . .	0.30	11.1	0.14	5.8	0.68	14.2	0.81	23.2	0.16	8.6	0.14	10.8	0.30	9.4
.3 Impuestos. . . . .	0.15	5.6	0.07	2.7	—	—	0.06	1.6	—	0.3	0.05	3.2	0.65	20.3
<i>Total gastos de explotación. . . . .</i>	<i>2.71</i>	<i>100.0</i>	<i>2.45</i>	<i>100.0</i>	<i>4.80</i>	<i>100.0</i>	<i>3.53</i>	<i>100.0</i>	<i>1.81</i>	<i>100.0</i>	<i>1.32</i>	<i>100.0</i>	<i>3.21</i>	<i>100.0</i>
		% de ingreso		% de ingreso		% de ingreso		% de ingreso		% de ingreso		% de ingreso		% de ingreso
Total gastos de explotación.	2.71	67.4	2.45	77.2	4.80	64.0	3.53	111.9	1.81	131.7	1.32	78.0	3.21	71.3
2. Ingreso neto de explotación.	1.31	32.6	0.72	22.8	2.70	36.0	(0.37)	(11.9)	(0.44)	(31.7)	0.37	22.0	1.29	28.7
3. Total ingresos de explotación	4.02	100.0	3.17	100.0	7.50	100.0	3.16	100.0	1.37	100.0	1.69	100.0	4.50	100.0
4. Total energía vendida (millones kWh) . . . . .	139.0		131.4		14.5		10.5 a		19.3		234.1		141.8	
5. Consumo medio anual por consumidor kWh. . . . .	2 332		2 863		1 261		3 013 a		2 218		4 351		2 403	

a Incluidas ventas a otras empresas eléctricas.

ENLF, la empresa de ingreso medio más alto es también la de mayor gasto medio (ENEE), y que las dos empresas costarricenses, que son las de más bajo ingreso medio, tienen a la vez los gastos medios más bajos.

Si se combina este hecho con lo ya establecido para la rentabilidad, resulta que el elevado precio de la energía en la ENEE (Honduras) se debe a un gasto unitario alto sumado a una rentabilidad excesiva, y que el bajo precio en las empresas costarricenses se debe a un gasto unitario muy bajo sumado a una rentabilidad escasa o nula.

En el cuadro que figura enseguida, puede apreciarse el efecto acumulado de los dos componentes básicos, gasto de explotación e ingreso neto, en el ingreso medio por kWh para las siete empresas distribuidoras consideradas.

Empresa	Gastos de explotación	Ingreso neto	Ingreso total
	(Centavos de dólar por kWh)		
1. ENEE (Honduras) . . . . .	4.80	2.70	7.50
2. CPFL (Panamá) . . . . .	3.21	1.29	4.50
3. EEG (Guatemala) . . . . .	2.71	1.31	4.02
4. CAESS (El Salvador) . . . . .	2.45	0.72	3.17
5. ENLF (Nicaragua) . . . . .	3.53	(0.37)	3.16
6. CNFL (Costa Rica) . . . . .	1.32	0.37	1.69
7. ICE Zona Central (Costa Rica) . . . . .	1.81	(0.44)	1.37

Mientras para el promedio de las dos empresas costarricenses los gastos de explotación por kWh vendido fueron de alrededor de 1.5 centavos de dólar, en la empresa hondureña representaron 4.8 centavos de dólar.

En el resto de las empresas, los gastos unitarios de explotación no son muy dispares, puesto que han variado de 2.45 centavos de dólar por kWh para la CAESS (El Salvador) a 3.53 centavos de dólar por kWh para la ENLF (Nicaragua).

Ya se ha indicado que la ENLF constituye una excepción: cuadruplicó la capacidad generadora instalada y casi quintuplicó sus inversiones en 1958, al poner en servicio la central a vapor de Managua y el sistema de transmisión que cubre gran parte de la región del Pacífico. A pesar de un incremento de 76 por ciento en 1959 en el volumen de energía vendida, es imposible esperar que éste llegara a compensar el fuerte aumento en los cargos fijos a que dio lugar la gran expansión de la empresa.

El efecto de los gastos fijos en la ENLF, y particularmente de la depreciación, se manifiesta en el gasto relativamente elevado de explotación, de 3.53 centavos de dólar por kWh, que es el más alto después del de la empresa de Honduras.

Si se comparan los gastos directos de explotación en su conjunto, eliminando los casos extremos de Honduras y Costa Rica, resultan notablemente similares en las demás empresas, variando de 2.24 centavos de dólar por kWh (CAESS) a 2.66 centavos de dólar por kWh (ENLF).

El gasto de depreciación es mucho menos importante y no excede de 0.3 centavos de dólar por kWh, salvo en la ENLF y en la ENEE, en las que llegaron a 0.81 y a 0.68 centavos de dólar por kWh, respectivamente.

Por lo que a los impuestos se refiere, no existen o son muy bajos. La única excepción es la CPFL (Panamá), donde representaron más del 20 por ciento de los gastos de explotación y donde dichos impuestos contribuyeron con cerca de 0.7 centavos de dólar en el precio del kWh vendido.

Resumiendo este examen de los gastos de explotación, se llega a la conclusión poco halagadora de que la empresa de gasto unitario más alto es la que obtuvo mejor rentabilidad, mientras las que muestran gastos más bajos por kWh son a la vez las de rentabilidad más baja (sin considerar el caso especial de la ENLF).

#### E. GASTOS DE EXPLOTACIÓN FIJOS Y VARIABLES

Otro procedimiento de examinar las diferencias entre los gastos unitarios de explotación, en una comparación general de las empresas, consiste en separarlos en sus componentes fijos y variables desde el punto de vista de la producción o consumo de energía. La separación resulta complicada de no establecerse ciertas simplificaciones.

Para dicho efecto se parte del supuesto, en forma aproximada, de que los gastos variables de generación corresponden sólo al combustible cuando la generación es de vapor, y al combustible más un porcentaje, estimado en 5 por ciento de los demás gastos de operación y mantenimiento, en las centrales de combustión interna.

Una parte de los gastos de combustible en las centrales a vapor es fija, efectivamente; pero otros gastos de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación son, en cambio, variables.

Dentro del orden de aproximación de los datos disponibles para este análisis, parece suficiente suponer que, en la generación a vapor, la parte de gastos fijos incluida en el rubro combustibles se compensa o equivale a la parte de gastos variables incluida en los demás gastos directos de generación.

A los gastos de transmisión, distribución, comerciales y de administración, se les considera independientes de la cantidad de energía vendida.

Se supone, además, aunque no sea siempre exacto, que los gastos por compra de energía son variables en su totalidad, y también se supone, por último, que tanto la depreciación como los impuestos constituyen gastos fijos.

Partiendo de estas suposiciones se ha hecho una clasificación de los gastos de explotación, en fijos y variables, para las siete empresas que tienen actividades de distribución, que aparece al comenzar la pág. 446.



Cuadro 6

## GASTOS DIRECTOS DE GENERACION EN CENTRALES GENERADORAS HIDRAULICAS, 1959

	<i>Unidad</i>	<i>Guatemala EEG</i>	<i>El Salvador CEL</i>	<i>El Salvador CAESS</i>	<i>Honduras ENEE</i>	<i>Costa Rica ICE Siste- ma Prima- rio</i>	<i>Costa Rica CNFL</i>	<i>Costa Rica ICE Distri- bución Zona Central</i>
1. Centrales comprendidas. . . .	Número	5	1	3	2	1	7	2
2. Capacidad total instalada. . .	KW	13 170	45 000	3 610	2 700	30 000	28 700	1 230
3. Inversión según activo fijo . .	Miles de dólares	3 004 <sup>a</sup>	20 364	1 088	829	10 784	5 620	189
4. Generación neta . . . . .	Millones de kWh	73.0	176.2	16.1	9.4	148.6	125.3	3.0 <sup>a</sup>
5. Gastos directos de generación.	Miles de dólares	385	178	75	43	89	173	28
<i>Indices:</i>								
6. Inversión por kW instalado . .	Dólares	228	453	301	307	359	196	154
7. Factor de planta anual . . . .	Porcientos	63	45	51	40	57	50	28
8. Gasto por kWh generado . . .	Centavos de dólar	0.53	0.10	0.47	0.46	0.06	0.14	0.93
9. Gastos por kW instalado . . .	Dólares	29.23	3.96	20.78	15.93	2.97	6.03	22.76
10. Gastos con relación a la inver- sión. . . . .	Porcientos	12.8	0.9	6.9	5.2	0.8	3.1	14.9

<sup>a</sup> Valor aproximado.

Empresa	Gastos de explotación (Centavos de dólar)		
	Fijos	Variables	Totales
1. ENEE (Honduras) . . . . .	3.47	1.33	4.80
2. CPFL (Panamá) . . . . .	2.32	0.89	3.21
3. EEG (Guatemala) . . . . .	2.11	0.60	2.71
4. CAESS (El Salvador) . . . . .	0.90	1.55	2.45
5. ENLF (Nicaragua) . . . . .	2.36	1.17	3.53
6. CNFL (Costa Rica) . . . . .	0.63	0.69	1.32
7. ICE Zona Central (Costa Rica) . . . . .	0.84	0.97	1.81

Puede verse que el alto gasto unitario de 4.8 centavos de dólar por kWh en la ENEE está determinado principalmente por el elevado componente fijo de 3.47 centavos de dólar por kWh, muy superior al de las demás empresas. La razón está en el pequeño volu-

men de energía vendida, en el bajo consumo por abonado y en el bajo factor de carga de dicho consumo. Todas estas circunstancias se combinan para elevar el gasto fijo por kWh vendido. A esto se agrega un componente variable relativamente alto.

Las cifras del cuadro de la página anterior muestran, como era de esperar, que el gasto fijo es mucho más pequeño en las empresas que adquieren gran parte de la energía que distribuyen (CAESS, ICE Zona Central y CNLF). En ellas las inversiones en obras de generación y transmisión son pequeñas en proporción al volumen de energía vendida; por consiguiente, los gastos fijos relacionados con la explotación de estas obras, incluida la depreciación, son relativamente más bajos (entre 0.63 y 0.90 centavos de dólar por kWh).

## F. ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE EXPLOTACIÓN

En el curso de este estudio se han clasificado los gastos de explotación, de acuerdo con el sistema uniforme o funcional de cuentas, en la siguiente forma:

1. Gastos directos de explotación (*operating expenses*):
  - 1.1 Producción
  - 1.2 Transmisión
  - 1.3 Distribución
  - 1.4 Consumidores
  - 1.5 Promoción de ventas
  - 1.6 Administración y Generales
2. Depreciación
3. Impuestos.

Interesa ahora investigar y comparar separadamente cada uno de estos tipos de gasto, en términos del kWh suministrado y con referencia a otros índices apropiados, de acuerdo con la naturaleza del gasto.

Como se observa en el cuadro 5, el componente individual más importante del gasto de explotación en las empresas distribuidoras es el gasto directo de producción, que representa entre un 37 y un 66 por ciento del total de cargos, con apreciables variaciones de una empresa a otra.

Para encontrar las razones de la disparidad observada en el gasto directo de producción, que varía entre 0.78 centavos (CNFL, Costa Rica) y 2.13 centavos de dólar por kWh vendido (ENEE, Honduras), es necesario analizar la composición de este elemento de costo. Para ello, se descompone el gasto directo de producción como sigue:

- 1.1 Gastos de producción
  - 1.11 Gastos de generación
    - 1.111 Hidráulica
    - 1.112 A vapor
    - 1.113 De combustión interna
  - 1.12 Compra de energía

Según esta clasificación, el costo de la energía com-

prada a otra empresa constituye un gasto directo de producción.

En la generación, el gasto directo comprende operación, mantenimiento, ingeniería o supervisión técnica y administración local de las obras e instalaciones generadoras hasta el punto de entrega al sistema de transmisión o directamente a la red de distribución, según corresponda.

Se han obtenido los datos de gasto de generación para cada tipo o clase de central (hidro, vapor, diesel), sin llegar a establecer los gastos correspondientes a cada central de un mismo tipo, cuando hay varias en una sola empresa.

La comparación de gastos directos de generación entre empresas de distinta índole es perfectamente factible dentro de las limitaciones que se han indicado y pueden expresarse en diversos índices, tales como: centavos de dólar por kWh generado, por ciento del activo fijo correspondiente, dólares al año por kW instalado, etc.

### 1. Generación hidráulica

En el cuadro 6 se comparan los gastos directos de generación de las empresas que tienen centrales hidroeléctricas en servicio. En algunas empresas los datos corresponden al conjunto de varias centrales, algunas de escasa potencia y de bastante antigüedad.

Debe advertirse que en el caso de la EEG (Guatemala) las cifras de inversión derivadas del activo fijo que aparecen en el cuadro 6 y siguientes corresponden a un valor ajustado por distribución de la cuenta "Terrenos y edificios", que la compañía ha mantenido en forma separada.

Para los fines de este estudio, dicha cuenta —que representa alrededor del 15 por ciento del activo fijo total— se ha repartido en forma aproximada entre los diversos grupos funcionales del activo fijo.

Los datos de mayor significación para fines comparativos corresponden a la CEL (El Salvador) y al Sistema Primario del ICE (Costa Rica), cada uno con

una sola central hidráulica de magnitud semejante (45 y 30 MW respectivamente) y de construcción reciente.

Estas dos centrales —“5 de Noviembre”, en El Salvador, y “Garita”, en Costa Rica— son las de más alta inversión por kW instalado, con 453 dólares/kW en la CEL y 357 dólares/kW en el ICE. El mayor costo unitario de la central salvadoreña se explica por tratarse de una central de embalse, con alta inversión en obras hidráulicas.

Los índices de gasto de generación en estas dos centrales son bastante concordantes, cualquiera que sea la forma en que se expresen: poco menos de 1 por ciento de la inversión, entre 3 y 4 dólares por kW al año, y entre 0.06 y 0.10 centavos de dólar por kWh generado. Esta última variación corresponde principalmente a diferencias en el factor de planta; si ambas centrales hubieran trabajado con 50 por ciento de factor de planta, el gasto habría sido de 0.07 y 0.09 centavos de dólar por kWh respectivamente.

De todas las demás centrales, sólo las de la CNFL (Costa Rica) muestran índices de gastos de generación comparables, aunque mayores, a los de la CEL y sistema primario del ICE. Las diferencias pueden atribuirse a la circunstancia desfavorable para la CNFL de operar 7 centrales distintas, de pequeña potencia y de edad mucho mayor.

Características parecidas a la CNFL, en cuanto a potencia instalada, número de centrales comprendidas y edad de las mismas, presenta la EEG (Guatemala). Llama la atención, sin embargo, el alto gasto de generación de esta empresa que, expresado en cualquiera de los índices, resulta aproximadamente 4 veces superior al de la compañía particular costarricense. Obsérvese el excesivo gasto por kW instalado, que llegó a más de 29 dólares en el año.

Las otras empresas, con centrales muy pequeñas y algunas muy antiguas, muestran, por la misma razón, gastos relativamente elevados, pero en todo caso inferiores a los de la empresa de Guatemala.

## 2. Generación a vapor

En el cuadro 7 se resumen los gastos directos de generación de las centrales a vapor. Con excepción de la CPFL (Panamá), donde los datos corresponden al conjunto de 3 centrales, en cada una de las otras empresas sólo existe una central.

**Cuadro 7**  
GASTOS DIRECTOS DE GENERACIÓN EN CENTRALES GENERADORAS A VAPOR, 1959

	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CAESS	Nicaragua ENLF	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL
1. Centrales comprendidas . . . . .	Número	1	1	1	1	3
2. Capacidad total instalada . . . . .	kW	19 650	5 000	30 000	10 000	37 220
3. Inversión según activo fijo . . . . .	Miles de dólares	4 170 <sup>a</sup>	1 020	7 320	2 469	12 093
4. Generación neta anual . . . . .	Millones de kWh	66.2	0.2	79.3	4.1	157.4
5. Gastos directos de generación:						
Fijos . . . . .	Miles de dólares	191	10	205	43	408
Variables (Combustible) . . . . .	Miles de dólares	541	<sup>b</sup>	760	46	1 258
Total . . . . .	Miles de dólares	732	10	965	89	1 666
6. Combustible:						
Clase . . . . .		Bunker C	—	Bunker C	Bunker C	Bunker C
Consumo . . . . .	Miles de kg <sup>c</sup>	25 700	—	29 730	1 951	68 900
Precio unitario . . . . .	Ctvs. de dólar/kg	2.11	—	2.56	2.36	1.83
<i>Índices:</i>						
7. Inversión por kW instalado . . . . .	Dólares	212	204	244	247	325
8. Factor de planta anual . . . . .	Porcentaje	38	—	30	5	48
9. Consumo de combustible . . . . .	Gramos por kWh	386	—	375	476	438
10. Gastos por kWh generado:						
Fijos . . . . .	Ctvs. de dólar	0.29	5.00	0.26	1.05	0.26
Variables (Combustible) . . . . .	Ctvs. de dólar	0.82	<sup>b</sup>	0.96	1.12	0.80
Total . . . . .	Ctvs. de dólar	1.11	<sup>b</sup>	1.22	2.17	1.06
11. Gastos fijos por kW instalado . . . . .	Dólares	9.72	—	6.83	4.30	10.96
12. Gastos fijos con relación a la inversión . . . . .	Porcientos	4.6	—	2.8	1.7	3.4

<sup>a</sup> Valor aproximado.

<sup>b</sup> Los gastos variables de la operación ocasional de la central CAESS, según contrato con CEL, son de cargo de ésta.

<sup>c</sup> 1 galón Bunker C = 3.60 kg.

La central de la CAESS (El Salvador), de 5 000 kW, que es la más pequeña del grupo, sólo operó durante 1959 ocasionalmente en pruebas de rutina, con una generación ínfima, por lo que sus gastos no tienen significación para fines comparativos.

La central de 10 000 kW de la CNFL (Costa Rica) trabajó también muy pocas horas del año, con un factor de planta de sólo 5 por ciento.

La inversión por kW instalado fluctúa en estas centrales entre 200 y 250 dólares por kW, salvo en la CPFL (Panamá) donde llega a 325 dólares por kW, que puede atribuirse al hecho de que la capacidad generadora está repartida en 3 plantas distintas, con numerosas unidades de pequeña potencia.

Los gastos directos por kWh generado se han subdividido en fijos y variables, asimilando estos últimos al gasto de combustible. Los gastos fijos se indican además en función de la capacidad instalada y de la inversión.

Puede verse que los gastos fijos por kWh generado son muy similares en todas las centrales que trabajaron normalmente (poco menos de 0.3 centavos de dólar por kWh). No serían muy distintos, y resultarían

tal vez inferiores, en la CNFL (Costa Rica) si su central hubiera operado con un factor de planta similar al de las otras empresas.

Los gastos variables son también muy parecidos, entre 0.8 y 1.0 centavos de dólar por kWh, y algo más altos en la CNFL por la operación anormal de su central, con un mayor consumo unitario de combustible.

La CPFL (Panamá) tuvo un consumo por kWh de 438 gramos de petróleo Bunker C, mientras fue en la EEG (Guatemala) y en la ENLF (Nicaragua) de alrededor de 380 gramos. En cambio, el precio del combustible para la empresa panameña fue de 1.83 centavos de dólar por kg (6.57 centavos por galón), mientras en las otras dos empresas subió a 2.11 y 2.56 centavos de dólar por kg, respectivamente.

Como se ve, la semejanza en los gastos variables en estas empresas se debe a una compensación entre el consumo específico y el precio del combustible.

Si se exceptúa la CNFL (Costa Rica), que no es representativa por las razones indicadas, los gastos fijos directos de generación por kW instalado fluctuaron entre 6.83 dólares para la central de la ENLF y 10.96 para las 3 centrales de la CPFL.

Cuadro 8

GASTOS DIRECTOS DE GENERACIÓN EN CENTRALES GENERADORAS DE COMBUSTIÓN INTERNA  
(DIESEL) AÑO 1959

	Unidad	Guatemala EEG	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE-Sist. Primario	Panamá CPFL
1. Centrales comprendidas . . . . .	Número	2	1	1	1	1
2. Capacidad total instalada . . . . .	kW	9 000	4 100	10 250	11 880	2 000
3. Inversión según activo fijo . . . . .	Miles de dólares	1 381 <sup>a</sup>	670	1 530	2 105	295
4. Generación neta . . . . .	Millones de kWh	21.4	11.1	4.8	12.9	0.6
5. Gastos directos de generación:						
Fijos . . . . .	Miles de dólares	82	71	89	135	9
Variables . . . . .	Miles de dólares	279	195	68	116	9
Total . . . . .	Miles de dólares	361	266	157	251	18
6. Combustible:						
Clase . . . . .		diesel	diesel	diesel pesado	diesel pesado	diesel
Consumo . . . . .	Miles de kg <sup>b</sup>	6 260	3 010	1 472	3 350	166
Precio por unidad . . . . .	Ctvs. de dólar/kg	4.38	6.35	4.38	3.25	5.00
<i>Índices:</i>						
7. Inversión por kW instalado . . . . .	Dólares	153	163	149	177	147
8. Factor de planta anual . . . . .	Porcientos	27	31	5	12	3
9. Consumo de combustible . . . . .	Gramos/kWh	292	271	307	260	277
10. Gastos por kWh generado:						
Fijos . . . . .	Ctvs. de dólar	0.39	0.64	1.85	1.05	1.50
Variables . . . . .	Ctvs. de dólar	1.30	1.76	1.42	0.90	1.50
Total . . . . .	Ctvs. de dólar	1.69	2.40	3.27	1.95	3.00
11. Gastos fijos por kW instalado . . . . .	Dólares	9.11	17.32	8.68	11.36	4.50
12. Gastos fijos con relación a la inversión . . . . .	Porcientos	5.9	10.6	5.8	6.4	3.1

<sup>a</sup> Valor aproximado.

<sup>b</sup> Densidad adoptada: Bunker C = 0.95; diesel = 0.87; diesel pesado = 0.9.

En términos de la inversión, los gastos fijos directos representaron entre un 2.8 por ciento (ENLF) y un 4.6 por ciento (EEG) en las centrales que tuvieron una operación normal durante el año.

### 3. Generación diesel

En el cuadro 8 se resumen los gastos de generación en las 5 empresas que tienen centrales dieseléctricas (2 en la EEG).

En general, la producción de estas centrales representa un porcentaje muy bajo de la generación total de las empresas y corresponde a operaciones de emergencia o de afirmado de la generación hidráulica o de vapor. Sólo en la ENEE (Honduras) es preponderante la generación diesel que representa un 54 por ciento de la producción total.

Las cifras de inversión por kW instalado en estas centrales son muy semejantes y fluctúan entre 150 y 170 dólares.

Los gastos fijos (directos) de generación por kWh se elevan bastante, como es natural, en las centrales de bajo factor de planta, llegando a 1.85 centavos por kWh en la ENLF (Nicaragua), donde el factor de planta anual fue de sólo 5 por ciento. En las centrales de la EEG (Guatemala) y de la ENEE (Honduras), que han trabajado en forma más regular, el gasto fijo varía entre unos 0.4 y 0.6 centavos de dólar por kWh.

Por lo que se refiere a los gastos variables, que corresponden principalmente al combustible, se nota gran

diferencia entre la ENEE (Honduras) y el ICE (Costa Rica), con 1.76 y 0.9 centavos de dólar por kWh generado. Esto se debe, fundamentalmente, a la diferencia de precio del combustible empleado. La central diesel del ICE consumió 260 gramos de petróleo diesel pesado por kWh, con un costo de 3.25 centavos de dólar por kg; la central de la ENEE, en cambio, consumió 271 gramos de petróleo diesel puro por kWh, con un costo de 6.35 centavos de dólar por kg.

En las demás centrales el consumo de combustible varió entre unos 280 y 300 gramos por kWh, con precios de alrededor de 4.50 centavos de dólar por kg.

Los gastos fijos por kW instalado varían de 4.50 dólares en la CPFL (Panamá) a 17.32 dólares en la ENEE (Honduras). El caso de la empresa de Panamá es excepcional, porque la planta ha trabajado sólo ocasionalmente.

Con respecto a la inversión, los gastos fijos fluctúan entre un 6 y un 10 por ciento, con la excepción de la CPFL (Panamá) donde representaron sólo un 3.1 por ciento, probablemente anormal por las razones indicadas.

### 4. Resumen de gastos directos de generación

En el cuadro 9 se resumen los gastos directos de generación por kWh generado para los diversos tipos de centrales en servicio en 1959.

Es determinante del alto gasto unitario en algunas empresas el elevado gasto de generación térmica, como

Cuadro 9  
RESUMEN DE GASTOS DIRECTOS DE GENERACIÓN, 1959

Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE Sistema Primario	Costa Rica ICE Distribución Zona Central	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL	
<i>Generación hidráulica:</i>										
Energía neta generada . . .	Millones de kWh	73.00	176.20	16.10	9.40	—	148.60	3.00	125.30	—
Gasto por kWh generado .	Ctvs. de dólar	0.53	0.10	0.47	0.46	—	0.06	0.93	0.14	—
<i>Generación a vapor:</i>										
Energía neta generada . . .	Millones de kWh	66.20	—	0.20	—	79.30	—	—	4.10	157.40
Gasto por kWh generado .	Ctvs. de dólar	1.11	—	5.00 <sup>a</sup>	—	1.22	—	—	2.17	1.06
<i>Generación de combustión interna (diesel):</i>										
Energía neta generada . . .	Millones de kWh	21.40	—	—	11.10	4.80	12.90	—	—	0.60
Gasto por kWh generado .	Ctvs. de dólar	1.69	—	—	2.40	3.27	1.95	—	—	3.00
<i>Generación total:</i>										
Energía neta generada . . .	Millones de kWh	160.60	176.20	16.30	20.50	84.10	161.50	3.00	129.40	158.00
Gasto por kWh generado .	Ctvs. de dólar	0.92	0.92	0.55	1.51	1.33	0.21	0.93	0.20	1.07

<sup>a</sup> Parte fija de gastos de mantenimiento.

en la ENEE (Honduras) y en la ENLF (Nicaragua).

Los gastos más bajos corresponden a las empresas que tienen generación predominantemente hidráulica. El sistema distribuidor del ICE en la Zona Central de Costa Rica constituye una excepción, porque operó con dos centrales de potencia muy pequeña que se encuentran en condiciones deficientes debidas a su antigüedad.

### 5. Gastos de transmisión

Los gastos directos de transmisión corresponden a la operación, mantenimiento, ingeniería o supervisión técnica y administración local de las líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema de transporte de energía desde las centrales generadoras a los sistemas o redes de distribución.

La falta de uniformidad que existe en general entre las diversas empresas en la definición de obras de transmisión y la insuficiencia de datos impiden comparar por ahora de manera detallada estos tipos de gastos.

La distribución entre obras de transmisión y de distribución es en algunos casos convencional debido al hecho de que ciertas líneas de voltaje intermedio (22 y 33 kW), construidas inicialmente hace muchos años como líneas de transporte hasta los centros de consumo, se destinan ahora de preferencia a la distribución de energía a lo largo de su recorrido.

En las clasificaciones del activo fijo y de los gastos de explotación se han consignado los datos suministrados por las propias empresas, con la separación adoptada por ellas para fines contables. En el caso de la EEG, no se pudo obtener una segregación de las inversiones entre los sistemas de transmisión y de distribución, que se llevan en una sola cuenta del activo fijo. Para salvar esta dificultad se ha hecho una estimación personal basada en diversos antecedentes indirectos de la empresa. En estas circunstancias la única comparación posible para los gastos de transmisión, que son fijos por naturaleza, sólo puede hacerse en términos de la inversión respectiva.

Como se observa en el cuadro 10, donde se resume esta información, los gastos directos de transmisión han variado entre 1.5 y 4 por ciento de la inversión, con un promedio ligeramente superior al 2 por ciento en los sistemas más importantes, de la CEL (El Salvador), la ENLF (Nicaragua) y el ICE (Costa Rica).

Debido a las diversas ubicaciones de las centrales, y al hecho de que algunas entregan energía directamente a las redes de distribución, o a través de líneas de carácter mixto, no resulta posible determinar el gasto por kWh "transmitido" en todos los casos; en los sistemas primarios de la CEL, ENLF e ICE, donde es sencillo establecerlo, resulta inferior a 0.1 de centavo de dólar por kWh entregado a la distribución (entre 0.03 y 0.08 centavos).

### 6. Gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas

Estos gastos se presentan sólo en las empresas que tienen actividades de distribución.

Los gastos directos de distribución corresponden a la operación, mantenimiento, supervisión técnica y administración local de las instalaciones incluidas en un sistema distribuidor de energía hasta los medidores de los abonados.

Los gastos directos de consumidores comprenden la lectura de medidores, facturación, contabilización, recaudación y todos los que se relacionan directamente con el suministro de energía a los clientes de la empresa.

Los gastos de promoción de ventas incluyen la publicidad destinada a la venta de energía, la actividad empleada en la obtención de nuevos clientes, la demostración y, ocasionalmente, la venta de artefactos con fines de incrementar el consumo, etc.

Sólo en la ENEE (Honduras) no existe separación entre los gastos de distribución y los de consumidores, que se llevan en una sola cuenta global.

Los gastos de promoción de ventas aparecen únicamente en las empresas particulares, pero en dos de

Cuadro 10

### GASTOS DIRECTOS DE TRANSMISIÓN, 1959

Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAES	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE Sistema Primario	Costa Rica CNFL	
1. Inversión en sistema de transmisión s/activo fijo . . . . .	Miles de dólares	2 025 <sup>a</sup>	4 600	2 211	168	2 757	1 985	1 315
2. Voltaje principal clase . . . . .	kV	66	66 y 110	22	33	66	132	33
3. Gastos directos de transmisión . . .	Miles de dólares	86	102	96	2.4	67	40	20
4. Gastos de transmisión de la inversión	Porcientos	4.2	2.2	4.4	1.4	2.4	2.0	1.5
5. Gastos por kWh transmitido . . .	Ctvs. de dólar	—	0.06	—	—	0.08	0.03	—

<sup>a</sup> Valor aproximado de las cuentas "Obras de transmisión y de distribución" y "Terrenos y edificios".

Cuadro 11

## GASTOS DE DISTRIBUCIÓN, DE CONSUMIDORES Y DE PROMOCIÓN DE VENTAS, 1959

	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica CNFL	Costa Rica ICE-Zona Central	Panamá CPFL
1. Inversión en obras de distribución . . . . .	Miles de dólares	5 182 <sup>a</sup>	3 931	610	2 501	4 926	556	6 316
2. Energía vendida. . . . .	Millones de kWh	139.0	131.4	14.5	52.2 <sup>b</sup>	230.0 <sup>b</sup>	18.1	140.3
3. Número de consumidores . . . . .	Miles	59.6	45.9	11.5	23.4	53.8	8.7	59.0
4. Gastos de distribución . . . . .	Miles de dólares	535	236	115 <sup>c</sup>	224	216	62	379
5. Gastos de consumidores . . . . .	Miles de dólares	511 <sup>d</sup>	186	—	158	212 <sup>d</sup>	18	429
6. Gastos de promoción de ventas . . . . .	Miles de dólares	—	46	—	—	—	—	117
<i>Total de gastos (4 + 5 + 6) . . . . .</i>	<i>Miles de dólares</i>	<i>1 046</i>	<i>468</i>	<i>115</i>	<i>382</i>	<i>428</i>	<i>80</i>	<i>925</i>
<i>Índices:</i>								
<i>Gastos de distribución:</i>								
7. Por kWh vendido . . . . .	Centavos de dólar	0.38	0.18	0.79 <sup>c</sup>	0.43	0.09	0.34	0.27
8. En inversión. . . . .	Porcientos	10.3	6.0	18.9 <sup>c</sup>	9.0	4.4	11.2	6.0
9. Por consumidor. . . . .	Dólares	8.98	5.14	10.0 <sup>c</sup>	9.57	4.01	7.13	6.42
<i>Gastos de consumidores:</i>								
10. Por kWh vendido . . . . .	Centavos de dólar	0.37	0.14	—	0.30	0.09	0.10	0.31
11. Por consumidor. . . . .	Dólares	8.57	4.05	—	6.75	3.94	2.07	7.27
<i>Gastos de promoción de ventas:</i>								
12. Por kWh vendido . . . . .	Centavos de dólar	—	0.04	—	—	—	—	0.08
13. Por consumidor. . . . .	Dólares	—	1.00	—	—	—	—	1.99
<i>Total de gastos:</i>								
14. Por kWh vendido (7 + 10 + 12). . . . .	Centavos de dólar	0.75	0.36	0.79	0.73	0.18	0.44	0.66
15. Por consumidor (9 + 11 + 13) . . . . .	Dólares	17.55	10.19	10.00	16.32	7.95	9.20	15.68
16. Inversión (activo fijo) por consumi- dor. . . . .	Dólares	87	86	53	107	92	64	107

<sup>a</sup> Valor aproximado, deducido de las cuentas "Obras de transmisión y de distribución" y "Terrenos y edificios".

<sup>b</sup> Excluye ventas a otras empresas eléctricas.

<sup>c</sup> Incluye gastos de consumidores.

<sup>d</sup> Incluye gastos de promoción de ventas.

**Cuadro 12**  
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y GENERALES, 1959

	Unidades	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE Sistema Primario	Costa Rica ICE Zona Central	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL
1. Gastos de administración y generales	Miles de dólares	524	141	256	171	302	177	22	379	586
2. Total gastos directos de explotación	Miles de dólares	3 141	442	2 940	597	1 874	557	318	2 651	3 195
2. Gastos de administración y generales, de los gastos directos de explotación. . . . .	Porcientos	16.7	31.7	8.8	28.6	16.2	31.8	6.9	14.3	18.4
4. <i>Idem</i> , del activo fijo total . . . .	Porcientos	2.7	0.6	2.6	6.9	2.1	1.2	2.9	2.4	2.9

**Cuadro 13**  
GASTOS DE DEPRECIACIÓN E IMPUESTOS, 1959

	Unidades	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE Sistema Primario	Costa Rica ICE Zona Central	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL
1. Gastos de depreciación . . . . .	Miles de dólares	420	533	184	99	577	384	30	333	426
2. Depreciación del activo fijo . . .	Porcientos	2.2	2.1	1.8	4.0	4.1	2.5	3.9	2.1	2.1
3. Depreciación de los gastos de explotación. . . . .	Porcientos	11.1	55.0	5.7	14.2	23.2	39.0	8.6	10.2	9.4
4. Impuestos . . . . .	Miles de dólares	210.0	—	88	—	40	40	1	100	925
5. Impuestos del activo fijo . . . .	Porcientos	1.1	—	0.9	—	0.3	0.3	0.1	0.6	4.5
6. Impuestos de los gastos de explotación. . . . .	Porcientos	5.5	—	2.7	—	1.6	4.1	0.3	3.3	20.8



neración-transmisión por una parte y distribución y venta, por la otra.

Sólo la EEG (Guatemala) y, en menor grado, la CPFL (Panamá) no estaban en condiciones de proporcionar el desglose detallado de ciertas partidas en la forma requerida para esta investigación. En estos casos han tenido que hacerse algunas estimaciones, a base de las informaciones complementarias o indirectas disponibles. De todos modos, es de esperar que los posibles errores de estimación no afecten mayormente los resultados de la comparación.

En cuanto a la rentabilidad asignable al "negocio" de abastecimiento primario de las empresas que son distribuidoras de energía, no cabe criterio mejor que suponerla igual a la rentabilidad media global de la empresa. El ingreso neto de explotación (primaria), calculado según la rentabilidad, se agregará a los gastos de explotación para obtener el ingreso correspondiente a la energía suministrada al sistema distribuidor o, en otros términos, el costo de la energía destinada a la distribución.

Hay que hacer una excepción en el criterio señalado de fijación del costo cuando la rentabilidad de la inversión inmovilizada de la empresa es negativa, como sucede en la ENLF (Nicaragua) y en el sistema distribuidor de la Zona Central del ICE (Costa Rica).

En estos casos debe suponerse que el costo de la energía entregada por el sistema abastecedor primario tiene que ser por lo menos igual al gasto de explotación más los intereses de la deuda imputables a la actividad de generación-transmisión. Cuando sucede tal cosa el ingreso neto de explotación requerido en la actividad primaria es justamente el necesario para cubrir los intereses, de modo que la rentabilidad del capital propietario es nula.

Podrá decirse entonces que el costo de la energía entregada a los sistemas distribuidores en las diversas empresas no es comparable, porque incluye una rentabilidad sobre la inversión distinta en cada caso, que puede hasta ser nula en algunos.

A este respecto es importante señalar que el término "costo", empleado sin un calificativo preciso, puede significar cosas muy distintas. Puede hablarse de "costo directo" (definiéndolo), "costo antes de impuesto", "costo antes de intereses", etc.

Cuando se emplea en este estudio la expresión "costo del servicio eléctrico" o "costo de la energía eléctrica" se entiende que se trata de los gastos de explotación más la rentabilidad de la inversión inmovilizada obtenida efectivamente por la empresa, independientemente de la forma en que está financiada la inversión. En consecuencia, en este caso, el costo es igual al ingreso percibido por el vendedor.

Pero si el ingreso efectivo es inferior a los gastos de explotación más los intereses sobre la deuda vigente, el "costo" es la suma de estos dos rubros, y no incluye rentabilidad del patrimonio. Cualquier otra acepción para el costo sería arbitraria, puesto que no existe un "standard" o patrón absoluto de rentabilidad.

La observación respecto a la comparabilidad de los costos así definidos es hasta cierto punto justificada, porque no puede hablarse del costo sin especificar la rentabilidad (sea de la inversión inmovilizada, sea del patrimonio) que va envuelta en él.

Después de separar las inversiones y los gastos de explotación de las empresas que son distribuidoras, entre las funciones de generación-transmisión y distribución-venta, se ha determinado en el cuadro 14 el costo de la energía entregada a los sistemas de distribución, incluyendo la parte del ingreso neto de explotación asignable a la actividad de abastecimiento primario.

Hecha la salvedad con respecto al prorrateo de ciertos rubros que son comunes a las dos funciones mencionadas, pueden ahora compararse sobre bases uniformes los costos de la energía eléctrica suministrada por las empresas que son sólo productoras con los de la energía entregada a las redes distribuidoras por las empresas que tienen actividades de distribución y que, además, generan parte o el total de la energía que venden.

En el cuadro 14 se observa que los costos más bajos corresponden a las empresas costarricenses aunque debe recordarse que en una de ellas, el sistema distribuidor del ICE, el costo calculado no incluye rentabilidad sobre el patrimonio.

El sistema primario Garita-Colima del ICE, con un gasto de explotación de 0.62 centavos de dólar por kWh vendido y una rentabilidad de 5.1 por ciento sobre su inversión, que representa 0.49 centavos de dólar por kWh, tiene un ingreso o costo medio de 1.11 centavos de dólar por kWh.

La CNFL, que compra al ICE a 1.09 centavos de dólar por kWh y genera el resto en sus centrales hidráulicas (la generación térmica es insignificante), tiene un gasto medio de 0.86 centavos de dólar por kWh entregado a distribución; con una rentabilidad de 6.9 por ciento sobre la inversión, que representa 0.21 centavos por kWh, resulta un costo de 1.07 centavos de dólar por kWh recibido en la red distribuidora.

Puede verse que el gasto de 0.58 centavos de dólar por kWh suministrado por la CEL (El Salvador) es el más bajo de todos, inferior aún al del sistema primario del ICE; pero la rentabilidad algo mayor (7.1 por ciento) sobre una inversión más elevada hace que el ingreso neto por kWh (1.00 centavo de dólar por kWh) sea el doble que en el ICE, de modo que el ingreso medio por kWh vendido resulta casi un 50 por ciento más elevado que en el sistema costarricense.

El costo más elevado lo tiene la ENEE (Honduras) con 3.52 centavos de dólar por kWh entregado a distribución, que es alrededor de 3.5 veces el que muestran las empresas costarricenses. En este alto costo influye el elevado gasto de 2.21 centavos de dólar por kWh y una rentabilidad de 18.3 por ciento sobre la inversión, que agrega 1.31 centavos de dólar por kWh.

Como puede verse, solamente el ingreso neto por kWh obtenido por la empresa de Honduras es ya superior al costo medio total de las 3 costarricenses.

Cuadro 14

## COSTO DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, 1959

	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE Sistema Primario	Costa Rica ICE Distribu- ción Zona Central	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL
<i>Energía entregada al sistema de distribución</i> (millones de kWh):									
Generación neta . . . . .	160.6	176.2	16.3	20.5	84.1	161.5	3.0 (est)	129.4	158.0
Pérdidas de transmisión . . . . .	6.0 (est)	7.2	1.3 (est)	0.5	1.5	3.4	—	6.0	—
Entrega de las propias centrales . . . . .	154.6	169.0	15.0	20.0	82.6	158.1	3.0	123.4	158.0
Compras a otras empresas . . . . .	0.1	0.2	134.1	—	—	—	20.3	143.6	—
<i>Total entregado a distribución . . . . .</i>	<i>154.7</i>	<i>169.2</i>	<i>149.1</i>	<i>20.0</i>	<i>82.6</i>	<i>—</i>	<i>23.3</i>	<i>267.0</i>	<i>158.0</i>
<i>Gastos directos de producción</i> (centavos de dólar por kWh generado o comprado):									
Generación hidráulica (ver Cuadro 6) . . . . .	0.53	0.10	0.47	0.46	—	0.06	0.93	0.14	—
Generación a vapor (ver Cuadro 7) . . . . .	1.11	—	5.00	—	1.22	—	—	2.17	1.06
Generación de combustión interna (ver Cuadro 8). . . . .	1.69	—	—	2.40	3.27	1.95	—	—	3.00
<i>Total gastos directos de generación . . . . .</i>	<i>0.92</i>	<i>0.10</i>	<i>0.55</i>	<i>1.51</i>	<i>1.33</i>	<i>0.21</i>	<i>0.93</i>	<i>0.20</i>	<i>1.07</i>
Compras . . . . .	5.54	9.35	1.51	—	—	—	0.93	1.09	—
<i>Total gastos directos de producción . . . . .</i>	<i>0.92</i>	<i>0.11</i>	<i>1.41</i>	<i>1.51</i>	<i>1.33</i>	<i>0.21</i>	<i>0.93</i>	<i>0.67</i>	<i>1.07</i>
<i>Gastos de explotación</i> (centavos por kWh suministrado):									
Gastos directos de producción . . . . .	0.96	0.12	1.42	1.54	1.36	0.22	0.93	0.68	1.07
Gastos directos de transmisión . . . . .	0.05	0.06	0.06	0.01	0.08	0.02	—	0.01	—
Administración y gastos generales . . . . .	0.13	0.08	0.04	0.30	0.15	0.11	0.03	0.07	0.13
<i>Total gastos directos de explotación . . . . .</i>	<i>1.14</i>	<i>0.26</i>	<i>1.52</i>	<i>1.85</i>	<i>1.59</i>	<i>0.35</i>	<i>0.96</i>	<i>0.76</i>	<i>0.20</i>
Depreciación . . . . .	0.18	0.32	0.07	0.36	0.54	0.24	0.03	0.08	0.17
Impuestos . . . . .	0.08	—	0.03	—	0.03	0.02	—	0.02	0.35
<i>Total gastos de explotación . . . . .</i>	<i>1.40</i>	<i>0.58</i>	<i>1.62</i>	<i>2.21</i>	<i>2.16</i>	<i>0.62</i>	<i>0.99</i>	<i>0.86</i>	<i>1.72</i>
<i>Ingreso neto de explotación</i> (centavos de dó- lar por kWh). . . . .	<i>0.76</i>	<i>1.00</i>	<i>0.35</i>	<i>1.31</i>	<i>0.41</i> <sup>a</sup>	<i>0.49</i>	<i>0.02</i> <sup>a</sup>	<i>0.21</i>	<i>0.73</i>
<i>Total ingresos de explotación</i> (centavos de dólar por kWh suministrado a distribu- ción). . . . .	<i>2.16</i>	<i>1.58</i>	<i>1.97</i>	<i>3.52</i>	<i>2.57</i> <sup>b</sup>	<i>1.11</i>	<i>1.01</i> <sup>b</sup>	<i>1.07</i>	<i>2.45</i>

<sup>a</sup> Intereses sobre deudas.<sup>b</sup> Ingreso de explotación requerido para cubrir hasta los intereses.

ellas —la CNFL (Costa Rica) y la EEG (Guatemala)— están incluidos en la cuenta de gastos de consumidores.

Por su naturaleza, tanto los gastos de distribución como los de consumidores y, en gran parte, los de promoción de ventas, son independientes del volumen de energía suministrada y deben considerarse fijos por lo tanto desde este punto de vista.

Los gastos directos de distribución dependerán de la extensión, capacidad y tipo de construcción de las instalaciones, y a igualdad de estos factores, de la densidad de consumidores por km de red distribuidora.

Como no se tienen datos suficientemente aproximados de la extensión de las redes de distribución en todas las empresas, es imposible establecer un índice de gastos por km que pudiera relacionarse con la respectiva densidad de consumidores.

Para fines comparativos, los gastos de distribución se expresan en este análisis en términos del kWh vendido, en porciento de la inversión en obras de distribución, y en dólares por consumidor servido.

En el cuadro 11 se determinan estos índices de gasto. Cuando se expresan en función del kWh suministrado, resalta la gran diferencia que existe entre la CNFL (Costa Rica), con 0.09 centavos de dólar por kWh, y las demás empresas, diferencia que debe atribuirse principalmente a la mayor densidad de consumo (por km de red y por consumidor) de la empresa de Costa Rica. En las demás empresas, el gasto de distribución representa entre unos 0.2 y 0.4 centavos de dólar por kWh. Si se refieren a la inversión o se expresan en función del consumidor, los índices más favorables corresponden también a la CNFL.

Merecen señalarse la CNFL y la CAESS (El Salvador), por los gastos relativamente bajos que tienen, sobre todo al advertir que en estas dos empresas la zona de servicio comprende un grupo numeroso de poblaciones de carácter semi-rural en un área relativamente extensa, hecho que tendería a elevar los gastos de distribución por consumidor. Ambas empresas muestran, sin embargo, los gastos más bajos por consumidor y por kWh vendido.

Los gastos de consumidores, por su misma definición, dependerán del número de clientes servidos, de modo que el gasto específico es perfectamente comparable. Sin embargo, debe tenerse presente que en dos de las compañías este gasto incluye el de promoción de ventas y aunque es poco importante tiende a elevar el índice de gastos de consumidores. La incidencia de este gasto, expresado en función del consumidor o de la energía, es casi igual al del de distribución, como se observa en las cifras del cuadro 11.

El conjunto de los gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas (cuando existe), varía entre unos 0.4 y 0.8 centavos de dólar por kWh vendido en las diferentes empresas, excepto en la CNFL (Costa Rica), donde resulta inferior a 0.2 centavos de dólar por kWh como consecuencia del alto consumo medio que dicha empresa tiene.

Aparentemente, la empresa que opera con mayor economía en las actividades de distribución y venta de energía es la CNFL, donde los gastos correspondientes no alcanzan a 8 dólares por consumidor al año.

Comparados con los de la CNFL, resultan elevados los gastos medios por consumidor de la EEG (Guatemala) y de la CPFL (Panamá), que tienen mayor número de clientes que la compañía costarricense y una densidad de consumidores probablemente no inferior a ella.

Llama la atención el gasto relativamente elevado de promoción de ventas de la empresa panameña, con unos 2.00 dólares por consumidor al año, doble del que tuvo la CAESS (El Salvador).

Aun cuando en la ENEE (Honduras) el total de estos gastos parece moderado al expresarse en dólares por consumidor, el bajo consumo medio del sistema hace subir el gasto por kWh suministrado a 0.79 centavos de dólar, el más alto observado y 4 veces mayor que el de la CNFL (Costa Rica).

La comparación de los índices parciales de gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas puede no ser muy valedera, por causa de las diferencias de criterio que existen entre las empresas en la contabilización y distribución de ciertos gastos asignables a una u otra de estas actividades. Considerados en conjunto estos gastos, las posibles anomalías desaparecen y la comparación es más significativa.

### *7. Gastos de administración y generales*

Por definición, estos gastos corresponden a una función o actividad diferente de la producción, transmisión, distribución y venta de la energía.

Los gastos de administración y generales de la explotación son comunes a las otras actividades mencionadas, y necesarios para su desarrollo; pero no pueden asignarse directamente a ninguna de ellas en particular.

Es difícil establecer un índice de comparación para estos gastos; en general, dependerán de la magnitud de la empresa, que puede expresarse en formas muy diversas según sea el factor considerado: volumen de ingresos, monto de las inversiones, número de consumidores, personal empleado, etc.

Si los gastos de explotación se expresan para fines comparativos como un porcentaje de los ingresos de explotación, la cifra resultante no tiene mayor significación porque los ingresos dependen, a igualdad de energía suministrada, del precio medio de venta, en el que influye, como se ha visto, el nivel de rentabilidad.

El gasto de administración por kWh vendido, aunque es útil y necesario para explicar la composición del costo medio, tampoco suministra una información adecuada de la eficiencia económica de las actividades de administración de cada empresa.

Probablemente resulta más significativa una comparación de los gastos de administración cuando éstos se expresan como un porcentaje del total de gastos directos de explotación como se ha hecho en el cuadro 12.

Desde luego debe distinguirse entre las empresas que son sólo productoras o mayoristas y las que son exclusiva o principalmente distribuidoras. En las primeras, los gastos generales y de administración deben representar una proporción más alta, puesto que no tienen más gastos que los de generación y transmisión. Así se confirma en la CEL y en el sistema primario del ICE, que tienen casi el mismo porcentaje (alrededor de 32 por ciento).

En el otro extremo, las empresas que son casi exclusivamente distribuidoras, con escasa producción propia, tienen la más baja proporción de gastos de administración y generales, como se comprueba en la CAESS (El Salvador) y en el sistema distribuidor del ICE (Costa Rica), con un 7 a 9 por ciento del total de gastos directos de explotación.

En las demás empresas, que son productoras y distribuidoras de energía (con cierta proporción de compra, en la CNFL de Costa Rica), los gastos de administración y generales representaron entre un 14 y 18 por ciento de los gastos directos, con excepción de la ENEE (Honduras) empresa en la que llegan a cerca de 29 por ciento.

#### 8. Depreciación e impuestos

La provisión regular por depreciación de las obras en servicio o su equivalente —“provisión para retiros y reemplazos de propiedad” en las empresas particulares analizadas— constituye un rubro importante de los gastos de explotación.

El monto de la depreciación contabilizada se determina generalmente con base en una estimación de la vida útil de los diversos componentes del activo fijo y puede variar, lógicamente, de acuerdo con la naturaleza de las obras consideradas y con el criterio de la propia empresa.

En el cuadro 13 aparecen los gastos de depreciación en por ciento del activo fijo y en por ciento de los gastos totales de explotación.

En general, en las empresas de mayor importancia la depreciación representa entre un 2.0 y 2.5 por ciento del activo fijo contabilizado.

Aparentemente esta provisión es baja en las empresas particulares, que tienen una proporción elevada de inversiones en obras de distribución y en centrales térmicas. En las empresas estatales que son distribuidoras y tienen centrales térmicas, como la ENEE (Honduras) y la ENLF (Nicaragua) el cargo por depreciación representa, en cambio, un 4 por ciento del costo de las obras.

La influencia de la depreciación en los gastos totales de explotación es muy fuerte en las entidades estatales con grandes inversiones en obras de generación y transmisión, como la CEL (El Salvador) y el sistema primario del ICE (Costa Rica), que no tienen actividades de distribución. En la CEL constituye un 55 por ciento y en el ICE un 39 por ciento de los gastos de explotación. Hasta cierto punto, la ENLF (Nicaragua), que tiene un sistema abastecedor primario relativamente importante, participa de estas características con una depreciación equivalente al 23.2 por ciento de los gastos de explotación.

Los impuestos y tributos de carácter fiscal o municipal que gravan a la industria de servicio público eléctrico son muy pequeños o no existen en los países centroamericanos. El rubro más importante es el impuesto a las utilidades, que afecta a las compañías particulares. En proporción al activo fijo, los impuestos totales no exceden de alrededor de 1 por ciento y, con respecto a los gastos de explotación, fluctúan entre un 3 y un 5 por ciento.

Muy distinto es el caso en CPFL (Panamá) donde los impuestos pagados representaron un 4.5 por ciento del activo fijo y más del 20 por ciento de los gastos de explotación. No se dispone de antecedentes de legislación tributaria de Panamá ni de los países centroamericanos. Es probable que en el caso de la compañía panameña se sume el efecto de una tasa más elevada de impuestos a una utilidad relativamente alta (como puede verse en el cuadro 4, la rentabilidad del patrimonio, derivada de la explotación eléctrica, alcanzó a un 14.8 por ciento).

Hay que señalar que, al menos hasta 1959, no existían impuestos al consumo eléctrico con cargo al consumidor en ninguna de las empresas consideradas.

#### G. COSTO DE LA ENERGÍA ENTREGADA A LOS SISTEMAS DISTRIBUIDORES

Al examinar los gastos de explotación de las empresas distribuidoras (cuadro 5) se ha observado que el rubro más importante es el de gastos directos de producción (generación más compra). Para fines comparativos con empresas que son sólo productoras, y venden la energía en bloque en las subestaciones terminales de sus respectivos sistemas de transmisión, es indispensable establecer para las empresas distribuidoras el “costo” de la energía en el punto de entrega a sus propias redes.

Para las empresas que adquieren energía de otros sistemas, el costo de esa energía es, evidentemente, el precio pagado por ella. Este precio debe poder compararse, sobre las mismas bases, incluyendo todos los ele-

mentos del costo, con el de la energía generada por la propia empresa distribuidora.

El costo de la propia energía destinada a la distribución deberá incluir, por consiguiente, además de los gastos directos de generación y transmisión (si los hay), la depreciación, los impuestos, los gastos de administración y generales, y la rentabilidad correspondiente a la inversión inmovilizada en las actividades de generación y transporte de energía, como si éstas constituyeran un negocio separado.

En general, no ha habido dificultad para obtener de las mismas empresas la segregación, tanto de las inversiones como de los gastos de explotación, entre ge-

Cuadro 15

## COSTO DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA A CONSUMIDORES, 1959

	Guatemala EEG		El Salvador CAESS		Honduras ENEE		Nicaragua ENLF (Managua)		Costa Rica ICE Distribución Zona Central		Costa Rica CNFL		Panamá CPFL						
	Mil- lo- nes de kWh	Por- cien- to	Mil- lo- nes de kWh	Por- cien- to	Mil- lo- nes de kWh	Por- cien- to	Mil- lo- nes de kWh	Por- cien- to	Mil- lo- nes de kWh	Por- cien- to	Mil- lo- nes de kWh	Por- cien- to	Mil- lo- nes de kWh	Por- cien- to					
<i>Energía suministrada a consumidores .</i>	139.0	89.8	131.4	88.1	14.5	72.5	52.2	81.2	19.3	82.8	234.1	87.7	141.8	89.7					
Recibida por sistema de distribución.	154.7	100.0	149.1	100.0	20.0	100.0	64.3	100.0	23.3	100.0	267.0	100.0	158.0	100.0					
Pérdidas de distribución . . . . .	15.7	10.2	17.7	11.9	5.5	27.5	12.1	18.8	4.0	17.2	32.9	12.3	16.2	10.3					
	<i>Ctvs. de dó- lar por kWh vendi- do</i>	<i>Por- cien- to del in- greso</i>	<i>Ctvs. de dó- lar por kWh vendi- do</i>	<i>Por- cien- to del in- greso</i>	<i>Ctvs. de dó- lar por kWh vendi- do</i>	<i>Por- cien- to del in- greso</i>	<i>Ctvs. de dó- lar por kWh vendi- do</i>	<i>Por- cien- to del in- greso</i>	<i>Ctvs. de dó- lar por kWh vendi- do</i>	<i>Por- cien- to del in- greso</i>	<i>Ctvs. de dó- lar por kWh vendi- do</i>	<i>Por- cien- to del in- greso</i>	<i>Ctvs. de dó- lar por kWh vendi- do</i>	<i>Por- cien- to del in- greso</i>					
<i>Gastos de explotación:</i>																			
Costo de la energía recibida . . . . .	2.40	59.7	2.24	70.7	4.85	64.7	3.17	88.8	1.22	89.0	1.22	72.2	2.74	60.8					
Gastos de distribución y venta:																			
Distribución . . . . .	0.39	9.7	0.18	5.7	} 0.79	10.5	} 0.43	12.0	} 0.32	23.4	} 0.09	5.3	} 0.27	5.9					
Consumidores . . . . .	} 0.37	9.2	} 0.14	4.4		} 0.30		8.4		} 0.09		6.6		} 0.09	5.3	} 0.30	6.9		
Promoción de ventas . . . . .		0.03		0.9				—				—			—		—	0.08	1.8
Administración y gastos generales .		0.23		5.7				0.15				4.7			0.77		10.3	0.35	9.8
Total "Gastos directos" de explotación	3.39	84.3	2.74	86.4	6.41	85.5	4.25	119.0	1.71	124.8	1.48	87.5	3.66	81.3					
Depreciación . . . . .	0.10	2.5	0.07	2.3	0.19	2.5	0.26	7.3	0.12	8.8	0.05	3.0	0.11	2.4					
Impuestos . . . . .	0.06	1.5	0.03	0.9	—	—	0.02	0.6	—	—	0.02	1.2	0.26	5.7					
Total gastos de explotación . . . . .	3.55	88.3	2.84	89.6	6.60	88.0	4.53	126.9	1.83	133.6	1.55	91.7	4.03	89.4					
Ingreso neto de explotación . . . . .	0.47	11.7	0.33	10.4	0.90	12.0	0.07 <sup>a</sup>	2.0	0.03 <sup>a</sup>	2.2	0.14	8.3	0.47	10.6					
<b>Total ingresos de explotación - costo de la energía suministrada . . . . .</b>	<b>4.02</b>	<b>100.0</b>	<b>3.17</b>	<b>100.0</b>	<b>7.50</b>	<b>100.0</b>	<b>4.60<sup>a</sup></b>	<b>128.9</b>	<b>1.86<sup>a</sup></b>	<b>135.8</b>	<b>1.69</b>	<b>100.0</b>	<b>4.50</b>	<b>100.0</b>					
<sup>a</sup> <i>Empresas con déficit de explotación:</i>																			
							Ingresos efectivos de explotación . . . . .	3.57	100.0	1.37	100.0								
							Déficit neto de explotación (Sin rentabilidad del patrimonio) . . . . .	1.03	28.9	0.49	35.8								

En las dos empresas distribuidoras particulares que se abastecen con sus propias centrales, con una alta proporción de generación térmica, como son la EEG (Guatemala) y la CPFL (Panamá), los costos medios por kWh entregado a distribución son muy similares, 2.16 y 2.45 centavos de dólar, respectivamente, y serían prácticamente iguales si ambas pagaran los mismos impuestos.

La ENLF (Nicaragua), que tuvo un déficit neto de explotación, es la que tiene el costo medio más alto en su sistema abastecedor primario después de la ENEE, con 2.57 centavos de dólar por kWh. En este valor influye fuertemente el alto gasto de explotación, 2.16 centavos de dólar por kWh, ocasionado por elevados gastos unitarios directos y de depreciación. En cuanto a la rentabilidad, debe advertirse que, al igual que en el sistema distribuidor del ICE, el costo calculado incluye sólo el monto de los intereses de la deuda

correspondiente al sistema generación-transmisión, que representan 0.41 centavos de dólar por kWh.

En consecuencia el costo de 2.57 centavos de dólar por kWh así determinado no incluye rentabilidad sobre el patrimonio de esta empresa.

Si se elimina el factor rentabilidad, que varía de una empresa a otra, se deduce al compararlas que las empresas con generación hidroeléctrica tienen un gasto medio por kWh entregado a la distribución muy inferior al que tienen los de generación térmica. Son típicas a este respecto la CEL (El Salvador), con producción exclusivamente hidráulica, y la CPFL (Panamá), con producción exclusivamente térmica. Mientras en la primera el gasto medio por kWh fue alrededor de 0.6 centavos de dólar por kWh, en la compañía panameña llegó a cerca de 1.4 centavos de dólar por kWh, descontando impuestos (ya que la empresa salvadoreña no los tiene).

#### H. COSTO DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA A LOS CONSUMIDORES

Establecido el costo de la energía entregada a los sistemas distribuidores, corresponde finalmente determinar el costo de la energía suministrada a los consumidores por las empresas que se dedican a la distribución.

En el caso de la ENLF (Nicaragua), que vende más del 20 por ciento de su producción a otras empresas eléctricas (ver cuadro 3), todos los gastos y cargos de la actividad distribuidora y comercial han de referirse a la energía suministrada únicamente a los consumidores finales de la empresa (en la ciudad de Managua y pequeña localidad de Nandaime. No se incluye Rivas, que tiene un servicio independiente).

Para establecer el costo de la energía recibida por el sistema distribuidor de la ENLF pueden seguirse diversos criterios; pero, a falta de mayores antecedentes se supondrá que dicho costo es igual al costo medio determinado para el sistema primario que, como se ha visto, no incluye rentabilidad sobre el patrimonio de la empresa.<sup>3</sup> En las demás empresas distribuidoras que venden energía a otras empresas eléctricas, el monto de ésta es tan pequeño que se supondrá incluido en la venta a consumidores finales.

En el cuadro 15 se han determinado los componentes del costo del kWh suministrado al consumidor comenzando por el costo de la energía recibida por el sistema de distribución, como si ésta se hubiera adquirido en su totalidad de otra empresa abastecedora.

Partiendo de este valor, expresado en términos del kWh vendido, los demás gastos de explotación y el ingreso neto son los que corresponden exclusivamente a la actividad de distribución y venta de energía de cada empresa.

Al considerar en forma separada el negocio de distribución y venta, el costo de la energía recibida por la

red distribuidora pasa a ser un gasto directo de explotación.

Como en la actividad primaria, el costo de la energía vendida por las empresas que tuvieron un déficit neto se calcula igual a los gastos de explotación más los intereses sobre deuda imputables a la función distribuidora y comercial, sin rentabilidad del capital propietario.

Para comenzar, se destaca el alto costo de la energía recibida por la ENEE (Honduras), que referida al punto de entrega al consumidor llega a 4.85 centavos de dólar por kWh. En este valor tiene gran influencia el elevado porcentaje de pérdidas de distribución, que alcanzó a un 27.5 por ciento. Por efecto de las pérdidas de distribución, el costo de 3.52 centavos de dólar por kWh en el punto de recepción (cuadro 14), que era ya el más alto observado, sube a 4.85 centavos de dólar por kWh suministrado al consumo, aumentando la disparidad con las demás empresas.

Los demás gastos de explotación en la ENEE, algo más altos que en las otras empresas, parecen, sin embargo, proporcionados al monto relativamente bajo de la energía suministrada. En cambio la rentabilidad, que es de 18.3 por ciento en esta empresa, representa 0.9 centavos de dólar dentro del precio medio final, que llega a 7.5 centavos de dólar por kWh.

En contraste con la ENEE, puede observarse que en la CNFL (Costa Rica) el costo de la energía recibida representa sólo 1.22 centavos de dólar por kWh vendido, que es la cuarta parte del que muestra la empresa hondureña. A este bajo costo se agregan los demás gastos unitarios de explotación que son los más bajos de todas las empresas. El hecho debe atribuirse al gran volumen de consumo; pero esta empresa, aun haciendo el ajuste correspondiente, muestra la mayor eficiencia económica en las operaciones de distribución y venta de energía.

A los bajos gastos de explotación se suma en la

<sup>3</sup> El ingreso medio por venta de energía a las otras empresas eléctricas fue de 1.97 centavos de dólar por kWh, valor inferior al costo medio calculado (sin rentabilidad del patrimonio) de 2.57 centavos de dólar por kWh.

CNFL una rentabilidad muy inferior a la de las otras empresas distribuidoras particulares; representa apenas 0.14 centavos de dólar por kWh vendido y con ello el costo final, o ingreso por kWh, asciende a sólo 1.69 centavos de dólar.

El sistema distribuidor del ICE en la Zona Central de Costa Rica tiene un costo por energía recibida exactamente igual al de la CNFL. Agregando gastos de distribución, venta y depreciación —ligeramente superiores por unidad— y un ingreso neto justo para cubrir los intereses, resulta un costo final de 1.86 centavos de dólar por kWh vendido. Este costo, que no incluye rentabilidad sobre el patrimonio, es superior en 0.49 centavos al ingreso medio, de 1.37 centavos de dólar por kWh, efectivamente percibido. Puede verse que incluso los “gastos directos” de explotación del negocio de distribución y venta son en este sistema eléctrico superiores al precio medio de venta.

Expresados en esta forma los componentes del costo de la energía suministrada, se explican con suficiente claridad las notables diferencias que existen entre la empresa hondureña y las dos empresas costarricenses, que son representativas de la situación predominante en los respectivos países.

Un examen detallado de los cuadros 14 y 15 proporciona así la respuesta a la cuestión básica que ha motivado la presente investigación.

En la ENEE concurren los siguientes factores:

- 1º Alto costo de producción, ocasionado por un elevado gasto de generación dieseléctrica
- 2º Pérdidas elevadas en el sistema de distribución (27.5 por ciento)
- 3º Rentabilidad muy alta de la inversión inmovilizada (18.3 por ciento), y
- 4º Baja utilización general de las instalaciones derivada de un escaso consumo medio de energía eléctrica.

Las dos empresas de Costa Rica, particularmente la CNFL, presentaron prácticamente una situación opuesta.

La estructura de los costos de las demás empresas, que se encuentran en una situación intermedia por lo que respecta al nivel de precios de la energía eléctrica, merece algunos comentarios.

En el negocio de distribución de la ENLF (Nicaragua) —para la ciudad de Managua y otra pequeña población— se calcula que el costo medio de la energía vendida, incluyendo intereses sobre deuda, pero sin rentabilidad del capital propietario, llega a 4.6 centavos de dólar por kWh, que es 1.03 centavos superior al ingreso medio de 3.57 centavos de dólar.

El costo relativamente elevado en esta empresa se

debe fundamentalmente al bajo volumen de producción con respecto a las inversiones y gastos fijos que éstas representan en el sistema generación-transmisión. De ahí que el costo de la energía recibida por la red distribuidora, incluyendo sólo intereses, se eleve a 3.17 centavos de dólar por kWh vendido al consumidor, que es el más alto después de la ENEE.

Las empresas eléctricas nicaragüenses que adquieren energía del sistema primario de la ENLF, a un precio medio de 1.97 centavos de dólar por kWh, tampoco alcanzan a pagar el costo (sin rentabilidad patrimonial) de la energía entregada en las subestaciones del sistema de transmisión, que se calcula en este trabajo en 2.57 centavos de dólar por kWh.

Las otras tres empresas comparadas en el cuadro 15 son la EEG (Guatemala), la CAESS (El Salvador) y la CPFL (Panamá), todas de propiedad particular y de características parecidas en cuanto al monto de la energía vendida, número de consumidores y pérdidas de distribución.

En términos del kWh vendido, el costo de la energía recibida para distribución difiere poco y, aparentemente, guarda relación con las características de generación de cada empresa. El costo más alto (2.74 centavos de dólar por kWh vendido) corresponde a la compañía panameña, con generación exclusivamente térmica, y el más bajo (2.24 centavos de dólar por kWh) a la compañía salvadoreña, con energía de origen hidráulico.

Al comparar los demás gastos de explotación de estas empresas se observa que todos son mucho mayores, por kWh vendido, en la EEG (Guatemala) y en la CPFL (Panamá) que en la CAESS (El Salvador).

Si se comparan solamente los gastos directos de distribución, de venta y de administración puede verse que tanto en la EEG como en la CPFL son casi el doble que en la empresa salvadoreña, a pesar de tener casi todas un volumen parecido de consumo.

El componente de depreciación (de las obras de distribución) es muy semejante en las tres empresas; pero por concepto de impuestos, la compañía panameña tiene un cargo unitario varias veces superior al de las otras dos empresas.

Por último, la rentabilidad de la inversión inmovilizada, que es del mismo orden en las tres empresas (entre 10 y 11 por ciento), tiene mayor influencia en el costo del kWh suministrado en la EEG y en la CPFL que en la CAESS, debido a la menor inversión registrada por ésta en su sistema de distribución.

En resumen, en la compañía salvadoreña resulta un costo medio por kWh de 3.17 centavos de dólar (1.33 centavos más bajo que en la compañía panameña y 0.85 centavos menor que en la compañía de Guatemala).

## I. RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. Si se considera que el nivel de precio de la energía eléctrica (ingreso medio por kWh suministrado)

está fijado por la suma de los gastos de explotación más la rentabilidad de la inversión inmovilizada de la

empresa, lo primero que corresponde establecer es el monto de cada uno de estos componentes.

2. De acuerdo con este criterio, según los resultados de 1959, los casos típicos extremos de Honduras y de Costa Rica aparecen como sigue:

	Gastos de explotación	Ingreso neto (rentabilidad de inversión)	Precio medio
	(Centavos de dólar por kWh suministrado)		
Honduras - ENEE (Tegucigalpa)	4.80	2.70	7.50
Costa Rica - Promedio CNFL e ICE (San José y Zona Central)	1.36	0.31	1.67

3. El elevado gasto unitario de explotación de la empresa hondureña radica fundamentalmente en el alto gasto de producción y en las excesivas pérdidas de distribución del sistema (27.5 por ciento).

A su vez, el alto gasto de producción proviene de una elevada proporción de generación dieseléctrica con consumo de combustible de precio relativamente alto (6.35 centavos de dólar por kg).

4. En las dos empresas costarricenses analizadas, por otra parte, el bajo gasto unitario de explotación, que es menos de la tercera parte del de Honduras, está determinado principalmente por los bajos gastos de producción, con generación o compra de energía predominantemente de origen hidráulico. A esto se agrega la circunstancia favorable de una alta utilización de las instalaciones de abastecimiento, derivada del elevado consumo medio de energía de los abonados.

5. En cuanto a la rentabilidad de las inversiones, hay diferencias apreciables entre las diversas empresas, que influyen en forma significativa en el nivel medio de precios. En la ENEE (Honduras), la rentabilidad de 18.3 por ciento, que es muy superior a la del resto de las empresas, representa 2.7 centavos de dólar por kWh suministrado.

En comparación con la empresa hondureña, el conjunto de las dos empresas de Costa Rica obtuvo una rentabilidad media general de 6 por ciento, que representa sólo 0.31 centavos de dólar por kWh vendido.

6. Si se considera aisladamente el sistema distribuidor del ICE en la Zona Central de Costa Rica, que es el de más bajo ingreso medio por kWh (1.37 centavos de dólar), se comprueba que la rentabilidad de la inversión es negativa, y que para cubrir apenas los gastos de explotación y los intereses sobre la deuda, sin considerar rentabilidad del patrimonio, el precio medio de venta tendría que alzarse en un 35 por ciento.

La CNFL de Costa Rica, con un ingreso medio de 1.69 centavos de dólar por kWh tuvo una rentabilidad de 6.9 por ciento sobre su inversión inmovilizada. Por

comparación, las otras tres empresas de propiedad privada incluidas en el análisis, en Guatemala, El Salvador y Panamá, obtuvieron una rentabilidad de alrededor de 10 por ciento.

7. La ENLF de Nicaragua, con gastos unitarios de explotación relativamente elevados, aunque inferiores a los de la ENEE de Honduras, tampoco tuvo ingresos suficientes para cubrir sus gastos, menos aún los intereses de una fuerte deuda. Ello debe considerarse excepcional, por tratarse de un primer año de operación del nuevo sistema abastecedor, que quintuplicó la inversión total de la empresa y, en consecuencia, aumentó los cargos fijos en proporción mucho mayor que el incremento en la energía suministrada.

8. Para fines comparativos entre empresas que son sólo productoras con empresas que tienen además actividades de distribución, se han determinado tanto los gastos de explotación como los costos (con la respectiva rentabilidad) de la energía entregada a las redes de distribución.

Se establece que en la etapa de abastecimiento primario de energía (generación, transmisión y compra), las empresas con generación hidráulica tienen gastos bastante más bajos que las empresas con generación térmica.

En cuanto al costo de la energía hidroeléctrica entregada a distribución, aun ajustándolo para una rentabilidad equivalente a la de los sistemas con generación térmica, resulta por lo menos un 25 a 30 por ciento inferior al de estos últimos.

9. Si dentro de la actividad de producción y transmisión se comparan sólo los gastos unitarios de explotación, eliminando por tanto el factor rentabilidad, se encuentra que las cifras más bajas corresponden a los sistemas estatales de la CEL (El Salvador) y del ICE Sistema Primario (Costa Rica), ambos con un gasto de alrededor de 0.6 centavos de dólar por kWh entregado a la red distribuidora.

La producción de la CEL fue un 100 por ciento y la del ICE un 92 por ciento de origen hidráulico.

Por otra parte, los gastos unitarios más altos en la etapa de abastecimiento primario corresponden a los sistemas estatales de Honduras (ENEE) y de Nicaragua (ENLF), ambos con alrededor de 2.2 centavos de dólar por kWh entregado a la distribución.

La producción de la ENEE fue un 54 por ciento y la de la ENLF un 100 por ciento de origen térmico.

10. Si se considera el costo total de la energía suministrada a los consumidores como formado por el costo (incluida rentabilidad) de producción y transmisión, por una parte, y de distribución y venta por la otra, se comprueba que, con excepción de las dos empresas que no alcanzaron a cubrir sus gastos de explotación, la actividad de distribución y venta representa entre un 30 y un 40 por ciento del costo total.



11. Analizados los costos desde ese punto de vista, aparece claramente la diferencia que existe entre la ENEE (Honduras), y la CNFL (Costa Rica), en la siguiente forma:

COSTO (INCLUIDA RENTABILIDAD) POR KWH  
SUMINISTRADO AL CONSUMO  
(Centavos de dólar por kWh)

	<i>Produc- ción y transmi- sión</i>	<i>Distri- bución y venta</i>	<i>Total</i>
ENEE (Honduras) . . . . .	4.85	2.65	7.50
CNFL (Costa Rica) . . . . .	1.22	0.47	1.69

El alto costo de la energía producida en la ENEE (3.52 centavos de dólar por kWh), que incluye una rentabilidad de 18.3 por ciento sobre la inversión, sube fuertemente (a 4.85 centavos de dólar por kWh) cuando se refiere al punto de entrega al consumidor, como consecuencia de las elevadas pérdidas de distribución (28.5 por ciento).

12. La comparación anterior demuestra cómo una diferencia que puede ser de poca magnitud en los gastos directos de producción se va amplificando por efecto de la superposición de un bajo factor de planta, de una elevada rentabilidad y de pérdidas considerables de distribución, circunstancias que concurren en el caso de la empresa hondureña.

13. Al determinar los gastos de explotación en la actividad de distribución y venta de energía, se encuentra que, como consecuencia de un consumo medio más bajo y de una probable menor densidad de consumidores en las zonas servidas, los gastos unitarios más altos corresponden a los sistemas de la ENEE (Honduras) y de la ENLF (Nicaragua), con un promedio de alrededor de 1.5 centavos de dólar por kWh suministrada.

La CNFL (Costa Rica) con el más alto consumo medio por consumidor, tiene los gastos unitarios más

bajos de distribución y venta (0.33 centavos de dólar por kWh), junto con la CAESS (El Salvador) y el ICE Zona Central (Costa Rica), ambos con alrededor de 0.6 centavos de dólar por kWh.

14. Llama la atención la diferencia que se observa en los gastos unitarios de distribución y venta de energía entre los sistemas de la CAESS (El Salvador) y la EEG (Guatemala). Los gastos por kWh vendidos de esta última son casi el doble de los de la empresa salvadoreña, aun cuando el volumen de venta y el consumo medio son de magnitud parecida.

15. Al comparar los gastos de explotación y los costos de la energía en las diferentes empresas, hay que considerar la influencia de los impuestos.

Aun cuando en general los impuestos pagados por las empresas eléctricas analizadas son de muy poca monta o no existen, en el caso de la CPFL (Panamá) llegan a representar un 14.5 por ciento del costo final de la energía suministrada, que es de 4.5 centavos de dólar por kWh.

Si la empresa panameña pagara un impuesto equivalente al de la EEG (Guatemala), donde representa un 3.8 por ciento del ingreso, el precio medio de venta de ambas empresas sería prácticamente igual, alrededor de 4.0 centavos de dólar por kWh.

16. Los resultados del presente estudio se basan en la información estadística y contable suministrada por las empresas. Ellos adolecen, necesariamente, de ciertas limitaciones, que provienen de falta de homogeneidad de algunos conceptos y de uniformidad en los procedimientos de contabilización empleadas por las diferentes empresas, lo que impide realizar un análisis más detallado.

La adopción por parte de la industria eléctrica de servicio público en Centroamérica y Panamá de sistemas adecuados y uniformes de estadística y de cuentas, tal como lo ha recomendado el Subcomité Centroamericano de Electrificación, contribuirá a facilitar investigaciones más completas en este campo y dará mayor validez a las conclusiones que se alcancen.

# FABRICACIÓN DE EQUIPO Y MATERIALES PARA GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

por Renato E. Salazar y Carlos Peralta M. \*

## INTRODUCCIÓN

La expansión del suministro y consumo de energía eléctrica en los países latinoamericanos está subordinada a la capacidad de ejecución de las obras de generación, transmisión y distribución y al hecho de contar con los medios para el empleo de esta energía. De aquí que la planificación de un abastecimiento eléctrico en dichos países requiera, además del conocimiento de las necesidades de energía y de los recursos financieros con que se cuenta para realizar las obras, la valuación más completa posible de los recursos nacionales en relación con las disponibilidades industriales, profesionales o humanas para realizar los objetivos.

Así se llegaría a la conclusión de que, en la mayoría de los casos, una parte importante de los beneficios de la electrificación no radica tan sólo en el uso mismo de la energía, sino en la actividad industrial y económica derivada de la construcción de las obras de electrificación y de la fabricación y comercialización de los elementos necesarios para dicho uso.

Un país de desarrollo industrial incipiente que "compre" en el exterior todo lo necesario para su electrificación, por una parte está privándose de uno de los factores importantes del beneficio global y por la otra se está creando el difícil problema del abastecimiento de los elementos necesarios para la producción y el empleo de la electricidad, que representan un rubro sustancial en el costo de la electrificación.

Las siguientes páginas se limitan a analizar la situación existente en algunos países latinoamericanos con respecto a la capacidad de producción local de los elementos necesarios para la generación y distribución de energía. Pero no puede menos de reconocerse la importancia que en un futuro análisis tendría la capacidad de producción local de los elementos necesarios para el uso, como los artefactos domésticos, la maquinaria industrial y los elementos de instalación interior.

En un estudio reciente sobre las necesidades de equipo y materiales eléctricos en los seis países integrantes del mercado común europeo para el quinquenio 1959-63, se encontró que sólo el 15 por ciento del total lo constituyen las necesidades de generación y distribución de la energía y el 85 por ciento corresponde a las necesidades del consumo (32 por ciento industrias y minas y 29 por ciento domésticos).<sup>1</sup>

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.6.1.

<sup>1</sup> "Europe as an Electrical Market", *Electrical Times*, 30 de junio de 1960.

Existen, naturalmente, factores adversos a la producción nacional de elementos necesarios para la electrificación, si se compara con la posibilidad de adquirirlos en el exterior, producidos en países de desarrollo industrial más avanzado. Tales factores se traducen en la posibilidad de menores costos y mejor calidad en los elementos procedentes del exterior, debido al empleo de una técnica de fabricación más avanzada y a la posibilidad de producirlos en gran escala.

Una cuestión importante es, pues, dilucidar qué cosas y hasta qué punto conviene fabricar y construir localmente, con el máximo beneficio nacional, sin perjudicar el servicio de abastecimiento y el consumo de la electricidad en América Latina, es decir, sin encarecerlo ni disminuir su calidad.

Un problema de capital importancia es el del efecto global que un programa de electrificación tiene en el balance de pagos. Así, por ejemplo, la electricidad generada hidráulicamente o mediante combustibles nacionales: a) podría reemplazar combustibles importados; b) si resultasen costos suficientemente bajos del kWh, permitiría la fabricación de productos que de otra forma se importarían (aquellos materiales cuya incidencia en el costo de la electricidad es alto con relación a su costo total), y c) podría permitir el empleo de maquinarias de mayor duración o de menor consumo de repuestos (electrificación de elementos motrices). Todos estos factores redundan en favor del balance de pagos. Por otra parte, un aumento de la electrificación podría exigir cuantiosos recursos en moneda extranjera para la realización de las obras de abastecimiento, a la vez que crear el mercado (exponencialmente creciente) de todos los elementos necesarios para el uso de la energía, tales como artefactos, materiales de instalación domiciliaria, etc.

Descartando este último rubro para analizarlo en otra ocasión, es posible hacer una estimación muy general de la importancia de los requerimientos de moneda extranjera necesarios para la generación y distribución de la energía.

Problemas como los mencionados, concomitantes a la electrificación en América Latina, sólo tienen importancia en las zonas más densamente pobladas del continente y de mayor desarrollo económico, porque sólo en dichas zonas tienen alguna importancia las inversiones requeridas, los recursos locales para la realización de las obras y las exigencias derivadas del uso.

Tal es la razón de que el presente estudio sólo se refiera a las condiciones imperantes en los sistemas eléctricos latinoamericanos de cierta magnitud, cuya capacidad de generación sea de 50 MW o más. Sus conclusiones no serían válidas para sistemas más pequeños, que en conjunto representan una importancia relativamente insignificante en la generación total de energía y población servida en América Latina.

Cabría suponer que, en el actual nivel económico, un país latinoamericano típico en su conjunto requiere una capacidad de generación del orden de 0.1 kW/hab.<sup>2</sup> Esta cifra puede aumentar considerablemente, llegando a duplicarse, si se consideran las zonas de mayor desarrollo a que se ha hecho referencia.

Para enfocar el problema dentro de las necesidades totales de un país latinoamericano, habría que adoptar

<sup>2</sup> Supone una generación de 400 kWh anuales por habitante y una utilización de 4 000 kW anuales por kilovatio instalado.

la cifra de 0.1 kW/hab, aun cuando el cálculo de necesidades de capital, componentes en moneda extranjera y nacional de los mismos, etc., se calculen a base de los valores que prevalecen en zonas de mayor desarrollo, que es donde se llevarán a cabo las obras más importantes.

La cifra de 0.1 kW/hab debe considerarse representativa de la situación actual y está sujeta a un fuerte aumento en el futuro. Desde luego la tasa de crecimiento global del consumo de energía eléctrica se puede suponer que es al menos del orden de 8 por ciento anual.<sup>3</sup> Como la población crece a una tasa francamente inferior (del orden de 2 a 3 por ciento), a igual utilización de la demanda, cabe concluir que la demanda por habitante aumentará apreciablemente.

<sup>3</sup> Véase *La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70* (ST/ECLA/CONF. 7/L.1.11), documento reproducido *Supra*, en esta misma sección.

#### A. INVERSIONES REQUERIDAS POR LA ELECTRIFICACIÓN

Refiriéndose exclusivamente a los rubros generación (incluyendo transmisión desde centrales distantes) y distribución, conviene distinguir en ambos casos la proporción de los requerimientos de inversión en moneda nacional y en moneda extranjera. A su vez, en lo que respecta a generación, deben separarse las dos fuentes principales: generación hidroeléctrica y generación termoeléctrica. En cuanto a esta última y para las capacidades que se tratan, sólo se tratará de la generación vaporeléctrica.

Las inversiones requeridas para la generación hidroeléctrica, expresadas en dólares/hab, tienen un amplio margen de magnitud, por cuanto dependen fundamentalmente de las características físicas del proyecto hidroeléctrico y, por consiguiente, de los costos unitarios de las instalaciones de generación hidroeléctrica. Sin embargo, para una etapa dada del desarrollo eléctrico, esas posibilidades tienen, por lo menos, las siguientes limitaciones: *a*) no conviene desarrollar proyectos hidroeléctricos de los que el costo del servicio resultante sea superior a las alternativas termoeléctricas, y *b*) en zonas de mediano y alto desarrollo económico, se supone que ya han sido desarrollados todos los proyectos hidroeléctricos excepcionalmente favorables y por consiguiente de muy bajo costo.

En lo que respecta a las inversiones requeridas para las instalaciones de generación termoeléctrica, las cifras representan un rango de variación mucho más estrecho, porque el componente equipo —en cierto modo independiente del sitio o ubicación de la planta— es predominante en relación con el componente obras locales.

Para ambos sistemas de generación existe una serie de parámetros —tamaño de la central o de sus unidades componentes, grado de utilización o factor de planta anual con que han sido proyectadas, etc.— que influyen en el monto de las inversiones.

A pesar de la influencia que tienen todos los aspectos que se acaban de destacar, en el cuadro 1 se ha hecho un intento de valorar las inversiones inherentes a la generación expresados en dólares/kW y sus equivalentes en dólares/hab, adoptando la cifra de 0.1 kW/hab. Todo esto se ha estimado para tres niveles de costos que se han considerado típicos —alto, medio y bajo— que reflejan los efectos de los diferentes factores anteriormente mencionados actuando individualmente o en conjunto. También se valoran en ese cuadro, para tres niveles extremos, las inversiones que requiere la distribución de energía, tanto en dólares/kW como en dólares/hab. En este caso el rango de variación es todavía más pequeño y se refiere más bien a la calidad misma de las instalaciones, que son el producto de emplear diferentes técnicas o *standards* como el empleo de líneas y subestaciones subterráneas (poco frecuentes en América Latina), el mayor o menor grado de automaticidad en las protecciones, etc. Asimismo se ha tratado de valorar en el cuadro 1 la proporción del componente en moneda extranjera de las inversiones, también conforme a tres niveles, que en este caso corresponden al mayor o menor desarrollo de la industria local o a las características físicas de los proyectos.

Si se adopta una tasa de crecimiento de los consumos que deberán ser servidos por los programas de electrificación, los datos del cuadro 1 permitirán valorar los requerimientos anuales en moneda extranjera, expresados en dólares por habitante de los países latinoamericanos afectos a los programas de electrificación.

Para ello hay que distinguir, por una parte, las necesidades anuales correspondientes a obras nuevas y, por otra, las corrientes de cada año. Estas últimas pueden obedecer a los siguientes conceptos:

*a*) remesa de utilidades al exterior;

- b) pago de intereses y amortización de deudas en el extranjero;
- c) pago de personal, servicios de ingeniería u otros en el exterior, requeridos para la operación;
- d) adquisición en el extranjero de combustibles u otros materiales de consumo, y
- e) adquisición en el extranjero de equipos y repuestos necesarios para la mantención y operación.

Se comprende fácilmente que si se quisiera dar cifras generales de las necesidades anuales de moneda extranjera por habitante que requiere el plan de electrificación en América Latina, existiría tal gama de posibilidades, dado el número de variables en juego, que cualquier generalización perdería todo valor práctico. Sin embargo, conviene hacer una valoración para algunos casos más corrientes que pueden presentarse en

**Cuadro 1**  
AMÉRICA LATINA: INVERSIONES REQUERIDAS PARA LA ELECTRIFICACIÓN

	Alto		Medio		Bajo	
	Dólares/ kW	Dólares/ hab	Dólares/ kW	Dólares/ hab	Dólares/ kW	Dólares/ hab
<b>1. Inversiones en generación:</b>						
a) Térmica . . . . .	350	35	275	27.5	200	20
b) Hidráulica . . . . .	450	45	365	36.5	280	28
<b>2. Inversiones en distribución . . . . .</b>	400	40	350	35	300	30
<b>3. Inversiones totales:</b>						
a) Con generación térmica. . . . .	750	75	625	62.5	500	50
b) Con generación hidráulica. . . . .	850	85	715	71.5	580	58
	Porcientos		Porcientos		Porcientos	
<b>4. Inversiones en moneda extranjera (porcentaje del total)</b>						
a) Con generación térmica. . . . .			80		65	
b) Con generación hidráulica. . . . .			60		40	
c) Distribución. . . . .			80		55	

**Cuadro 2**

COSTO ANUAL DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO Y SUS COMPONENTES EN MONEDA EXTRANJERA PARA ALGUNOS CASOS TÍPICOS EXPLICADOS EN EL TEXTO  
(Dólares por habitante)

	Costo anual total	Generación térmica		Generación hidráulica	
		Costo anual en moneda extranjera		Costo anual total	Costo anual en moneda extranjera
		Caso A	Caso B		
<b>A. Instalaciones existentes . . . . .</b>	12.68	0.20	4.20	9.39	0.19
Generación . . . . .	7.75	0.08	4.08	4.46	0.07
a) Intereses y depreciaciones . . . . .	2.92	(1.85) <sup>a</sup>	(1.85) <sup>a</sup>	3.73	(1.13) <sup>a</sup>
b) Operación y mantención . . . . .	0.83	0.08	0.08	0.73	0.07
c) Combustibles. . . . .	4.00	—	4.00	—	—
Distribución. . . . .	4.93	0.12	0.12	4.93	0.12
a) Intereses y depreciaciones. . . . .	3.71	(2.00) <sup>a</sup>	(2.00) <sup>a</sup>	3.71	(2.00) <sup>a</sup>
b) Operación y mantención. . . . .	1.22	0.12	0.12	1.22	0.12
<b>B. Expansiones anuales . . . . .</b>	5.00	2.98	2.98	5.71	2.70
Generación . . . . .	2.20	1.44	1.44	2.91	1.16
Distribución. . . . .	2.80	1.54	1.54	2.80	1.54
<b>Total . . . . .</b>	17.68	3.18	7.18	15.10	2.89

<sup>a</sup> Servicio de préstamos para financiar el componente en moneda extranjera de las inversiones, a base de una amortización en 15 años al 6 por ciento de interés anual, no agregado al total.

los países en estudio, con el fin de tener una idea de su monto en comparación con algunos índices económicos, como producto nacional bruto por habitante, índice de balance de pagos, etc.

En el cuadro 2 se intentan tales valoraciones para el nivel denominado "medio" de inversiones del cuadro 1 y para diferentes casos, según se explica a continuación.

Para todos los casos contemplados, correspondientes a las instalaciones existentes, se supone que los desembolsos en moneda extranjera están constituidos por:

a) El 10 por ciento del total de los gastos anuales de operación y mantención, que podrían corresponder a sueldos o salarios, servicios de ingeniería, repuestos, etcétera.

b) Para el caso B del cuadro 2, correspondiente a la generación térmica, los combustibles necesarios a un costo de 2.5 dólares/millón de calorías y una eficiencia media anual de 22 por ciento.<sup>4</sup> Para el caso A se ha supuesto que se emplean combustibles nacionales.

c) El servicio de créditos para pagar el componente en moneda extranjera de las inversiones requeridas. Este efecto no se ha sumado a los demás porque en cierto modo representa una cifra arbitraria, pues depende de las condiciones del crédito; además podrían existir requerimientos de moneda extranjera para servir crédito en el exterior a fin de financiar el componente en moneda nacional de las inversiones. Como dato ilustrativo se ha calculado el costo del servicio de un crédito con condiciones de pago estimadas típicas: 15 años plazo y 6 por ciento de interés anual.

El detalle de las cifras consignadas en el cuadro 2 se da en el anexo I.

A los costos anuales provenientes de las instalaciones existentes se han agregado las inversiones correspondientes a la expansión del sistema durante el año en estudio. Para este efecto, se supone que se requiere una inversión anual nueva equivalente a la tasa de aumento de la demanda, que se ha estimado en 8 por ciento anual.<sup>5</sup>

Observando el cuadro 2 se puede apreciar que, para las condiciones expuestas, que son en cierto modo corrientes en la América Latina, los requerimientos en moneda extranjera anuales fluctúan aproximadamente entre 3 y 7 dólares anuales/hab, correspondiendo la cifra más alta al caso de la importación de combustible.

Analizando los componentes de estas cifras, se puede concluir que los gastos en equipos y repuestos que se adquieren en el extranjero representan unos 3 dólares anuales por habitante.

El costo anual por habitante en moneda extranjera en el rubro distribución es de 1.66 dólares/hab y su

<sup>4</sup> Para hipótesis diferentes, véase el documento citado en la nota anterior.

<sup>5</sup> Se podría argumentar que esta expansión se podría financiar también con créditos; pero el servicio anual de estos créditos sería exponencialmente creciente, según la tasa de 8 por ciento anual adoptada, la que no nos permite precisar el costo anual para un año determinado sin conocer la edad de las instalaciones a la fecha en estudio y el monto de la inversión inicial.

incidencia en el costo total es del orden del 50 por ciento.<sup>6</sup>

Si se comparan los valores de inversión en dólares/kW dados en el cuadro 1, con el valor promedio de inversión por kW que aparece en el cuadro 5 del documento ST/ECLA/CONF.7/L.1.11, se observa que este último valor (407 dólares/kW) es bastante inferior a los indicados en este estudio, incluso a los indicados en la columna "Bajo" (500 y 580 dólares/kW).

Esta diferencia es provocada en forma sustancial por los valores indicados para el rubro distribución. Puede creerse que esta diferencia no se debe a un error de valoración de los costos de distribución que aquí se dan, sino a una posible subestimación de estos costos en los programas de expansión eléctrica de los países latinoamericanos.

Se puede apreciar así la importancia que tiene la producción nacional, aunque sea en forma parcial, del equipo necesario para la generación y distribución de energía eléctrica en América Latina.

Se estima de capital importancia dilucidar qué parte de estos 3 dólares anuales por habitante puede gastarse en los propios países con los beneficios económicos colectivos consiguientes, esto es: que las ventajas inherentes a la creación de fuentes nacionales de trabajo compensen el encarecimiento o la disminución de la calidad del servicio por realizar. Resolver cuantitativamente este problema es prácticamente imposible dada la escasez de datos existentes y la complejidad del planeamiento; sin embargo, cabe pensar en varias formas indirectas de abordar el problema que serían más bien del tipo cualitativo.

Desde luego podría pensarse que la prioridad en fabricación nacional de equipo deba darse a los materiales que cumplan total o parcialmente las siguientes condiciones:

a) materiales de uso repetitivo y/o que se requieren en gran volumen (menor costo y mayor significado en la economía del país);

b) materiales que utilizan preferentemente materias primas nacionales;

c) materiales que puedan fabricarse como producción marginal de industrias existentes;

d) materiales cuyo diseño y fabricación no recarguen o saturen las posibilidades técnicas o económicas para fabricar otros materiales más necesarios.

Existen otras razones, no incluidas en los requisitos mencionados, que en los países latinoamericanos industrialmente más desarrollados —el Brasil, México y la Argentina— hacen posible la producción local de otras categorías de equipos como el equipo de generación eléctrico pesado: grandes turbinas y generadores o grandes transformadores, etc., que habría que analizar por separado.

Con la salvedad anterior, sería de gran interés ana-

<sup>6</sup> De un estudio similar basado en las hipótesis siguientes: capacidad de generación, 0.08 kW/hab (América Latina, 1959); tasa de aumento de la demanda, 11 por ciento (América Latina, 1959) e inversión en distribución media, 250 dólares/kW, se obtuvieron resultados semejantes a los que se consignan en este trabajo.

lizar en todos los países de América Latina las características de la industria local existente y sus posibilidades futuras.

Más adelante se ha hecho una lista detallada provisional de los rubros requeridos para la electrificación que cumplen con las características a que se ha hecho referencia anteriormente.

Con referencia a ellos sería muy interesante establecer, para cada país latinoamericano, las informaciones que se indican a continuación:

*Características de los establecimientos donde se producen:*

- Nombre y dirección de los establecimientos
- Fecha de iniciación de las actividades
- Número de empleados y obreros que trabajan
- Volumen anual de ventas expresadas en moneda del país o en dólares

## B. INGENIERÍA Y SERVICIOS

Tanto en las cifras de inversión analizadas en el cuadro 1 como en las de costos anuales del cuadro 2, están incluidos los costos de la ingeniería requerida para el proyecto, la construcción y la operación de las obras.

Este rubro representa una fracción importante del costo y en lo que concierne a la operación significa un desembolso permanente de las empresas encargadas de la generación y distribución de la energía eléctrica. Esto hace pensar que, como en el caso de los equipos y materiales, un programa de electrificación impone una obligación económica importante que conviene suministrar localmente en el mayor grado posible.

Desde el punto de vista de la influencia de los costos de ingeniería requeridos por un programa de electrificación en el balance de pagos, conviene realizar el máximo de la ingeniería con medios locales. En este sentido, los contratos denominados "llave en mano", celebrados con empresas extranjeras, no son siempre la modalidad más conveniente para los efectos indicados cuando la empresa provee desde el exterior servicios de ingeniería como los de topografía, diseño de edificios y caminos, etc.

Al igual que en el caso de los equipos, conviene pesar las ventajas y desventajas de contratar la ingeniería en el exterior.

Las principales ventajas de contratar la ingeniería en el exterior serían:

- mejor calidad de la ingeniería, debido a la posibilidad de contratar la firma de mayor experiencia;
- menor tiempo de confección de los proyectos, debido también a la mayor experiencia;
- mayor independencia en las decisiones derivadas de los problemas concomitantes (políticos, regionales, etc.), y
- permitir que las disponibilidades humanas de ingeniería local se utilicen en otras actividades nacionales más urgentes.

*Características de los materiales producidos:*

- Dependen del tipo de material

*Características del mercado de los materiales:*

- Volumen de consumo nacional, presente y futuro
- Volumen de producción nacional, presente y futuro
- Costo de los artículos importados, valor cif y derechos de internación
- Precio de venta de los artículos nacionales

*Nómina de los materiales no fabricados localmente pero susceptibles de fabricar en el país:*

- En establecimientos independientes
- Como complemento de industrias existentes.

Entre las desventajas cabría citar, aparte del mayor desembolso en moneda extranjera, las siguientes:

- menor asimilación de los problemas nacionales relacionados con los proyectos por realizar;
- menor capacidad para decisiones basadas en la experiencia local cuando no se cuenta con una estadística adecuada (caso frecuente en América Latina);
- menor independencia en la adopción de técnicas y equipos a fin de utilizar la libre competencia, y
- menores posibilidades de adquirir experiencia para el personal nacional.

En cuanto a la ingeniería de la operación, es obvio que tiene mucha mayor importancia que ella se provea localmente, porque su efecto económico es equivalente al de un artículo de consumo.

En todas las consideraciones anteriores no se indican cifras que permitan establecer cuantitativamente el efecto del costo de la ingeniería en el programa de electrificación. Hacerlo sería en este caso mucho más difícil porque el rango de la variación es extremadamente amplio y dependerá del tipo de proyecto, de la magnitud de la obra, del grado de perfección del proyecto, etc. Por ello sería de gran utilidad la recolección sistemática de datos estadísticos respecto al costo de la ingeniería en los diferentes proyectos que actualmente se realizan en América Latina.

Es posible que la simple observación de las cifras que se obtengan permita sacar conclusiones respecto a los aspectos analizados anteriormente en forma apriorística.

Al mencionar los problemas del costo de la ingeniería en los proyectos de electrificación en estudio, sólo se ha pretendido establecer que constituye un problema análogo el de promover la fabricación local de los equipos y que merece un estudio similar al presente informe.

## C. CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA DE EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA ELECTRIFICACIÓN EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

Las referencias que siguen se limitan a los materiales y equipos relacionados directamente con las industrias eléctricas. En las obras de generación y distribución de energía también son necesarias cantidades importantes de materiales de construcción corriente como cemento, ladrillos, vidrio, etc., y artefactos y otros elementos de construcción que normalmente se emplean en la construcción de edificios. No se trata de ellos en el presente informe porque corresponden más bien al rubro de la construcción y no constituyen un problema propio de la electrificación.

Siguiendo las directivas enunciadas en la sección 2, se seleccionaron los principales materiales y equipos requeridos para la generación y distribución y fueron objeto de una encuesta que se realizó entre la industria de la Argentina, el Brasil, Chile y México, países que en 1959 representaban el 68 por ciento de la potencia instalada en América Latina. El anexo II contiene la enumeración de estos materiales.

Es de lamentar que esta encuesta no haya dado los resultados que se esperaban de ella. Se obtuvo escasa información directa y cuando ésta se logró adolecía de falta de datos, especialmente con respecto a capitales, proyectos de expansión y descripciones precisas de los equipos y materiales considerados.

Los resúmenes sobre el estado actual de la industria eléctrica en la Argentina, Brasil y Chile provienen en su mayor parte del *Inventario de la industria latinoamericana* (E/CN.12/590), informe preliminar sobre las industrias metalúrgica, mecánica y electromecánica, preparado por la CEPAL. El resumen correspondiente a la industria eléctrica mexicana se obtuvo de las respuestas a la encuesta precitada, realizada por el Banco de México.

### 1. Argentina <sup>7</sup>

#### a) Motores diesel

En la Argentina más de 30 establecimientos se dedican a la fabricación de varios tipos de motores a explosión y diesel para diversas aplicaciones industriales.

Unas 12 fábricas se dedican actualmente a la producción de motores diesel. Esta industria, iniciada en 1949, da ocupación a más de 1 500 empleados y obreros y dispone de una capacidad anual de producción de 400 000 HP. Las materias primas básicas (arrabio, aceros, aluminio, cobre, etc.) deben importarse. La mayor parte de las piezas y componentes se fabrican en el país, pues no es necesario importar más que el equipo de inyección, las válvulas de escape y de admisión y los rodamientos; para los grandes motores se importa además el cigueñal.

<sup>7</sup> Datos procedentes del *Inventario de la industria latinoamericana, Informe preliminar sobre las industrias metalúrgica, mecánica y electromecánica* (E/CN.12/590) y de otras fuentes.

Casi todos los motores diesel fabricados en el país son de bajas y medianas revoluciones y hasta de 1 500 HP. Se proyecta iniciar más adelante la producción de motores rápidos hasta de 100 HP de potencia.

En esta producción, las materias primas importadas tienen una incidencia relativamente baja (alrededor de 10 a 15 por ciento) en el precio del producto final.

#### b) Generadores eléctricos

La industria argentina posee tres fábricas, que están en condiciones de producir medio millón de kVA en unidades de 10 000 kVA. En potencias menores (150 a 2 000 kVA), esa capacidad se reduce aproximadamente al 70 por ciento. La capacidad de usinado en máquinas-herramientas es suficiente para construir íntegramente en sus talleres unidades de hasta 20 000 kVA. Si se aprovechara la colaboración de otros talleres existentes, podrían construirse unidades de hasta 40 000 kVA. En las mayores potencias, dentro de este límite, quizá sería necesario importar los ejes.

Las fábricas utilizan en su producción diferentes licencias extranjeras (italianas, alemanas y americanas). La unidad generadora de mayor tamaño construida (aún no terminada en diciembre de 1961) es un alternador de 9 600 kVA, 13 200 V y 5 000 rev/min.

En el estado actual, la posibilidad de que la industria nacional participe en los planes de expansión de los sistemas de servicio público de electricidad es muy limitada por la magnitud de las unidades generadoras previstas y porque no podrían fabricarse en el país motores primarios —turbinas a vapor, a gas e hidráulicas— aunque los fabricantes se combinaran con otros talleres para aumentar la potencia de las unidades.

Los industriales argentinos, en cambio, se dedican principalmente a la fabricación de generadores de hasta 2 000 kVA, los cuales se usan en la producción de grupos dieseléctricos, lo que corresponde al campo de fabricación de equipos para autogeneración y pequeñas centrales locales.

#### c) Turbinas hidráulicas

En la Argentina, menos del 10 por ciento de la energía eléctrica generada para su venta procede de plantas hidroeléctricas. Esta circunstancia ha influido para no hacer atractiva la fabricación de turbinas hidráulicas en el país, y la refuerza el hecho de que en los proyectos de desarrollo eléctrico hasta ahora considerados se mantiene la tendencia a utilizar preferentemente la generación térmica.

#### d) Transformadores eléctricos

Existen tres fábricas importantes que producen transformadores de alta tensión. La capacidad total de

producción de estas fábricas más otros establecimientos pequeños, alcanza en cifras redondas a un millón de kVA al año. Actualmente es posible fabricar unidades de hasta 40 000 kVA y 135 000 V. La unidad de mayor potencia y tensión construida hasta diciembre de 1961 es de 15 000 kVA y 132 000 V.

En muchas ocasiones los transformadores elevadores se importan conjuntamente con los equipos de generación. Sin embargo, la demanda potencial de transformadores —del orden de 8 millones de kVA para el próximo decenio— es susceptible de asegurar una actividad regular a esta industria especializada, máxime si se tiene en cuenta la necesidad de reponer parte de las instalaciones existentes en la actualidad. La consiguiente ampliación de la demanda de transformadores a que dará lugar tal reposición no ha sido estimada, pero sin duda es importante.

#### e) Interruptores, desconectadores y otros

En la actualidad se fabrican en la Argentina los siguientes equipos en este rubro: interruptores (disyuntores) en aceite, hasta 20 000 V; interruptores (disyuntores) en aire, hasta 35 000 V; desconectadores (seccionadores), hasta 220 000 V, y transformadores de medida, hasta 132 000 V. En diferentes fábricas existen, además, secciones especiales destinadas a la fabricación y montaje de tableros.

#### f) Conductores y cables eléctricos

La industria argentina de conductores y cables eléctricos, incluyendo en ellos los de uso telefónico y telegráfico, ha alcanzado un alto grado de desarrollo que le permite abastecer plenamente las necesidades locales y contar con capacidad excedente para exportar. El grado de utilización de los equipos productivos varía según el producto, oscilando en la actualidad entre un 60 y 80 por ciento.

Conforme ha ido creciendo la industria nacional, las importaciones se han limitado a aquellos productos de elaboración o usos muy especiales y de pequeña demanda. En efecto, en el año 1959 sólo se internaron unas 100 toneladas por valor de 270 000 dólares, en comparación con cerca de 10 000 toneladas que se importaban diez años atrás.

Una gran proporción de las materias primas empleadas en la fabricación de conductores debe ser importada, en particular el cobre, el caucho natural y sintético y ciertos materiales plásticos y otros para aislamiento y revestimiento. La incidencia que estas importaciones tienen dentro del valor final del producto varía, según el artículo de que se trata, entre el 40 y el 80 por ciento.

#### g) Producción de equipo eléctrico en relación con las necesidades del rubro distribución

De acuerdo con los antecedentes recogidos, se observa que la industria argentina está en condiciones

de fabricar casi todos los equipos y materiales para satisfacer las necesidades provenientes de la expansión de las redes de distribución.

Las necesidades de importación corresponden principalmente a materias primas como el cobre electrolítico y materiales aislantes especiales y gran parte del acero laminado (40 por ciento de las necesidades totales). Los proyectos de ampliación de la industria siderúrgica tienden a aliviar esta situación.

## 2. Brasil<sup>8</sup>

### a) Turbinas hidráulicas

Las situaciones del Brasil y la Argentina son completamente diferentes. En aquel país el 80 por ciento de la energía generada actualmente se produce por el sistema hidráulico. Además, en las ampliaciones de desarrollo eléctrico para los próximos diez años figuran 10 000 MW de generación hidráulica que requerirían 149 unidades con capacidad variable de 5 a 128 MW.

Una empresa que cuenta con la asistencia técnica de firmas francesas está en condiciones de producir 2 500 t de turbinas hidráulicas al año. Aunque su capacidad de usinado se limita a piezas de hasta 4 m de diámetro, si subcontratara algunas piezas a otras industrias existentes podría usinar piezas de hasta 5.60 m de diámetro.

Otra empresa nacional que fabrica turbinas está en condiciones de producir grandes turbinas, incluso las programadas para las centrales de Caraguatatuba y Estreito (10 unidades de 100 MW cada una con peso del orden de las 230 t, sin contar el rodete, el regulador y eventualmente el eje). La capacidad máxima permite forjar ejes de hasta 25 t. En la actualidad la capacidad de fabricación de esta empresa en el rubro de turbinas es de 360 t anuales, pero aumentará en 2 000 t cuando construya los talleres que tiene proyectados.

Una empresa estadounidense está construyendo sus nuevos talleres, de los mayores del Brasil, para la fabricación de equipo eléctrico pesado. No tiene programada la fabricación de turbinas, pero permitiría utilizar su maquinaria a los otros fabricantes, que así podrían usinar piezas de hasta 15 m de diámetro y 300 t de peso.

En resumen, las ampliaciones programadas en las fábricas existentes y la colaboración de otras mediante subcontratos de piezas especiales, permitirían a la industria brasileña producir 4 500 t al año en el rubro turbinas hidráulicas a partir de 1965.

Las necesidades en este rubro para el período 1961-1971 alcanzan a 73 860 toneladas. De dicha cantidad es necesario descontar 25 000 toneladas, correspondientes a las necesidades programadas para las centrales de Furnas, Jupia e Ilha Solteira, las cuales deberán impor-

<sup>8</sup> Para una exposición más actualizada y completa, véase Estudio sobre la fabricación de equipos industriales de base en el Brasil (E/CN.12/619).



tarse debido a las especificaciones técnicas especiales exigidas y a la falta de capacidad de producción de la industria brasileña.

Del resto (48 800 t), la industria nacional puede cubrir con relativa seguridad aproximadamente un 87 por ciento. El déficit (6 160 t) podría cubrirlo también la industria brasileña aumentando en ciertos períodos los turnos de trabajo y recurriendo al auxilio de industrias dedicadas a otros rubros.

#### b) *Generadores eléctricos*

En el Brasil este sector de producción presenta gran adelanto y actualmente algunas fábricas están expandiendo sus instalaciones para fabricar generadores de gran capacidad, a fin de cubrir todas las necesidades que requiere el país. Se cree, además, que habrá posibilidades de exportación.

Una de las fábricas establecidas cuenta con instalaciones para producir generadores acoplados a turbinas Francis de hasta 160 000 kVA y a turbinas Kaplan de hasta 85 000 kVA, con un porcentaje de importación de 30 a 35 por ciento en relación con el valor final del equipo.

Las principales materias primas importadas para la fabricación de estos equipos son cobre electrolítico y hierro silicoso.

La capacidad de producción total anual programada de las diferentes industrias dedicadas a la fabricación de generadores eléctricos alcanzaría, en los períodos que se indican, las cifras siguientes:

1961-62 . . . . .	375 000 kVA	(1 875 t)
1963-64 . . . . .	700 000 kVA	(3 500 t)
1965-71 . . . . .	1 650 000 kVA	(8 250 t)

Si se comparan en forma global las necesidades del período 1961-71 con la capacidad total de fabricación del mismo, resulta un superávit de producción del orden de las 7 000 t. Sin embargo, si se consideran año con año esas necesidades con la capacidad de fabricación correspondiente, se puede observar que durante los años 1964 y 1971 se producirían déficit (3 165 y 1 710 t, respectivamente) que deberían cubrirse mediante importaciones. En los demás años del período sería posible exportar generadores eléctricos.

#### c) *Transformadores eléctricos*

Como se dijo antes, la magnitud de los proyectos de generación de energía eléctrica en ejecución en el Brasil ha servido de gran aliciente para fomentar la fabricación de material eléctrico pesado.

Una sola firma fabrica en el Brasil un millón de kVA por año en transformadores con capacidad de hasta 300 kV, 80 000 kVA trifásicos o 60 000 kVA monofásicos (180 000 kVA en banco). Esta firma tiene planes de expansión en sus instalaciones para alcanzar en corto tiempo 1 400 000 kVA por año y un máximo de 380 kV según normas auropeas (345 kV según normas

norteamericanas). En relación con los transformadores de medida, también aspira a alcanzar los mismos límites de tensiones que para los transformadores de poder.

Otros fabricantes de material eléctrico pesado están ampliando su capacidad en volumen de producción anual y en dimensiones y potencia de los transformadores fabricados.

La capacidad de producción total anual programada de las diferentes industrias dedicadas a la fabricación de transformadores eléctricos alcanzaría, en los períodos que se indican, las cifras siguientes:

1961 . . . . .	1 200 000 kVA	(1 270 t)
1962-64 . . . . .	1 750 000 kVA	(1 900 t)
1965-71 . . . . .	2 240 000 kVA	(2 400 t)

La producción nacional cubriría así íntegramente las necesidades de transformadores en todos los años del período y arrojaría durante el decenio un superávit del orden de 8 000 t.

#### d) *Interruptores, desconectores y otros*

En el Brasil, paralelamente al desarrollo de los demás rubros de material eléctrico pesado, se ha intensificado la fabricación de interruptores, desconectores y otros equipos para distribución. Una de las fábricas dedicadas a este renglón tenía programada para 1961 la fabricación de interruptores 12/24 kV, 630 A, 150/250/350 MVA, desconectores bajo carga de 12/24 kV-600 A y fusibles de alta capacidad de ruptura, equipo que se usa en distribución primaria.

Dentro de su programa de expansión, la industria brasileña pretende fabricar en el futuro interruptores y desconectores de altos voltajes (hasta 380 kV).

#### e) *Cables y conductores eléctricos*

En 1958 la producción brasileña de conductores aislados pasó de los 295 millones de metros y la de conductores desnudos se acercó a las 9 000 toneladas. La gama de fabricación es muy grande y termina en los cables utilizados en el transporte subterráneo de energía eléctrica para tensiones hasta de 200 kV.

#### f) *Principales materias primas*

Las necesidades de cobre electrolítico para generación alcanzan durante el período 1961-71 a la cifra aproximada de 25 000 toneladas, de las cuales 6 000 corresponden a necesidades para la fabricación de generadores y transformadores y el resto a necesidades de transmisión. El material debe importarse en cobre electrolítico o en forma de productos elaborados o semielaborados.

En cuanto al acero silicoso, en el Brasil sólo existe un productor de este material, que está actualmente en etapa de expansión. Su producción se dedica exclusivamente a la fabricación de motores y algunos tipos

de transformadores. Se considera que en los primeros años del período 1961-71 habrá que continuar importando una apreciable cantidad de este material. Las cantidades previstas para la fabricación de generadores y transformadores de poder, conforme al programa de expansión 1961-71 alcanzan a 21 500 toneladas.

g) *Producción de equipo eléctrico en relación con las necesidades del rubro distribución*

Por los antecedentes recogidos, se observa que la industria brasileña está en condiciones de suministrar prácticamente todos los equipos y materiales para satisfacer las necesidades provenientes de la expansión de las redes de distribución.

### 3. Chile

a) *Equipo pesado*

La industria chilena no fabrica equipos mecánicos-eléctricos pesados como turbinas, motores diesel, generadores, transformadores de poder, interruptores, etc., ni es probable que los fabrique —ni aun en forma parcial— durante el período 1961-71.

b) *Transformadores eléctricos de distribución*

La fabricación de transformadores de distribución en Chile se realiza desde 1935 y constituye en la actualidad una industria bien establecida. Su producción está dedicada fundamentalmente a transformadores de 15 y 25 kV y de 5 a 500 kVA. En 1960 fabricó 1 100 unidades con una potencia total de 67 000 kVA. (Para los fines de distribución no se importan más que transformadores especiales.) Durante 1960 estos transformadores importados sumaron una potencia de 2 500 kVA, es decir, 4 por ciento del total. Como la capacidad de producción actual de las fábricas es de 1 600 unidades, con una potencia total del orden de los 100 000 kVA, resulta que están trabajando a un 66 por ciento de su capacidad total.

Las materias primas más importantes son aceros silicosos, materiales aislantes especiales y aceites aislantes. La incidencia del costo de materiales importados en el costo total de los productos es del orden de 30 a 40 por ciento.

No existen actualmente normas chilenas de fabricación. La producción se ajusta a las exigencias de los clientes principales (ENDESA y Compañía Chilena de Electricidad), que aplican las normas A.S.A. (norteamericanas).

A pesar de que estas fábricas tienen excedentes en la capacidad de producción, deberán programar ampliaciones que les permitan satisfacer la demanda prevista para el período 1961-71.

c) *Conductores y cables eléctricos*

En Chile, país gran productor de cobre, la fabricación de conductores y cables de este metal para usos

eléctricos ha experimentado un fuerte desarrollo en los últimos años. Actualmente se fabrica gran variedad de tipos que abastecen las necesidades nacionales en esos rubros y permiten una exportación de cierta importancia (en 1958 de 17 000 toneladas y en 1959 de 19 000 toneladas).

Se produce según las normas norteamericanas A.S.T.M. e IPCEA y las nacionales INDITECNOR.

A pesar de lo indicado, la cantidad de cables que se importa sigue siendo importante, como lo demuestran las cifras de los años 1957 y 1958 en que se importaron cables por valor de 1 092 000 y 1 670 000 dólares, respectivamente, de los que del 85 al 95 por ciento eran de cobre.

Desde los últimos años, esta industria está ampliando los tipos de fabricación. Así, en la actualidad se fabrican cables de control multifilares y cables de alta tensión hasta de 5 kV y se programa a corto plazo llegar hasta 15 kV.

Las materias primas principales que se usan en la fabricación de cables aislados son resinas plásticas, elastómeros, etc. y su incidencia en el costo total de este tipo de productos puede alcanzar hasta un 45 por ciento.

d) *Aisladores*

Esta industria, que funciona desde 1935, tiene una capacidad de producción de 3.35 millones de unidades anuales. Satisface plenamente la demanda de aisladores de baja tensión y se propone ampliar la fabricación de aisladores de porcelana en un 50 por ciento.

En la fabricación se aplican normas norteamericanas y se usan solamente materias primas nacionales.

En el cuadro 3 se resumen los resultados de la encuesta.

### 4. México

En la nota preliminar que acompañaba a los cuestionarios se decía lo siguiente:

"La industria eléctrica, ya mexicanizada, tiene programas para su inmediato crecimiento, a fin de que la demanda futura se satisfaga en condiciones óptimas.

"La expansión de los sistemas eléctricos mexicanos en sus primeras etapas se hizo casi exclusivamente con maquinaria, equipo y materiales importados, porque el volumen de la demanda nacional no era suficiente para estimular la producción nacional; pero durante los últimos 20 años la demanda total —tanto para las nuevas instalaciones como para la reposición y mantenimiento de las existentes— alcanzó niveles suficientes para fomentar la creación de fábricas donde se produce maquinaria, equipo y materiales eléctricos variados en cuanto a sus elementos funcionales y sus capacidades o magnitudes.

"La maquinaria pesada y los equipos muy especializados todavía no se fabrican en México y siguen

Cuadro 3

## CHILE: PRODUCTOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Producto	Capacidad instalada de producción anual	Producción anual en 1960	Proporción del valor de los elementos importados respecto al valor final del producto (Por ciento)	Exportaciones realizadas	Observaciones
Tuberías de presión de acero . . . .	3 360 toneladas	3 000 toneladas (1 000 toneladas) <sup>a</sup>	—	—	3 a 4 metros de diámetro, incluso piezas especiales
Estructuras metálicas diversas. . .	21 000 toneladas	4 750 toneladas (1 920 toneladas) <sup>a</sup>	7 (zinc en lingotes p. galvaniz.)	—	Cualquier tipo de estructura de torres de transmisión hasta 154 kV
Transformadores de distribución. . .	100 000 kVA (1 600 unidades)	67 000 kVA (1 100 unidades)	35 (acero silicoso mat. aisl.)	—	
Cables de cobre desnudos para líneas AT y BT . . . .	20 000 toneladas	15 000 toneladas (2 200 toneladas) <sup>a</sup>	—	—	} Las exportaciones realizadas anteriormente ascienden en toneladas a 17 000 en 1958 y a 19 999 en 1959
Cables y conductores aislados . . . .	...	...	45 resinas plásticas elastómeras	—	
Aisladores porcelana hasta 15 kV . . .	350 000 unidades	...	...	—	En la electrificación se han usado en 1960 45 000 aisladores importados y 130 000 nacionales
Aisladores prensados	3 000 000 unidades	—	—	—	

<sup>a</sup> Cantidades usadas en electrificación de servicio público.

adquiriéndose en el extranjero. También se importan aún muchos tipos y materiales eléctricos que en parte produce la industria mexicana. Sin embargo, es marcada la tendencia a sustituir las importaciones con productos nacionales.”

Con objeto de recabar la información estadística de las empresas dedicadas a la fabricación de maquinaria, equipo y materiales eléctricos para la construcción e instalación de plantas generadoras de energía eléctrica, para líneas de transmisión y para redes de distribución, se investigaron 75 empresas consideradas las más importantes en estas actividades.

Se obtuvieron datos de 62 de ellas y con dicha información se elaboraron cuadros de acuerdo al esquema dado en la encuesta y que corresponden a productos elaborados por tres o más empresas productoras. (Véase el cuadro 4.)

La información global referente al número de em-

pleados y obreros, capital contable, pasivo total y activo fijo para las 62 empresas consideradas es la siguiente:

Empleados. . . . .	4 647	
Obreros. . . . .	14 398	
Capital contable. . . . .	1 281 396 447	(pesos mexicanos)
Pasivo total. . . . .	1 009 319 972	” ”
Activo fijo. . . . .	1 170 367 445	” ”

Los artículos elaborados por menos de tres empresas se consignan en el cuadro 5, que es copia exacta de las informaciones suministradas. En él puede verse cuáles son la capacidad instalada y la producción realizada en 1960.

Del estudio de dichos cuadros se desprende lo que sigue:

a) *Equipo pesado*

La industria mexicana no fabrica en la actualidad equipo pesado mecánico-eléctrico (turbinas hidráulicas,

Cuadro 4

## MÉXICO: PRODUCTOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA ELABORADOS POR TRES O MÁS EMPRESAS

Producto y tonelaje o piezas producidas	Capacidad instalada de producción anual <sup>a</sup>	Producción anual 1960 <sup>b</sup>	Venta (Miles de pesos mexicanos)	Proporción del valor de los elementos importados respecto al costo de fabricación (Porcientos)
Elevadores y malacates (piezas) . . . . .	454	201	2 109	47
Válvulas (toneladas) . . . . .	4 265	993	33 439	34
Tuberías a presión (toneladas) . . . . .	302 680	211 864	619 101	17
Grúas puente, grúas pluma y viajeras (piezas) . . . . .	1 388	228	1 885	27
Bombas centrífugas (piezas) . . . . .	16 724	3 309	15 638	40
Bombas de pozo profundo (piezas) . . . . .	12 782	4 226	121 000	40
Bombas autocebantes <sup>c</sup> (piezas) . . . . .	9 716	2 557	6 556	40
Tanques metálicos (toneladas) . . . . .	32 950	4 781	16 112	35
Tableros de control (piezas) . . . . .	30 684	16 552	36 180	30
Transformadores de potencial (piezas) . . . . .	1 000	242	226	27
Transformadores de corriente (piezas) . . . . .	3 310	1 157	2 132	17
Estaciones de botones (piezas) . . . . .	42 250	12 415	290	10
Arrancadores de motores (piezas) . . . . .	103 170	26 501	19 180	40
Subestaciones unitarias (piezas) . . . . .	74	31	2 446	10
Transformadores de distribución (piezas) . . . . .	25 027	4 038	40 545	30
Transformadores de potencia <sup>d</sup> (piezas) . . . . .	(1 131 700 kVA)	(293 289 kVA)		
	2 563	285	35 367	49
	(8 522 411 kVA)	(805 750 kVA)		
Desconectores (piezas) . . . . .	88 000	11 557	1 026	18
Estructuras metálicas diversas (toneladas) . . . . .	51 344	2 182	37 422	30
Torres para líneas de transmisión (toneladas) . . . . .	36 500	1 296	6 992	0.05
Cables para líneas de transmisión (kilómetros) . . . . .	47 450	4 721	41 933	40
Cables para red aérea y subterránea (kilómetros) . . . . .	398 890	77 367	212 705	40
Electrodos para soldadura (toneladas) . . . . .	12 680	4 736	25 825	12

<sup>a</sup> La capacidad de producción anual se ha estimado en condiciones de aprovechamiento total de las instalaciones, trabajando a 3 turnos diarios y el mayor número de días al año que se puede laborar.

<sup>b</sup> La relación entre la producción anual y la capacidad total instalada varía entre 4 y 70 por ciento, siendo superior al 50 por ciento en las tuberías a presión (70 por ciento) y en los transformadores de corriente (54 por ciento).

<sup>c</sup> El rubro bombas autocebantes es el único que ha tenido exportaciones por valor de 370 416 pesos mexicanos a países latinoamericanos.

<sup>d</sup> Parece excesiva la capacidad instalada y la producción del rubro transformadores de potencia, fuertemente superior al de los transformadores de distribución.

motores diesel, generadores eléctricos, interruptores de alto voltaje, etc.) y parece poco probable que en el próximo decenio se pueda desarrollar este tipo de fabricación.

#### b) Transformadores de poder y de distribución

En este rubro, de acuerdo con datos indirectos obtenidos de los cuadros, parecen fabricarse en México transformadores de hasta 69 kV.

De los datos de capacidad instalada y volumen de producción anual se deduce que la fabricación de transformadores constituye una industria bien establecida. Puede afirmarse además que la industria mexicana en este rubro está en condiciones de satisfacer la demanda que exigen los programas de expansión eléctrica del país durante 1961-71.

Las materias primas y materiales de importación más importantes que se usan en la fabricación de transformadores son materiales aislantes especiales, fierro silicoso y bushings aislantes de 34 kV y 69 kV. Su incidencia en el costo directo de fabricación varía entre 30

por ciento para los transformadores de distribución y 49 por ciento para los transformadores de potencia.

Esta industria aplica en su fabricación las normas norteamericanas A.S.A. y N.E.M.A.

#### c) Cables y conductores eléctricos

Como en el caso anterior, de los datos recibidos se concluye que la fabricación de cables y conductores constituye en México una industria sólidamente establecida y que está en condiciones de satisfacer la demanda del país en los próximos 10 años en los rubros que produce.

Las principales materias primas importadas que utiliza en su fabricación son aluminio, elementos aislantes como neoprene y polietileno, alambón Copperweld, alambre de acero galvanizado y otros. La incidencia de las importaciones en el costo de fabricación es del orden de 40 por ciento.

Las normas principales que esta industria aplica en su fabricación son las norteamericanas A.S.T.M., A.S.A. y A.E.I.C. y las mexicanas D.G.N.

Cuadro 5

MÉXICO: PRODUCTOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA ELABORADOS POR MENOS DE TRES EMPRESAS

Productos	Capacidad instalada anual	Producción anual	Productos	Capacidad instalada anual	Producción anual
Vagonetas para acarreo de concreto (piezas) . . . . .	260	110	Bombas inyectoras (piezas) .	2 550	1 440
Carretillas de mano de una rueda (piezas) . . . . .	120 000	39 363	Autotransformadores (piezas)	18	10
Dumpers (piezas) . . . . .	—	8	(22 500 kVA)		10 230
Vogues (piezas) . . . . .	3 900	762	Reactores limitadores de corriente (kVA) . . . . .	8 000	—
Perforadoras (piezas) . . . . .	12	2	Interruptores (piezas) . . . . .	900	211
Revolvedoras para concreto (piezas) . . . . .	320	163	Cuchillas desconectadoras (piezas) . . . . .	20 000	10 000
Carretillas con motor (piezas) . . . . .	—	15	Aisladores (piezas) . . . . .	7 000 000	4 949 589
Compresoras de aire (piezas)	7 500	500	Barnices electroaislantes (kilogramos) . . . . .	190 000	66 350
Reguladores de tensión (piezas) . . . . .	4	2	Esmalte para alambre magneto (kilogramos) . . . . .	140 000	40 000
	(1 200 kVA)	600	Laca para cables (kilogramos) . . . . .	50 000	12 600
Compuertas (piezas) . . . . .	2 538	516	Postes de madera (piezas) . . . . .	156 000	46 800
Calderas (piezas) . . . . .	24	9	Ducto para conductores eléctricos (metros) . . . . .	13 128	7 600
Intercambiadores de calor (piezas) . . . . .	30	8	Cajas para conexiones y derivaciones para cables subterráneos (piezas) . . . . .	200	40
Bombas centrífugas horizontales (piezas) . . . . .	5 880	1 470	Conexiones (kilogramos) . . . . .	10 000	3 500
Bombas de engranes (piezas)	60	23	Motores eléctricos de más de 5 HP (piezas) . . . . .	30 000	10 500
Bombas de propelas (piezas)	40	17			
Bombas eyectoras (piezas) .	1 392	555			

## d) Equipos varios para distribución

De los antecedentes recogidos se puede concluir que es importante la producción de la industria mexicana en el rubro distribución. En efecto, se fabrican subestaciones unitarias, tableros de mando, arrancadores para motores, etc.

En la producción de estos equipos, los materiales importados más importantes son equipos como inte-

ruptores, instrumentos, relés de sobrecarga, contactores magnéticos, etc. La incidencia de estos materiales en el costo directo de fabricación varía desde el 10 por ciento (subestaciones unitarias) hasta el 40 por ciento (arrancadores para motores).

Las normas que esta industria aplica a su producción son las norteamericanas A.S.A., N.E.M.A. y A.I.E.E. y las mexicanas D.G.N.

## D. RESULTADOS DE ESTE ESTUDIO

Las informaciones obtenidas de la encuesta realizada en la industria eléctrica de la Argentina, el Brasil, Chile y México no dieron los resultados esperados. La carencia de datos impidió dar al presente estudio la orientación prevista originalmente, que era llegar a conclusiones y recomendaciones respecto a la conveniencia de desarrollar la industria eléctrica en América Latina, de acuerdo con las condiciones existentes en cada país, para equipos y materiales bien específicos.

Así se puede apreciar en los resúmenes correspondientes, que sólo contienen información de carácter general.

De los antecedentes resumidos puede establecerse el siguiente panorama general del estado actual de desarrollo de la industria eléctrica en los cuatro países estudiados.

## 1. Equipo y materiales para generación

*Argentina:* En este rubro la industria pesada argentina se ha dedicado principalmente a la fabricación de motores diesel (hasta de 1 500 HP) y generadores eléctricos (hasta de 2 000 kW) para armas grupos diesel-eléctricos que proporcionarán energía eléctrica donde no existen otros medios.

En cuanto a fabricación de equipos de mayor potencia, no existen planes de producción por el momento.

*Brasil:* El desarrollo de la industria pesada brasileña en los últimos años y los proyectos de expansión actualmente en ejecución permitirán a este país producir gran parte del equipo electromecánico pesado que su programa de expansión eléctrica necesita.

*Chile:* La situación de industria chilena en este aspecto es similar a la de México, aun cuando para Chile es menos posible aún desarrollar este tipo de producción durante el próximo período 1961-71.

*México:* La industria mexicana no fabrica por ahora equipos pesados para generación ni parece probable que dentro de un futuro inmediato (1961-71) pueda desarrollar este tipo de fabricación.

## 2. Equipo y materiales para distribución

El desarrollo industrial de los cuatro países estudiados permite cubrir la mayor parte de sus necesidades en este rubro mediante su propia producción. Considerada la diversidad de equipos que se fabrican y el grado de desarrollo de sus respectivas industrias en este ramo, cabe establecer un orden relativo que de mayor a menor es el siguiente: Brasil, Argentina, México y Chile.

Cotejadas las capacidades de producción con las próximas demandas internas, las condiciones de la industria chilena parecen inferiores a las de los otros países. Así, en el rubro transformadores de distribución deberá programar ampliaciones que le permitan satisfacer las necesidades previstas para el período 1961-71.

## 3. Consideraciones generales sobre la producción de equipos para generación y distribución

Ya se vio que en promedio la inversión total en moneda extranjera necesaria para la electrificación podía estimarse del orden de 3 dólares/hab y que el rubro distribución absorbía prácticamente el 50 por ciento de esa cifra. Así, pues, la generación y la distribución se dividen prácticamente por mitades el total de la inversión en moneda extranjera necesaria para la expansión eléctrica. En otras palabras, ambos campos son igualmente importantes en este aspecto. Es conveniente, por lo tanto, establecer cuál de dichos rubros debe desarrollarse primero o a cuál de ellos debe darse mayor importancia en los planes de industrialización.

Cuando las condiciones técnico-económicas de un país permitan o favorezcan el desarrollo de una industria eléctrica que pueda suministrar materiales y equipos necesarios para la expansión eléctrica, debería abordarse primeramente el desarrollo de esta industria con miras a satisfacer necesidades derivadas de la distribución antes que de la generación, por las siguientes razones:

1ª La mayor parte de los materiales y equipos destinados al rubro distribución tienen la ventaja de pertenecer al tipo seriado y de uso repetitivo. Por el contrario, en la fabricación de equipos pesados para la generación, raras veces puede haber producción en serie y predomina el régimen de encargos individuales. Además, en general, en una industria de equipos pesados, sus necesidades se dejan sentir de manera irregular, lo que hace imposible mantener todas sus instalaciones en actividad permanente.

2ª Las inversiones de capitales necesarios a fin de desarrollar la industria de equipos para distribución son generalmente menores que las que harían falta para desarrollar una industria de equipos pesados, siempre con relación a igualdad de valor final de la producción.

3ª Debido al alto desarrollo que ha alcanzado la industria eléctrica en el resto del mundo, para que los países latinoamericanos puedan desarrollar sus industrias les es indispensable disponer de un mercado propio favorable. El mercado interno de la gran mayoría de los países de América Latina no es suficiente para permitir la fabricación de equipos pesados destinados a la generación.

## 4. Consideraciones generales sobre la producción de artículos para uso de la energía eléctrica

Consecuentes con la idea de reconocer su relativa importancia a la producción local de elementos necesarios para el uso de la energía eléctrica, ha parecido útil revisar las cifras de importación de Chile y el Perú en este rubro y en el de generación y distribución durante el bienio 1957-58.

De esa revisión se deduce que la importación de motores eléctricos, lavadoras, enceradoras y ventiladores, refrigeradores, aparatos de radio y similares, fusibles, lámparas y otros, ascendió aproximadamente a 21.3 millones de dólares para Chile y a 28.3 millones de dólares para el Perú. En cambio, la importación de equipos para generación y distribución alcanzó en ambos países las cifras aproximadas de 11.4 y 8.3 millones de dólares, respectivamente.

En el caso de Chile, los artefactos de uso doméstico e industrial importados significaron el 65 por ciento del conjunto, mientras que a los equipos para generación y distribución correspondió el 35 por ciento restante. En cuanto al Perú, estas cifras fueron 77 por ciento para los artefactos de uso de energía eléctrica y 23 por ciento para los equipos de generación y distribución.

Este último caso es muy significativo, pues —debido al menor desarrollo industrial eléctrico del Perú— da una relación más real de la proporción de consumo entre los elementos de uso de energía eléctrica y los destinados a distribución y generación.

Por otra parte, si las mismas razones del punto anterior se aplican a comprar los artículos de uso de la energía eléctrica con los de distribución, resulta más favorable la fabricación de aquéllos que la de equipos y materiales para la distribución.

## 5. Consideraciones finales

Por todo lo expuesto, es posible recomendar en forma general y con sentido realista un orden de prioridad para la orientación que debe darse al desarrollo de la industria eléctrica en los países latinoamericanos. Este orden de preferencia en la producción de la industria eléctrica sería el siguiente:

1º Artículos de uso de la energía eléctrica (artículos domésticos e industriales);

2º Equipos y materiales para la distribución de la energía eléctrica;

3º Equipos pesados electromecánicos para la generación de la energía eléctrica.

Dada la importancia que tiene para América Latina que los programas de electrificación no originen problemas derivados del aumento progresivo de las necesidades de divisas extranjeras —para la adquisición de materiales y equipo—, parecería necesario resignarse al principio, en un grado moderado, a la fabricación a costos más elevados y a calidades inferiores, condiciones que suelen acompañar a la producción local de esos equipos. Una vez creado el mercado, mejoradas las técnicas y entrenado el personal, este sacrificio irá disminuyendo.

La experiencia hasta ahora recogida permite recomendar dos caminos a fin de lograr una mejora en los costos y en las calidades:

1º Tratar de consolidar en pocas unidades de producción, pero de mayor volumen, las numerosas fábricas existentes. Esta consolidación debería ir unida a una

ordenación por especialidades, de manera que cada artículo pueda ser producido por subproductores especializados. Parte de esta producción especializada podría obtenerse a un nivel económico como producción marginal de industrias existentes para otros rubros.

2º Hacer el máximo uso de la experiencia de los fabricantes de las naciones más desarrolladas, eliminando el costoso proceso de investigación y proyecto y adquiriendo en el exterior los conocimientos técnicos necesarios mediante acuerdos y convenios de pago de licencias y regalías con dichos fabricantes o por otros medios de asistencia técnica.

Antes de concluir este informe, conviene insistir en la necesidad de obtener para el futuro las informaciones que se trataron de conseguir mediante las encuestas realizadas.<sup>9</sup> Con estos datos sería posible llegar a resultados y recomendaciones concretas respecto a la forma más conveniente de desarrollar la industria eléctrica en América Latina, de acuerdo con las condiciones locales existentes en cada país y para equipos y materiales bien determinados.

<sup>9</sup> Véase en el Anexo II el cuestionario a que se ajustó la encuesta.

## Anexo I

### CÁLCULO DE COSTOS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN AMÉRICA LATINA Y DE SUS COMPONENTES EN MONEDA EXTRANJERA

#### 1. Intereses y depreciaciones

El costo anual por este concepto se ha computado a base del valor nuevo de las instalaciones, mediante el método de amortización para un 10 por ciento de intereses (usual en este tipo de negocios en América Latina) y la duración media global de las instalaciones que se indican en el cuadro 2.

	Vida (Años)	Factor de costo anual	Costo anual (\$/kW)	Costo anual (\$/hab)
Generación térmica . . . . .	30	0.106	29.2	2.92
Generación hidráulica . . . . .	40	0.102	37.3	3.73
Distribución . . . . .	30	0.106	37.1	3.71

Los préstamos en el extranjero, cuyos plazos de amortización son apreciablemente menores que la vida adoptada en el cuadro anterior, significan pagos anuales porcentualmente mayores que

las anualidades calculadas en el cuadro 2, pero sólo suelen afectar a una fracción de la inversión total.

#### 2. Operación y mantenimiento

Bajo este concepto se incluyen sueldos y salarios, repuestos, servicios de ingeniería, etc.

A los efectos del presente estudio se han valorizado estos gastos en función del valor nuevo de las instalaciones según los siguientes índices porcentuales:

	Porcentajes
Generación térmica . . . . .	3
Generación hidráulica . . . . .	2
Distribución . . . . .	3.5

#### 3. Combustibles

Se supone un valor de 2.5 dólares/10<sup>6</sup> cal, una eficiencia media anual de 22 por ciento y un consumo de 400 kWh/hab.

**ENCUESTA SOBRE EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN DE PLANTAS, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, REDES DE DISTRIBUCIÓN Y FUERZA MOTRIZ**

Se considera indispensable la información correspondiente a la producción de las partidas marcadas con un asterisco, y útil, si la hubiere, la relativa a las otras partidas.

1. *Equipos de construcción*
  - 1.1 Movimiento de tierra y apisonado (tractores,\* palas mecánicas,\* traíllas, etc.)
  - 1.2 Trabajo en roca (perforadoras,\* barrenos,\* compresoras,\* etc.)
  - 1.3 Chancado y selección de agregados (áridos) (chancadoras,\* "tromels",\* etc.)
  - 1.4 Preparación y colocación de hormigón (mezcladoras,\* transportadores, etc.)
  - 1.5 Transportadores diversos (camiones, volquetes, carros decauville \*)
  - 1.6 Otros
2. *Equipos de aducción y generación*
  - 2.1 *Mecánicos*
    - 2.1.1 Compuertas y válvulas \*
    - 2.1.2 Tuberías a presión \*
    - 2.1.3 Turbinas hidráulicas \* (De 500 HP o más capacidad)
    - 2.1.4 Turbinas a vapor \* (De 500 HP o más capacidad)
    - 2.1.5 Calderas \* (De 500 HP o más capacidad)
    - 2.1.6 Motores Diesel \* (De 500 HP o más capacidad)
    - 2.1.7 Reguladores y servomotores
    - 2.1.8 Equipos auxiliares: (puente-grúas,\* intercambiadoras de calor,\* bombas,\* estanques metálicos, aparatos de refrigeración, lubricación, etc.)
  - 2.2 *Eléctricos*
    - 2.2.1 Generadores de c.a. y c.c. (De 500 kVA o más capacidad)
    - 2.2.2 Impedancias
    - 2.2.3 Equipos auxiliares
3. *Equipo de control y protecciones*
  - 3.1 Reóstatos y resistencias
  - 3.2 Tableros \*
  - 3.3 Transformadores de medida.\* Instrumentos de medida
  - 3.4 Relays
  - 3.5 Comandos directos y telecomandos, etc.
  - 3.6 Interruptores \* (De 1 000 kVA o más capacidad de interrupción)
4. *Equipos de subestaciones para bajos, medianos y altos voltajes*
  - 4.1 Transformadores \* (De 50 kVA o más capacidad)
  - 4.2 Desconectores \*
  - 4.3 Portafusibles y fusibles \* (De 2 300 voltios o más de tensión nominal de servicio)
  - 4.4 Aisladores y bushings \* (De 2 300 voltios o más de tensión nominal de servicio)
  - 4.5 Pararrayos
  - 4.6 Aceites aislantes \*
  - 4.7 Condensadores estáticos, etc.
5. *Estructuras y postaciones*
  - 5.1 Estructuras metálicas diversas \*
  - 5.2 Torres para líneas de transmisión \*
  - 5.3 Postes de acero \*
  - 5.4 Postes de madera impregnada \*
6. *Cables y conductores*
  - 6.1 Para líneas de transmisión
  - 6.2 Para redes aéreas y subterráneas (baja y alta tensión con y sin blindaje \*)
7. *Equipos y materiales accesorios*
  - 7.1 Cajas de conexión y derivaciones para cables subterráneos
  - 7.2 Pastas, cintas y papeles aislantes, etc.
  - 7.3 Medidores \*
  - 7.4 Electrodo para soldadura
8. *Motores eléctricos*
  - 8.1 Trifásicos \* (De 5 HP o más capacidad)
  - 8.2 Monofásicos \* (De 5 HP o más capacidad)
  - 8.3 De corriente continua (De 5 HP o más capacidad)
  - 8.4 Convertidores rotatorios
9. *Otras maquinarias eléctricas*
  - 9.1 Soldadoras, electroimanes, etc.



## V. LOS RECURSOS HIDROELÉCTRICOS

### LOS RECURSOS HIDROELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA: SU MEDICIÓN Y APROVECHAMIENTO

por la Comisión Económica para América Latina  
(Programa de Energía y Recursos Hidráulicos)\*

En el presente artículo se hace un sucinto examen preliminar de los recursos hidroeléctricos de América Latina, destacando el grado de conocimiento que se tiene sobre la materia, su magnitud aproximada y el papel que les corresponde en el abastecimiento energético de la región.

Al analizar este último punto, se señala desde el principio que la producción hidroeléctrica en América Latina muestra un ritmo de crecimiento sistemático con lo cual su participación dentro del consumo de energía comercial, que se aproxima ya al 15 por ciento, va también en ascenso, como sucede con el promedio mundial y en las regiones principales. Dentro de la producción eléctrica total, esa participación es algo superior al 50 por ciento, con perspectivas de crecimiento, en tanto que el promedio mundial es de un 30 por ciento y con tendencia al descenso.

En la primera parte se señala la necesidad que tienen los países del área de evaluar los recursos hidráulicos y de planear su utilización con el objeto de lograr el aprovechamiento óptimo, siguiendo la experiencia obtenida en el desarrollo armónico, con fines múltiples, de numerosas cuencas.

Para ello, se pasa revista a los principales conceptos sobre potenciales hidroeléctricos, indicándose las dificultades que su empleo presenta, y se recomiendan aquéllos que, según el nivel del desarrollo y el estado de las investigaciones hidráulicas en América Latina, resultan más convenientes en la actualidad. Se incluyen los respectivos métodos de evaluación.

Con carácter general, conviene calcular los llamados potenciales teóricos, que, si bien constituyen límites superiores inalcanzables en la práctica, exigen un mínimo de datos y, dentro de límites relativamente estrechos, permiten estimar los potenciales de aprovechamiento económico por medio de coeficientes empíricos.

Como la irregularidad del caudal de los ríos influye en alto grado en el carácter económico de su desarrollo, se sugiere el empleo de un coeficiente de gran

utilidad en estudios generales de planeamiento, que ha sido recomendado por la Comisión Económica para Europa.

En la segunda parte de este trabajo se dan los cálculos actuales de los potenciales hidroeléctricos de América Latina, los conceptos en uso y los rasgos generales de su realización.

En el plano de potenciales teóricos se presentan las apreciaciones del U. S. *Geological Survey* (única fuente de investigaciones sobre todo el mundo), realizadas con criterios más o menos uniformes, pero a base de datos de diversa validez y grado de cobertura. Considerando caudales medios, el cálculo atribuye a la región el 23 por ciento del potencial hidroeléctrico mundial. No existen en América Latina informaciones comparables para corregir esas cifras.

En cambio, en el plano de potenciales económicos, están las apreciaciones realizadas en cada país, con criterios y métodos bastante diferentes entre sí, reunidas por la CEPAL. El potencial económico mínimo de la región sería, según esos datos, de 155 millones de kW.

La presentación de los potenciales económicos concernientes a algunas cuencas seleccionadas, revela su desigual distribución geográfica.

La ausencia de una evaluación sistemática que responda a un criterio único en todos los países del área queda claramente establecida.

A modo de ejemplo se analiza la irregularidad del caudal de algunos ríos venezolanos y chilenos y, en el caso de Argentina, se muestra con carácter muy provisional el trazado de curvas de igual índice, como aplicación del cálculo señalado en la primera parte del presente estudio.

A continuación se examina la proporción en que se han utilizado esos recursos en América Latina (del orden del 4.5 por ciento de los potenciales económicos), destacando que ese bajo porcentaje revela sobre todo la abundancia de aquéllos más que una falta de interés en su aprovechamiento.

Al final de la segunda parte se mencionan algunas características generales de los desarrollos hidroeléctri-

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.3.0, publicado en el Boletín Económico para América Latina, Vol. VII, No. 1 (Santiago de Chile, febrero de 1962), pp. 79-120.

cos ya ejecutados y las perspectivas de nuevas instalaciones en los próximos años, que acentúan la tendencia siempre ascendente de crecimiento registrada hasta ahora.

En la parte tercera se analizan los medios de investigación de los recursos hidráulicos en América Latina, realizándose la importancia de las mediciones pluviométricas y pluviométricas (series estadísticas continuas que cubren un número suficiente de años) para la correcta ejecución de obras hidráulicas.

Se examina principalmente, por países y cuencas importantes, el número de pluviómetros y fluviómetros en servicio, incluyendo la longitud de los registros en años y calculándose los índices de cobertura (número de estaciones por cada 10 000 km cuadrados por el promedio de los años de registros).

A continuación se analiza la disponibilidad de pla-

nos detallados con curvas de nivel —que es el otro antecedente indispensable para evaluar potenciales teóricos— pudiendo concluirse que, a pesar de la escasez de los medios de investigación de los recursos hidráulicos en América Latina, sería posible iniciar una evaluación coordinada, sistemática e integral de los potenciales hidroeléctricos.

Se presenta, finalmente, una lista de los organismos encargados de efectuar mediciones hidrológicas en cada país, incluyendo notas sobre coordinación de labores, centralización y publicación de datos.

No se analizan aquí los costos unitarios de instalación y producción hidroeléctrica en los países de América Latina, porque se ha dedicado especialmente a esa materia otro trabajo de la Secretaría.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Véase *Precios y costos en la industria eléctrica de América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.51), reproducido supra, sección IV.

## INTRODUCCIÓN

### APORTE DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA A LA PRODUCCIÓN TOTAL DE ENERGÍA COMERCIAL Y ELÉCTRICA EN EL MUNDO

El análisis de la participación durante los últimos veinte años del recurso hidráulico en el abastecimiento de energía comercial y de su aporte a la producción eléctrica en las principales regiones del mundo y, especialmente, de América Latina, permiten apreciar en forma objetiva la importancia de su papel hasta el presente y estimar sus perspectivas futuras.

En el cuadro 1 se observa que la producción hidroeléctrica ha aumentado en todas las regiones indicadas, en general mucho más rápidamente que la energía comercial, pero no tanto como la producción total de electricidad en los últimos 20 años, lo que se verá con más detalle a continuación. Sin insistir en aspectos que se examinan con detención en otro estudio de la

Cuadro 1

TASAS DE CRECIMIENTO ACUMULATIVO ANUAL DE LA HIDROELECTRICIDAD, LA ELECTRICIDAD TOTAL Y LA ENERGÍA COMERCIAL<sup>a</sup> EN EL PERÍODO 1937-59 (Porcientos)

	Energía comercial	Electricidad total	Hidroelectricidad
América Latina . . .	6.2	8.1	7.7
Europa Occidental . .	1.8	5.9	5.6
Europa Oriental . . .	5.1	8.5	10.0
Estados Unidos . . .	3.0	9.0	5.9
Otros países desarrollados <sup>b</sup> . . . . .	3.8	6.1	5.5
Resto del mundo . . .	8.9	9.7	6.1
Mundo . . . . .	3.7	7.6	6.0

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas para América Latina y de Naciones Unidas, *Statistical Papers*, Serie J, Nos. 1-3, para las otras regiones y países.

<sup>a</sup> Se consideran dentro de la energía comercial, el petróleo —incluyendo el gas natural— y sus derivados, el carbón mineral y la hidroelectricidad. La hidroelectricidad se ha evaluado por la cantidad de petróleo (de 10 700 kcal/kg) que se habría necesitado para producir la misma cantidad de electricidad con los rendimientos medios de las centrales termoeléctricas. Véanse mayores detalles en *Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina*, op. cit.

<sup>b</sup> Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

Cuadro 2

PARTICIPACIÓN DE LA HIDROELECTRICIDAD EN EL CONSUMO DE ENERGÍA COMERCIAL (Porcientos)

	1937	1949	1955	1959
América Latina . . . . .	13.5	13.6	12.7	14.6
Europa Occidental . . . . .	7.6	9.7	11.6	13.7
Europa Oriental . . . . .	1.6	1.4	2.3	3.4
Estados Unidos . . . . .	4.1	5.4	5.3	5.8
Otros países desarrollados <sup>a</sup> . . . . .	24.0	26.6	27.4	28.9
Resto del mundo . . . . .	5.3	7.0	3.0	3.7
Mundo . . . . .	6.6	7.5	8.0	8.7

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas para América Latina y de Naciones Unidas, *Statistical Papers*, Serie J, Nos. 1-3, para las otras regiones y países.

<sup>a</sup> Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

CEPAL,<sup>2</sup> conviene señalar el elevado ritmo de crecimiento de la energía comercial e hidroeléctrica en América Latina.

Mientras el consumo de energía comercial en el mundo alcanzaba en 1959 a 2 750 millones de toneladas de petróleo equivalente, con un ritmo de crecimiento acumulativo anual de 5.5 por ciento —promedio de los 10 últimos años—, en América Latina la demanda llegaba a 83 millones de toneladas con una tasa de crecimiento de 7.6 por ciento. En Estados Unidos y Europa occidental la demanda alcanzó a 937 y 556 millones de toneladas de petróleo equivalente respectivamente, con 3.5 y 3.8 por ciento como tasas de crecimiento anuales.

La contribución de la energía hidráulica a la satisfacción de esas necesidades energéticas no sólo ha aumentado en las dos últimas décadas en valores absolu-

<sup>2</sup> Véase *Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.01), reproducido supra, sección II.

tos, sino también en forma relativa, como puede comprobarse en los valores del cuadro 2.

Sin embargo, dadas las tasas tan desiguales de crecimiento entre las regiones señaladas, esa participación ha variado también en forma diferente. Fue máxima en el conjunto de países constituidos por Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana, con casi 29 por ciento, y mínima en el grupo de países menos desarrollados, excluidos los de América Latina, con 3.7 por ciento.

Fuera del grupo de países antes detallado y en los cuales la energía hidráulica aporta más de la cuarta parte de la energía comercial necesaria para satisfacer el consumo, es en América Latina y Europa occidental donde su participación es mayor, llegando a una octava parte del total.

El descenso relativo de la participación hidroeléctrica en América Latina, que se observa en este cuadro y el siguiente durante 1955, se explica principalmente por la situación de los sistemas de servicio público en Brasil que, a pesar de tener en proceso de instalación varias unidades hidráulicas en Peixotos, Cubatão, Nilo Peçanha y Salto Grande, sólo en 1956 y años siguientes empezaron a funcionar.

La participación de la energía hidráulica en la producción eléctrica mundial puede examinarse en el cuadro 3, donde se presentan las mismas regiones y años antes indicados.

A la inversa del fenómeno observado respecto a la producción de energía comercial, la participación del recurso hidráulico en la producción total de electricidad es, en términos generales, decreciente, no obstante su constante aumento absoluto. Este hecho se debe al acelerado desarrollo de la electricidad en las últimas décadas que, luego de representar el 15 por ciento de la energía comercial consumida en el mundo en 1937, pasó al 20 por ciento en 1949 y a algo más de 29 por ciento en 1959, sin indicios de cambio en este ritmo ascendente.

Sólo en Europa oriental (principalmente por el desarrollo de la URSS) y en América Latina en menor escala, la hidroelectricidad registra una participación creciente en la producción eléctrica durante las dos últimas décadas.

Cuadro 3

PARTICIPACIÓN DE LA HIDROELECTRICIDAD EN LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA TOTAL <sup>a</sup>  
(Porcientos)

	1937	1949	1955	1959
América Latina . . . . .	50.9	52.1	49.8	52.1
Europa Occidental . . . . .	44.5	41.9	41.0	39.2
Europa Oriental . . . . .	11.5	9.7	11.2	16.8
Estados Unidos . . . . .	37.0	30.8	19.0	17.8
Otros países desarrollados <sup>b</sup> . . . . .	74.3	77.6	71.5	68.0
Resto del mundo . . . . .	46.2	51.4	23.0	26.3 <sup>c</sup>
Mundo . . . . .	42.8	38.8	30.5	30.0

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas para América Latina y de Naciones Unidas, *Statistical Papers*, Serie J, Nos. 1-3, para las otras regiones y países.

<sup>a</sup> Comprende la producción de las instituciones destinadas a satisfacer las necesidades de consumo público y de los autoprodutores (servicios privados).

<sup>b</sup> Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

<sup>c</sup> 1958.

Además del grupo de países desarrollados, constituido por Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana, América Latina y Europa occidental dependieron en una proporción mayor de la generación hidráulica para la producción total de electricidad: 68, 52 y 39 por ciento respectivamente, en tanto que el promedio mundial alcanzó a 30 por ciento.

En el cuadro 4 se presenta un resumen de la producción hidroeléctrica mundial, que muestra en términos absolutos el desarrollo acelerado de este recurso en el mundo y en América Latina.

Sin embargo, puede considerarse que apenas empieza a aprovecharse el potencial hidráulico de América Latina. Un primer juicio sobre esta afirmación se obtiene del cuadro 5, que muestra la producción eléctrica de origen hidráulico por unidad de superficie territorial para 1959.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Cabe recordar que el desnivel disponible y el caudal son los factores que definen directamente el potencial en cada aprovechamiento hidroeléctrico. El primero es función de las condiciones topográficas y, el segundo, de diversos elementos: precipitación, evaporación, infiltración subterránea, etc., y superficie de la cuenca colectora hasta el punto considerado. Por esta razón en la evaluación de potenciales y aprovechamiento hidroeléctricos, es usual referirlos a la unidad de superficie.

Cuadro 4

PRODUCCIÓN DE HIDROELECTRICIDAD Y TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO ANUAL

	Producción (Millones de MWH)				Tasas de crecimiento (Porcientos)		
	1937	1949	1955	1959	1937/49	1949/55	1955/59
América Latina . . . . .	6.3	13.6	21.1	33.2	6.6	7.6	12.0
Europa Occidental . . . . .	62.3	92.1	159.7	211.0	3.3	9.6	7.2
Europa Oriental . . . . .	7.0	11.0	27.3	61.7	3.9	16.5	22.6
Estados Unidos . . . . .	44.0	90.0	120.4	158.4	6.1	5.0	7.2
Otros países desarrollados <sup>a</sup> . . . . .	51.0	85.2	131.4	(178.0)	4.4	7.5	(7.9)
Resto del mundo . . . . .	6.2	12.8	11.4	(27.3)	6.3	-1.8	(24.3)
Mundo . . . . .	176.8	304.7	471.3	(670.1)	3.4	7.6	(9.1)

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas para América Latina y de Naciones Unidas, *Statistical Papers*, Serie J, Nos. 1-3, para las otras regiones y países.

<sup>a</sup> Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

Cuadro 5

## PRODUCCIÓN DE HIDROELECTRICIDAD POR UNIDAD DE SUPERFICIE, 1959

	Millones de MWH	Millones Km <sup>2</sup>	MWH/km <sup>2</sup>
América Latina . . . .	33.2	20.38	1.63
Europa Occidental . . .	211.0	9.36	22.50
Europa Oriental . . . .	61.7	3.74	16.50
Estados Unidos . . . .	158.4	7.83	20.30
Otros países desarrolla- dos <sup>a</sup> . . . . .	178.0	19.54	9.10
Resto del mundo . . . .	27.3	74.52	0.37
Mundo . . . . .	670.1	135.37	4.95

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas para América Latina y de Naciones Unidas, *Statistical Yearbook* y *Statistical Papers*, Serie J, Nos. 1-3, para el resto.

<sup>a</sup> Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

Su análisis señala que América Latina y el resto de países poco desarrollados figuran con sólo 1.6 y 0.4 MWH/km<sup>2</sup>, mientras el promedio mundial es del orden 5.0, llegando en Europa occidental a 22.5, en los Estados Unidos a 20.3 y en Europa oriental a 16.5 MWH/km<sup>2</sup>. Es cierto que el potencial hidráulico varía apreciablemente de una cuenca a otra con la topografía, precipitaciones, evapo-transpiración e infiltración subterránea, etc., pero aun antes de examinar en detalle estos aspectos puede afirmarse que ninguna de las condiciones de estos elementos son tan adversas en toda la región como para materializar potenciales iguales a una tercera parte del promedio mundial, que es la relación del desarrollo actual para América Latina.

Por el contrario, y aun teniendo presente la redu-

cida investigación realizada hasta ahora en la materia, puede aceptarse que este potencial por unidad de superficie es bastante superior al promedio mundial reconocido en la actualidad. Así se pone de manifiesto para América Latina el aprovechamiento excepcionalmente bajo, de este recurso energético, no obstante su elevada participación en la producción eléctrica.

En el relevante papel que representará el agua en el desarrollo económico de la región, en sus diversos empleos, el correspondiente a la producción de energía eléctrica no será por cierto el menos importante. Por un lado, el crecimiento de la demanda de esta forma de la energía, se anticipa que será conforme a tasas anuales entre 7 y 12 por ciento (duplicación o triplicación en 10 años) según los países<sup>4</sup> y, por otro, la riqueza de potenciales hidráulicos, que sólo se conocen ahora superficialmente, proporcionarán una sólida base económica para el múltiple aprovechamiento de los ríos.

Por eso, es cada vez más necesario evaluar adecuadamente las posibilidades que encierran los sistemas fluviales y lacustres latinoamericanos.

En la última parte del presente trabajo se presenta un examen general de los medios de investigación de esos recursos hidráulicos en lo que respecta a caudales; dicho examen, concebido para el estudio de los potenciales hidroeléctricos, es perfectamente válido y constituye la base para cualquier otro análisis, incluyendo el relativo al aprovechamiento con fines múltiples.

<sup>4</sup> Véase *Evaluación de la demanda futura en América Latina* (ST/ECLA/CONF.7/L.1.11), reproducido *supra*, sección IV.

## A. CONCEPTOS Y MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL RECURSO HIDROELÉCTRICO

## 1. Consideraciones generales

La limitada disponibilidad del agua en los continentes y la enorme importancia que ella tiene para la vida de los pueblos, imponen la obligación de darle los empleos más convenientes para toda la colectividad. Con el transcurso del tiempo, esta exigencia se hace más imperativa en todas partes y, en algunas regiones, puede llegar a ser crítica y limitar seriamente las posibilidades de desarrollo económico.

La experiencia acumulada en varias regiones del mundo sobre el desarrollo de ríos y cuencas con objetivos múltiples, y la evolución de las teorías pertinentes, han contribuido a aclarar numerosos aspectos de los problemas que plantea el mejor empleo del agua.

Los países latinoamericanos, poseedores de vastas regiones y recursos hidráulicos vírgenes, tienen así la oportunidad y necesidad simultáneas de planear su desarrollo en consecuencia con los conceptos y métodos con que se cuenta en la actualidad.

Para efectuar una distribución equitativa entre beneficiarios y lograr óptimo empleo del agua en una cuenca es necesario determinar previamente las siguientes características de aquélla: cantidad, calidad, distri-

bución geográfica y regímenes de caudal (variaciones dentro del año hidrológico y de un año para otro) y, además, las cantidades que requieren los diferentes usos: agua potable, riego, producción eléctrica, industria, navegación, etc. y los beneficios derivados de la regulación de las crecidas.

Conviene recordar que el potencial hidroeléctrico no depende exclusivamente del volumen de agua disponible, en la unidad de tiempo, sino que implica a la vez la existencia de desniveles que salvar con los caudales correspondientes, siendo su cuantía proporcional al producto de ambos factores.

Debe considerarse también que el funcionamiento de una central hidroeléctrica como fuente de energía depende tanto de la demanda eléctrica en la red o sistema de que forma parte, como de la disponibilidad de caudales en la correspondiente cuenca hidrográfica, para el servicio de *todas las necesidades de agua* desde allí atendidas. En consecuencia, su régimen de funcionamiento debe aunar, en la forma más satisfactoria posible, las necesidades de los distintos sectores en procura del máximo beneficio para la colectividad. Los casos concretos que se presentan en la práctica pue-

den abarcar una variada gama, comprendida entre la situación de un río en el que la producción eléctrica es el objetivo predominante de su aprovechamiento, y la de otro, respecto al cual la producción de energía debe supeditarse por completo a los demás empleos del agua.

Es necesario que los organismos encargados del desarrollo de los servicios eléctricos y los que se ocupan de planeamiento del recurso hidráulico para su aprovechamiento múltiple, trabajen en estrecha colaboración. Sin embargo, la experiencia en América Latina señala que muchas veces las autoridades dan alta prioridad a la investigación sobre un aprovechamiento eléctrico concreto, con posibilidades de realización a corto plazo, asignando a tal efecto fondos suficientes, pero se muestran más reacias a hacerlo en el caso de investigaciones generales destinadas al planeamiento del desarrollo hidráulico integral de una cuenca o región, en particular en lo que concierne a las mediciones hidráulicas a largo plazo. A menudo esas obras concretas malbaratan otras posibilidades de aprovechamiento del río que pudieron obtenerse siguiendo el criterio más amplio que aquí se preconiza en materia de investigación y planeación.<sup>5</sup>

En cuanto a los datos requeridos para formular proyectos hidroeléctricos, cabe distinguir aquéllos que pueden obtenerse en un plazo relativamente corto, si se dispone del personal y equipo técnico necesarios (mapas topográficos, reconocimientos geológicos o de mecánica de suelos, etc.) y los hidrológicos e hidrometeorológicos, que requieren de numerosos años de observaciones continuas. Para estos últimos suele ser necesario un período de 20 o 30 años, a fin de obtener valores medios estadísticos que puedan considerarse confiadamente como los probables valores medios en el futuro.<sup>6</sup>

Sin embargo, conviene subrayar que en algunos casos resulta posible prescindir de períodos tan largos, siempre que adecuadas correlaciones permitan extender las estadísticas de caudal con un error probable admisible, y cuando el costo económico de esa incertidumbre sea menor que el costo social en que se incurriría al no hacer esa obra hidroeléctrica.

Se debe recordar que, en general, la formulación de un plan de desarrollo integral de toda una cuenca hidrográfica exige un proceso de maduración lento por la magnitud de las inversiones y de los frutos de su realización, que compromete la acción de numerosos especialistas en distintas materias y en investigaciones muy diversificadas.

De todos modos, es preciso puntualizar que un buen conocimiento de la distribución geográfica de los recursos hidráulicos y sus características específicas, in-

cluso de los potenciales hidroeléctricos, es condición básica previa para cualquier plan de desarrollo de una cuenca. Un cuadro completo de recursos hidroeléctricos dentro de un país, facilita la programación adecuada del desarrollo energético, la localización más conveniente de las plantas eléctricas de distinto tipo (hidráulicas y térmicas) y su participación relativa en cada sistema, con inclusión de las líneas de interconexión y transmisión. Asimismo, si se consigue producir la hidroelectricidad a costos suficientemente bajos, constituye esto un antecedente básico valioso para considerar la ubicación de ciertas industrias químicas y metalúrgicas con elevado consumo de energía eléctrica.

## 2. Definiciones de potenciales hidroeléctricos

Los organismos especializados de las Naciones Unidas y principalmente las Comisiones Económicas para Europa y para Asia y el Lejano Oriente, han realizado estudios con el fin de fijar normas para la evaluación uniforme de los potenciales hidráulicos a distintos niveles de los datos básicos disponibles. Sólo así es posible efectuar comparaciones internacionales o interregionales válidas.<sup>7</sup>

A continuación se expone una breve síntesis de la situación actual del problema, ya ampliamente debatido, con el único objeto de elucidar y puntualizar algunos aspectos prácticos de interés inmediato, sobre todo para la región, incluyendo determinadas sugerencias.

Dos definiciones de potenciales interesan especialmente en el campo de las evaluaciones hidroeléctricas integrales:

a) El *potencial teórico* (denominado a veces potencial bruto) mide totalmente los recursos de hipotética producción anual de energía de una cuenca o sistema fluvial tal como se presentan en la naturaleza, es decir, sin alteraciones originadas por las obras que se construyen para lograr esa energía. Según este concepto, toda el agua, con la altura que dispone sobre el nivel del mar, se considera susceptible de producir electricidad, con un rendimiento de 100 por ciento.

b) El *potencial técnico* (denominado también "potencial explotable" o "potencial práctico") mide los recursos por los aprovechamientos existentes y los susceptibles de instalación en un momento determinado, con los medios usuales de la técnica para ese tipo de obras sin sobrepasar un valor límite superior fijado previamente al costo de kW instalado.

El concepto de potencial técnicamente utilizable puede parecer muy impreciso si no se establece una limitación de costo. En efecto, si se considera que toda construcción es posible dentro de las leyes físicas (abstracción hecha del costo) el potencial explotable, o técnicamente posible, se aproxima al potencial teórico.

<sup>5</sup> Véase Glicerio González, de la Comisión Federal de Electricidad de México, *Planeación de un sistema. Estudio basado en el desarrollo del Sistema Sonora-Sinaloa (SI/ECLA/CONF.7/2.3)*, documento en que se analizan el desarrollo hidráulico en el noroeste de México y las consecuencias derivadas de una investigación y planeación incompletas.

<sup>6</sup> Véase: CEALO, *Flood Control Series, N° 7*, "Multiple Purpose River Basin Development" Part I, *Manual of River Basin Planning* y "ECAFE Methods of Assessment of Hydro-electric Potentials". I & NR/Sub.1/HPWP/1.

<sup>7</sup> Véase: Comisión Económica para Europa, *Hydro-electric potential in Europe and its gross, technical and economic limits (E/ECE/EP/131)*; Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente, *Report of the working party on assessment of hydro-electric potential to the sub-committee on electric power (E/CN.11/I & NR/Sub. 1/2)* y *Methods of Assessment of hydroelectric Potentials (I & NR/Sub. 1/HPNP/1)*.

Es conveniente subrayar que el potencial teórico antes definido es una característica inalterable de cada cuenca e independiente de la actitud humana,<sup>8</sup> en oposición a las evaluaciones ligadas a los desarrollos técnicos o económicamente posibles.

El potencial teórico conviene subdividirlo en dos:

- i) El potencial bruto superficial de escurrimiento, (*gross run-off potential*) mide la producción de energía teórica anual (o la potencia media respectiva), por unidad de superficie (kWh/km<sup>2</sup> o kW/km<sup>2</sup>), correspondiente al agua de una cuenca o región, descontadas las pérdidas y medida en cada superficie unitaria con la altura que tiene sobre el nivel del mar en su escurrimiento inicial.

Debe recordarse que el agua de lluvia caída en una superficie se divide en partes que siguen uno de los tres procesos siguientes:

1. Evaporación y transpiración vegetal.
2. Escurrimiento superficial.
3. Infiltración y escurrimiento subterráneo.

Para estimar el potencial bruto superficial de una cuenca, conviene operar de preferencia con el "escurrimiento superficial", siempre que los datos hidrológicos lo permitan, o que las informaciones generales hagan posible una adecuada estimación indirecta del coeficiente de escurrimiento (relación del volumen de agua escurrido al volumen de agua precipitada).

En caso contrario, podría adoptarse para el cálculo del potencial bruto el volumen de agua precipitada (sin ninguna pérdida).

Como los resultados son muy diferentes según se emplee uno u otro dato (con el primero, el potencial estimado puede ser sólo de un 20 a un 80 por ciento del segundo), es preciso en toda estimación de ese tipo de potencial: a) proceder a la adopción uniforme de uno de los métodos para el trabajo completo y, b) dar una clara indicación del método usado, junto con los valores determinados. (Para mayores detalles consúltense los documentos citados de la CEE y la CEALO.)

- ii) El potencial bruto lineal (*gross river potential*) —en el lecho de los ríos— mide la potencia correspondiente al caudal medio (o la energía anual), a lo largo del curso de cada corriente de agua, y da en consecuencia los kW (o kWh anuales) para todo el río o por unidad de longitud.

La crítica formulada contra los potenciales teóricos, de que pierden utilidad práctica por constituir sólo límites superiores inalcanzables, es exacta si el problema se plantea sólo desde ese punto de vista. Pero —re-

<sup>8</sup> Sin incluir las modificaciones del régimen pluvial que pueden derivarse por los procedimientos de "lluvia artificial" (aumento de núcleos de condensación por agentes tales como los vapores del yoduro de plata).

conocido este hecho— son, sin embargo, útiles dentro de la perspectiva general del problema. En efecto, tales límites deben considerarse como puntos de referencia inamovibles para medir los progresos reales de aprovechamiento que se logran dentro de un país o región. Un papel similar corresponde en la práctica al límite teórico de eficiencia termodinámica (a su vez inalcanzable) en el ciclo de vapor.

Asimismo, dentro del potencial técnico es usual particularizar una fracción de éste con el nombre de potencial económico, para definir el que se considera de aprovechamiento conveniente a corto o mediano plazo dentro del marco de desarrollo de la economía general del país que se examina. Es decir, este potencial excluye, en relación al técnicamente explotable, aquella parte de los aprovechamientos o aquella porción de la generación anual que, en caso de conflictos irresolubles con otros usos del agua, en un análisis económico integral no tienen prioridad sobre éstos. También excluye los que no puedan proporcionar, a un costo igual o menor al que podría obtenerse de las otras fuentes de producción eléctrica, energía de igual categoría (factor de carga, seguridad de servicio, etc.).<sup>9</sup> El potencial económico es variable con las modificaciones de numerosos factores: precio de la energía competitiva, costo de equipos, tasas de interés, costos de la construcción, etc.

### 3. Dificultades de los métodos de evaluación

Desde hace tiempo se vienen realizando en diversas regiones del mundo estimaciones sobre potenciales hidroeléctricos de cuencas y países, las que casi siempre se vinculan a desarrollos considerados económicamente aprovechables.

Si se comparan, para un mismo sistema fluvial o país, los resultados de distintas apreciaciones, se comprueba que en general difieren grandemente entre sí y que son, con frecuencia, mayores las estimaciones de más reciente ejecución.<sup>10</sup> La explicación de estas ano-

<sup>9</sup> Es evidente que el costo de la energía hidroeléctrica dentro de un aprovechamiento múltiple es el que le corresponde después de una juiciosa distribución de inversiones entre los varios usuarios. También resulta obvio que no podrán perderse de vista, en cada caso concreto, el factor tiempo de puesta en marcha y su contenido en divisas.

<sup>10</sup> En América Latina existen numerosos ejemplos, entre los que pueden citarse los casos de:

- i) Argentina, con estimaciones de 6.5, 7, 11, 13 y 20 millones de kW en un intervalo no mayor de 10 años (Guillermo A. Mazza, ponencia I A<sub>2</sub>/2 en la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía, 9 de junio de 1960).
- ii) Colombia, a la que se le atribuía un potencial de poco más de 4 millones de kW hasta 1954; con las estimaciones muy generales en esta materia realizadas por la Electricité de France y Gibbs & Hill Inc. (1955) figura ahora con 40 millones de kW.
- iii) Venezuela, que según se consideró tenía un potencial de 3.2 millones de kW hasta 1955; ahora se le atribuyen 16 millones de kW, luego de los estudios e investigaciones efectuados en el río Caroní principalmente.

En Europa pueden citarse, entre otros, los casos de:

- i) Suiza, con estimaciones de 15, 20 y 27 millones de MWH en 1914, 1934 y 1946, respectivamente, para la energía anual técnicamente explotable, y
- ii) Suecia, con 40, 50 y 80 millones de MWH en 1938, 1952 y 1955, también de energía técnicamente explotable. (E/ECE/EP/131) Hy-

malías puede sintetizarse en los siguientes puntos principales:

1. Deficiencia de datos hidrológicos y geomorfológicos;
2. Falta de uniformidad en el criterio de evaluación, y
3. Evolución de la técnica y métodos de construcción.

Una adecuada investigación de un sistema fluvial o lacustre impone el establecimiento de secciones de aforo en los cursos de agua principales, así como la instalación de instrumentos fluviométricos y estaciones hidrometeorológicas, que permitan disponer, durante varios años, de registros de caudal en puntos claves. Por lo menos las series estadísticas correspondientes a las estaciones pluviométricas básicas deberían abarcar en forma continua algunas decenas de años y las fluviométricas, como mínimo 15, para establecer, con las primeras, correlaciones que permitan su extensión a series de 20 años o más de duración (mejor si pasan de 30), en el momento de realizar los proyectos definitivos de un aprovechamiento hidroeléctrico. La dificultad para disponer de los datos estadísticos señalados que abarquen toda una cuenca o país, se aprecia mejor si se considera que muchas veces un alto porcentaje de las estaciones hidrométricas necesarias que deben mantenerse por años, corresponden a lugares de difícil acceso. En América Latina tienen que abarcar desde altas zonas montañosas hasta regiones boscosas de clima tropical.

Por otra parte, la medición de desniveles a lo largo de los ríos implica dificultades de realización derivadas principalmente de la poca accesibilidad y de la ausencia de vías que permitan el recorrido riberano de ellos. Sin embargo, en relación a estimaciones generales de potenciales hidráulicos y para la confección de anteproyectos de ingeniería civil, los levantamientos aerofotogramétricos constituyen ahora un auxilio eficaz y rápido para obtener las informaciones preliminares necesarias, con excepción quizás de las zonas de bosques demasiado frondosos.

Los datos correspondientes a las investigaciones señaladas abarcan exclusivamente el conocimiento de "caudal" y "altura de caída", a cuyo producto es proporcional el potencial teórico de un curso de agua, sin ahondar en otras informaciones de imprescindible conocimiento previo para definir el potencial técnico o económico de un aprovechamiento, como son las de carácter geológico, de mecánica de suelos, de regulación del caudal, de complementación o conflicto con otros aprovechamientos del agua, etc.

La determinación de potenciales hidroeléctricos en América Latina no sólo ha tropezado con la escasez de datos hidrológicos y topográficos fundamentales, sino que ha adolecido además de falta de uniformidad en las

definiciones y procedimientos empleados en los distintos países y aun dentro de cada uno de ellos. Existen estimaciones sobre los mismos ríos o sistemas fluviales, realizadas a la luz de iguales antecedentes, que acusan a veces enormes diferencias, según sea el criterio del experto o institución encargada del estudio.<sup>11</sup>

Es, por consiguiente, de urgente necesidad en América Latina que los distintos países se pongan de acuerdo sobre determinadas definiciones de potencial para realizar estimaciones uniformes a distintos niveles de las informaciones disponibles.

En pocos países del área se adoptaron las recomendaciones pertinentes de la Conferencia Mundial de la Energía, y aun en muchos de ellos no siempre se les ha dado cumplimiento.

Por la extendida práctica en la región de evaluar potenciales a base sólo de los sitios "estimados de ejecución económica", conviene puntualizar que su aplicación, aun con criterio uniforme, suscita dificultades específicas.

De hecho, los factores personales que intervienen en la concepción general de cada proyecto, con objeto de fijar sus posibilidades, le imprimen un carácter eminentemente variable, que conviene reducir a un mínimo. Además, la evolución de la técnica y de los métodos de construcción, entre otras cosas, puede modificar sustancialmente con el tiempo el aspecto económico de los aprovechamientos, convirtiendo en posibles o recomendables algunos que en otra oportunidad fueron descartados.

Como la investigación de la "explotación eléctrica económica" de un recurso hidráulico trasciende el campo de la energía para relacionarse con otros de sus empleos, es necesario formular planes armónicos para el aprovechamiento múltiple del agua, a través de consideraciones de economía general que hacen menos viable y categórica la estimación del potencial indicado. Sería conveniente, entre otras cosas, contar con criterios uniformes para apreciar la prioridad de un conjunto de obras dentro del plan de desarrollo económico.

En la práctica, es difícil establecer un método estricto que permita determinar sistemáticamente los potenciales económicos a 10 o 15 años plazo. Las condiciones que definen el carácter económico de un aprovechamiento se relacionan con numerosas incógnitas difíciles de predecir, como son: volumen y estructura de la demanda; disponibilidad y precios de la energía dentro del diagrama de consumo que se ha de satisfacer, no sólo como consecuencia del crecimiento de la demanda sino del tipo y características económicas de las centrales construidas con anterioridad al desarrollo que se estudia; complementación o conflictos con otros empleos del agua y criterios de distribución de las inversiones que se hagan en obras de aprovechamiento múltiple; evolución de la técnica y de los costos de construcción, etc. Hasta las tasas de interés del capital (cambiantes) desempeñan un papel importante en

*dro-electric Potential in Europe and its Gross. Technical and Economic Limits*, y A. J. Dilloway "Comparative Study of Hydroelectric Resources as Exemplified by European Experience" — ponencia presentada a la Conferencia Mundial de la Energía, 9 de junio de 1960.

<sup>11</sup> Por ejemplo, al lago Titicaca se ha atribuido desde poco menos de 1 millón de kW hasta más de 2.5 millones.

la diferencia de costos de la electricidad de distinta fuente, ya que en las condiciones medias actuales el costo del capital representa hasta el 85 por ciento del costo de la energía en una central hidráulica, en contraste con sólo un 40 por ciento aproximadamente en una de vapor.

Por otra parte, como se necesitan en este campo numerosas informaciones y antecedentes de distinta índole que exigen tiempo, personal y equipos especializados, su aplicación general amplia resultaría en la actualidad poco práctica en América Latina.

En resumen, para los países en desarrollo, como son los de la región, la evaluación de los potenciales hidroeléctricos limitados al cuántum económicamente aprovechable (junto al criterio del óptimo empleo del agua en sus diferentes usos) se considera indispensable en la investigación de cada proyecto de desarrollo fluvial en vías de ejecución, pero las evaluaciones en un ámbito amplio con fines de planeamiento, que conviene que se realicen cuanto antes dentro de las posibilidades materiales de cada país, requieren la adopción de otros conceptos o criterios más simples y expeditivos.

#### 4. Métodos de evaluación sugeridos

##### a) Potencial bruto superficial de escurrimiento

El método para determinar el potencial bruto superficial de escurrimiento supone la división de la región o país en estudio en pequeñas cuencas tributarias (subcuencas) para las cuales se dispone de información sobre caudales escurridos, con estadísticas que abarquen un largo período (20 años o más) o que, alcanzando sólo a unos 12-15 años puedan extenderse por variación simultánea con precipitaciones pluviales, previa verificación de una correlación adecuada.

En resumen, el potencial teórico superficial en millones de kWh por año se expresa en la fórmula (1), aceptando la utilización total y el rendimiento de 100 por ciento:

$$P_s = \frac{V \times H}{367} \quad (1)$$

En esta fórmula,<sup>12</sup>  $V$  es igual al volumen del escurrimiento anual en millones de  $m^3$  —promedio de un período de años como antes se indicó— proveniente sólo de las precipitaciones caídas en la subcuenca considerada, y  $H$  es igual a la elevación media de ella sobre el nivel del mar, en metros. De la suma de valores

<sup>12</sup> Dada la conocida fórmula  $P(kW) = 9.8 \times Q \times H$  que expresa la potencia de una caída hidráulica en kW, en función del caudal:  $Q(m^3/seg)$  y de la altura  $H(m)$ , con un rendimiento ideal del 100 por ciento, se pasa a la fórmula de la energía anual en kWh, del siguiente modo:

$$P_s = 9.8 \times H \times \frac{V}{31.5} \times \frac{8760}{106}$$

donde los nuevos coeficientes numéricos son:

8760 = número de horas en el año

31.5 = número de segundos en el año en millones.

dados por la fórmula se obtiene el potencial hidroeléctrico de una región o país.

Dividiendo el potencial así calculado en cada subcuenca, por la superficie respectiva en  $km^2$ , se obtiene el valor específico de su potencial en kWh/ $km^2$ .

Si en un mapa se marca en el centro geométrico de la subcuenca el valor de su potencial específico y se repite el proceso en un ámbito amplio (nacional o regional) cubriéndolo totalmente, se pueden interpolar curvas de igual potencial específico.

En países como los latinoamericanos, con reducida información hidrológica, la dificultad radica principalmente en los medios a emplear para la determinación del valor  $V$  y, en algunos casos, del valor  $H$  en cada subcuenca.

En este sentido, el procedimiento más recomendable para conocer  $V$ , a falta de información hidrológica directa, es aquél que emplea datos de escurrimiento, deducidos de información pluviométrica pero verificados por los caudales reales medidos en una estación fluviométrica. (Véanse detalles en el Anexo, punto 1.)

Para determinar el potencial nacional en los países donde hay ríos que atraviesan la frontera, es preciso reducir el potencial de las cuencas correspondientes, en la proporción en que se reduce la elevación media de cada subcuenca, al atribuirles como origen, no ya el nivel del mar, sino el cruce de la frontera por el río al que tributan.

Los lagos interiores sin salida al mar, en los que las filtraciones subterráneas y la evaporación igualan a los caudales afluentes (cuencas endorreicas) plantean un caso de consideración especial. En efecto, el criterio para evaluar el potencial del agua como ligado a la superficie de la cuenca de su escurrimiento inicial, con un aprovechamiento de 100 por ciento del desnivel hasta el mar, induciría a no establecer excepción alguna por este concepto, aunque la naturaleza haya limitado el desnivel hasta solamente el punto más bajo de esa cuenca. Un caso típico de esta situación en América Latina es la del sistema Lago Titicaca-Río Desaguadero-Lago Poopó, donde una elevada proporción de ese potencial es susceptible de aprovechamiento hasta el nivel del mar, por reducción sustancial de la evaporación,<sup>13</sup> y gracias a otras características favorables, tales como la altura, situación geográfica, aspectos topográficos, etc.

Ejemplos de la situación diametralmente opuesta se dan en algunas cuencas endorreicas de México, en los estados de Chihuahua, Durango y Coahuila, donde, por las características naturales distintas a las antes señaladas, parecería lógico considerar el potencial correspondiente limitado al plano de los respectivos lagos.

Para unificar procedimientos es recomendable presentar en todos los casos el potencial teórico superficial referido al nivel del mar con indicación expresa,

<sup>13</sup> La posibilidad simplemente técnica de esa reducción parece clara por depresión del nivel del lago Titicaca mediante las obras de desagüe correspondientes, lo que traería consigo la disminución de las superficies de éste y del lago Poopó, con la consiguiente reducción de volumen de agua evaporada.



aparte del potencial que debería descontarse por el desnivel entre la superficie de los lagos interiores sin desagüe y la del mar.

### b) *Potencial bruto lineal*

El método que se sugiere para calcular el potencial bruto lineal que representa también una característica intrínseca e invariable para el sistema fluvial de una región o país, es el siguiente:<sup>14</sup> cada río o curso de agua de la región en estudio se divide en tramos limitados por los puntos de confluencia de tributarios consecutivos; por razones prácticas, sin embargo, conviene que esos tramos no tengan más de 10 km de largo.

En cada tramo se calcula el potencial por la fórmula:

$$P_L = 9.8 \times Q_m \times H \quad (2)$$

donde:  $P_L$  = potencia media en kW;  $Q_m$  = promedio de los caudales medios en cada extremo del tramo:

$$(Q_m = \frac{Q_A + Q_B}{2});$$

y  $H$  = diferencia de las cotas en metros entre los niveles de agua de ambos extremos.

Repitiendo el mismo procedimiento para todos los tramos de un río y sus tributarios, se obtiene por suma el potencial bruto lineal de toda una cuenca, país o región.

Sin embargo, esta investigación se suele limitar en los nacimientos de los tributarios y en el curso inferior de los ríos (cerca de sus desembocaduras), excluyéndolos a partir de los tramos donde los potenciales son inferiores a 15 o 20 kW/km. En América Latina podría adoptarse el límite superior.

Para calcular la energía anual correspondiente al potencial bruto lineal dado en kW, basta multiplicar éste por 8 760 (número de horas del año), con objeto de obtener el número de kWh.

El potencial lineal es conveniente representarlo en mapas, marcando a lo largo de los ríos líneas de ancho diferente, proporcionales (a una cierta escala) al potencial por unidad de longitud, que para cada tramo se obtiene en kW/km. (La representación gráfica de este potencial y las ventajas que de ella se derivan, se pueden apreciar en el Anexo, punto 2.)

### c) *Potencial técnico*

La mejor manera de evaluar este potencial, y la única directa, es mediante la preparación de anteproyectos concretos para la regulación y empleo del agua en el río o sistema fluvial considerado. De esta manera se determinan claramente la ubicación geográfica, la cantidad, las características estacionales y la seguridad hi-

drológica de la energía en las posibles centrales eléctricas, además de la proporción probable de energía básica y energía de punta que puede esperarse. La dificultad de este procedimiento salta a la vista: aun para una sola cuenca medianamente amplia, puede tomar mucho tiempo y exigir gastos apreciables. Sin embargo, es el método que debe seguirse en el *proyecto de ejecución* para el desarrollo de una cuenca con fines múltiples.

En evaluaciones generales con fines de planeamiento, la alternativa de la determinación directa (recomendable por su sencillez de aplicación y porque no da más inseguridad que los otros procedimientos indirectos posibles) es la obtención, a partir del potencial bruto lineal como una fracción de éste, por similitud con cuencas o sistemas fluviales bien investigados, de características geográficas y físicas parecidas, como se indica en el punto que sigue.

### 5. *Comparación entre potenciales a distinto nivel*

Aunque los dos potenciales teóricos examinados dan en la práctica límites inalcanzables (diferentes entre sí), el "lineal" se aleja menos de los potenciales técnicos y económicos que el superficial. Además, éste tiene la enorme ventaja de indicar en los mapas a que da origen la ubicación de los ríos y los tramos precisos correspondientes, de elevado potencial, materializando así los lugares que requieren investigación detenida (prospecciones geológicas y de mecánica de suelos, estudios de regulación, complementación o conflictos con otros usos del agua, etc.), a fin de completar la información que se necesita para un estudio económico. En cambio, los mapas de potencial superficial ligan éste al origen del agua, sin indicar necesariamente los lugares de posible producción eléctrica.

Como contrapartida, el potencial superficial necesita, en relación al lineal, una información más elemental y, por tanto, más fácil de obtener en los países con extensas áreas poco desarrolladas y con insuficiente información como son las de América Latina.

Por otra parte, la experiencia que se obtiene de países más desarrollados en distintas regiones del mundo indica, en términos generales, que las relaciones de los potenciales económicos, que en último análisis son los que interesan, con los potenciales teóricos antes analizados, caen dentro de un rango de valores bastante estrecho. En varios países europeos con elevada producción hidráulica, han mostrado en la última década que el potencial explotable en conjunto estaría comprendido entre el 20 y el 25 por ciento del potencial bruto superficial de escurrimiento, con algunas variaciones de carácter local dentro de límites más amplios.<sup>15</sup> En el estudio citado de la Comisión Económica para

<sup>14</sup> Este método es empleado en Francia, para evaluar el potencial hidroeléctrico, por *Electricité de France*. Véase *Hydro-electric Potential in Europe and its Gross, Technical and Economic Limits* (E/ECE/EP/131).

<sup>15</sup> En Suecia, esa relación se eleva excepcionalmente a 40 por ciento. Probablemente constituye un límite superior, habida cuenta de las condiciones muy favorables de escurrimiento y conformación geológica del país. (Véase A. J. Dilloway, Naciones Unidas, "Comparative study of hydro-electric resources as exemplified by European experience". Ponencia en la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía, julio de 1960.)

Europa, se indica que la razón entre el potencial económico actual y el bruto superficial de escurrimiento correspondiente a ocho países europeos examinados fue de 0.17 a 0.20.

Por otra parte, el resultado de determinados estudios<sup>16</sup> indica que la razón entre el potencial económico actual y el bruto lineal quedaría comprendida aproximadamente entre 0.33 y 0.40.

Ahí radica el interés principal de las regiones y países en desarrollo por determinar sus potenciales teóricos, ya que con investigaciones hidrológicas y geomorfológicas relativamente simples, y en un plazo breve, pueden estimar dos límites (uno superior y otro inferior) que fijen aproximadamente el potencial hidroeléctrico de aprovechamiento económico.

La Comisión Económica para Europa (Naciones Unidas) está confeccionando un mapa a escala 1:2 500 000, con el potencial teórico superficial que abarca la mayor parte de los países de ese continente con líneas de igual potencial hidroeléctrico por unidad de superficie.<sup>17</sup>

Este mapa permitirá revisar, en algunos sistemas fluviales y países, las relaciones entre potencial superficial y potenciales técnico y económico, aprovechando el conocimiento de los que han desarrollado ya gran parte de sus recursos hidráulicos y realizado investigaciones muy completas de los que quedan aún por aprovechar. Esta experiencia será de gran valor para los países latinoamericanos y de otras regiones subdesarrolladas.

Algunos países que disponen de adecuada información hidrológica y geomorfológica han prescindido, en el orden práctico, de la evaluación de los potenciales teóricos, para concentrar sus investigaciones directamente en los explotables y económicos. Tal es la labor que en esta materia realiza la *Federal Power Commission*<sup>18</sup> y la que, en cierto modo, efectuó el *Geological Survey*<sup>19</sup> en los Estados Unidos. Sin embargo, hay actualmente en los Estados Unidos autorizadas opiniones en favor de la evaluación de los recursos hidroeléctricos nacionales en los niveles antes indicados: teórico, técnico y económico.<sup>20</sup>

## 6. Irregularidad de caudales en los ríos

Ya se ha señalado que los potenciales teóricos propuestos (superficial y lineal) consideran por definición

<sup>16</sup> CEALO, estudio varias veces indicado. Con citas tomadas de *Power Resources of Yugoslavia*, Volumen I — Belgrado 1956 y Naciones Unidas V. M. Yevdjevic y D. Marjanovic, *Determination of Hydro-electric potential in USSR*, EP/Working Paper/52-56.

<sup>17</sup> En ese mapa, la línea dibujada de menor potencial es la correspondiente a 0.25 kWh/m<sup>2</sup> y las otras indicadas corresponden a la duplicación sucesiva (0.5, 1.0, 2.0, etc.) llegando a la línea de 6 kWh/m<sup>2</sup> en la zona central de Los Alpes. (Véase Naciones Unidas: A. J. Dilloway, op. cit.).

<sup>18</sup> Véase Frank L. Weaver, *Hydro potentialities as indicated by Federal Power Commission*, ponencia presentada en la Twenty-First Annual Meeting, American Power Conference. Chicago, abril de 1959.

<sup>19</sup> Véase *Developed and potential water power of the United States and other countries of the world*, op. cit., p. 88.

<sup>20</sup> Véase ST/ECLA/CONF.7/L.3.5.

el caudal medio anual sin distinción alguna respecto a las variaciones que experimenta realmente en el transcurso del tiempo, tanto de un año para otro como dentro del mismo año hidrológico (variaciones estacionales). Sin embargo, como se concibe fácilmente, la irregularidad del caudal de un río es factor que influye en forma apreciable en la parte del potencial que económicamente puede desarrollarse en relación al potencial teórico respectivo.

En el estudio específico de todo aprovechamiento hidráulico se realizan normalmente análisis técnicos detallados sobre la duración de los caudales naturales y las obras de regulación necesarias para obtener, en términos económicos, el óptimo aprovechamiento del recurso, pero dichos análisis resultan, como se indicó ya, poco prácticos en la etapa de los estudios de planeamiento y programación generales, para aprovechar los recursos hidráulicos de una región o país. Por tal razón, se ha buscado desde hace tiempo un indicador que permita confeccionar mapas para mostrar la distribución territorial de la irregularidad del escurrimiento de los ríos, habiéndose propuesto varios en distintos países y en diversas oportunidades. Entre ellos, el más recomendable sería el elegido por la Comisión Económica para Europa como índice de la irregularidad dentro del año hidrológico.<sup>21</sup>

Para determinado año, queda definido así:

$$C_{ri} = \frac{V_i}{W_i} \quad \text{donde,}$$

$C_{ri}$  = coeficiente (indicador);

$V_i$  = capacidad del embalse requerido para la regularización total del escurrimiento de ese año;

$W_i$  = volumen de agua escurrido en el año.

El valor medio del coeficiente  $C_r$  para un conjunto de observaciones que abarcan  $n$  años, se obtiene simplemente como promedio de los valores  $C_{ri}$ .

Para simplificar cálculos, es posible en trabajos preliminares operar con el coeficiente  $C_r$  correspondiente a un año ficticio, constituido cada mes por el promedio aritmético de los caudales mensuales respectivos. También para obtener conclusiones definitivas puede procederse así, siempre que el valor  $C_r$  correspondiente se multiplique por un coeficiente correctivo mayor que la unidad, pero sólo se obtiene una ventaja relativa, ya que éste debería calcularse en cada caso.

Se ha visto que la correlación entre los valores de  $C_r$  y la magnitud de las áreas tributarias respectivas es baja o no existe, hecho que justifica la preparación de mapas con este coeficiente para usarlos como antecedentes básicos en labores de planeamiento, junto a las estimaciones de potenciales hidroeléctricos. Al calcular el coeficiente en varias cuencas, conviene tener especial cuidado para no incluir en ninguna de ellas lagos ni embalses, por la enorme distorsión que introdu-

<sup>21</sup> Véase *Specifications for construction of an index of stream-flow irregularity* (E/ECE/EP/205), que debe consultarse para información general amplia, ya que en este estudio se examinan sumariamente sólo algunos aspectos relevantes del problema.

cen en los valores correspondientes, invalidando los objetivos del mapa que se confecciona. Para trazar por interpolación las líneas que unen los puntos de igual valor  $Cr$ , esos coeficientes deben marcarse en el centro de la cuenca o subcuenca respectiva.

Asimismo debe evitarse cortar esas líneas cordilleras o extensas depresiones.

Se ha de tener presente que una central hidroeléct-

trica de pasada (a filo de agua), dimensionada para el caudal medio  $Q_m$  de un río, generaría como promedio:

$$kWh = (1 - Cr) \times 9.81 \times 8760 \times Q_m \times H$$

con un rendimiento de 100 por ciento. Con rendimientos usuales, el valor 9.81 deberá sustituirse por otro, similar a 8.3.

## B. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DE AMÉRICA LATINA

### 1. Conceptos empleados y estimaciones actuales

En términos generales, el conocimiento que se tiene de este potencial en los países de la región es muy rudimentario, como se verá en el análisis que se hace de los métodos y conceptos empleados y de los medios de investigación existentes. La dificultad más grave para estimar el potencial total de la región a través de las informaciones directas de que se dispone, radica en la falta de uniformidad en el criterio de evaluación y en la escasez de explicaciones de los cálculos que cada país presenta.

#### a) Estimación del U. S. Geological Survey

En la publicación "Developed and potential water power of the United States and other countries of the world"<sup>22</sup> se estiman los potenciales hidroeléctricos a fines de 1954 sobre dos bases diferentes:

Según la primera, que considera los *caudales mínimos ordinarios* (se aproximan a los gastos de duración de 95 por ciento del tiempo) se asigna a América Latina en su conjunto un potencial de 57 millones de

kW sobre cerca de 480 millones estimados para el mundo entero (12 por ciento).

Conforme a la segunda, que considera los *caudales medios*, se atribuyen en conjunto a la región 520 millones de kW sobre casi 2 270 millones estimados para todo el mundo (23 por ciento). (Véase el cuadro 6.)

Las aclaraciones más importantes presentadas en este estudio, sobre la forma de su realización, son las siguientes, principalmente acerca de los potenciales estimados con caudales mínimos ordinarios:

"Se consideran los sitios desarrollados y no desarrollados con 100 por ciento de eficiencia.

"El efecto regulador de los embalses no se ha considerado, excepto en los sitios en que ya se encuentran en explotación.

"Las estimaciones para Estados Unidos, Canadá y Europa se basan en lugares conocidos.

"Para los países de Asia (excepto Japón), África y América del Sur (excepto Brasil),<sup>23</sup> las estimaciones se basan principalmente en datos pluviométricos y topográficos y, en consecuencia, no son tan exactos."

Estos solos antecedentes dan una idea bastante aproximada del criterio general adoptado por el autor del trabajo, ajustado, en general, a las recomendaciones pertinentes de la Conferencia Mundial de la Energía.

Las observaciones que pueden hacerse a ese estudio, respecto a los países con extensas áreas poco desarro-

<sup>23</sup> Coincide con la estimación oficial realizada en 1951: *Divisão de Aguas do Departamento Nacional da Produção Mineral*.

Cuadro 6

### POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DE AMÉRICA LATINA Y EL MUNDO

	Basado en caudal mínimo ordinario (Miles de kW)	Basado en caudal medio		
		Total (Miles de kW)	Por km <sup>2</sup> (kW)	Por habitante (W)
América Latina . . . . .	57 398	520 024	25.50	2 700
Europa Occidental . . . . .	32 356	111 382	29.78	350
Europa Oriental <sup>a</sup> . . . . .	61 138	288 414	12.31	950
Estados Unidos . . . . .	26 864	85 376	10.91	490
Otros países desarrollados <sup>b</sup> . . . . .	40 517	133 952	6.86	980
Resto del mundo . . . . .	259 561	1 126 959	16.61	670
Mundo . . . . .	477 834	2 266 107	16.74	800

FUENTE: CEPAL a base de las informaciones de U. S. Geological Survey Circular 367, 1954, en materia de potenciales hidroeléctricos y de Naciones Unidas, *Statistical Yearbook, 1958*, para superficies territoriales y poblaciones.

<sup>a</sup> Incluye el total de la URSS.

<sup>b</sup> Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

lladas y reducida información (América Latina), se refieren principalmente al empleo de los caudales mínimos ordinarios, ya que sería deseable uniformarlos con los de duración de 95 por ciento del tiempo. En efecto:

- i) La determinación de tales caudales a partir de datos principalmente pluviométricos, constituye un problema de solución muchísimo más compleja que la simple determinación del caudal medio, adoptado en la otra evaluación del mismo documento y en las definiciones de los potenciales teóricos antes examinadas. Sin duda, que la estimación de esos caudales ha debido realizarse con muy distinto grado de aproximación en los diferentes países, convirtiéndose en elemento perturbador de la uniformidad deseada en estas evaluaciones.
- ii) Automáticamente la estimación de potenciales para  $Q$  95 por ciento establece niveles diferentes entre los países que cuentan con grandes embalses ya construidos (considerados en la evaluación) y los que no los tienen, puesto que el caudal regulado es muy superior en general al de escurrimiento natural disponible el 95 por ciento del tiempo. Esta sobrevaluación del potencial en los países que disponían ya de obras reguladoras desaparece con el empleo del caudal medio.

Por esas razones, en adelante se considerará principalmente la evaluación presentada en ese documento, a base del caudal medio, que se aproxima mucho a la definición del potencial teórico lineal. La única discrepancia que, al parecer, existiría entre las dos radica en el hecho de haberse limitado aquélla a los "sitios conocidos" en los Estados Unidos, el Canadá y Europa.

El cuadro 6, confeccionado con los datos del documento que se comenta, permite comparar la situación de América Latina en conjunto con otras regiones del mundo.

De la segunda columna se desprende que la región contaría con recursos hidroeléctricos similares a la suma de los correspondientes a Europa (incluido el total de la URSS) y a los Estados Unidos. Por otra parte, se ve que representaría también más del 22 por ciento del potencial hidroeléctrico mundial.

La penúltima columna presenta un promedio de aproximadamente  $25 \text{ kW/km}^2$  para la región, superior al promedio mundial ( $16.7 \text{ kW/km}^2$ ) y a las otras áreas y grupos de países presentados, con la sola excepción de Europa occidental que alcanza a  $30 \text{ kW/km}^2$ . Le siguen en orden descendente el otro grupo de países poco desarrollados, Europa oriental y Estados Unidos con 17, 12 y  $11 \text{ kW/km}^2$  aproximadamente, en ese mismo orden. Al señalar en ese documento que la evaluación para los Estados Unidos, Canadá y casi todos los países europeos se limitó a "sitios conocidos", se induce a considerar que América Latina, entre las áreas con escasos datos, aparecería con un potencial sobrestimado en relación a ellos.

En la última columna del cuadro se hace una evaluación del mismo potencial por habitante, donde América Latina, en razón, además, de su baja densidad demográfica, registra cerca de 2 700 vatios, cantidad que va más allá de la triplicación del promedio mundial (800 vatios), superando también muy ampliamente a las demás regiones y países de la comparación. Las áreas que más se aproximan son las correspondientes al grupo de países formado por Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana con  $980 \text{ W/hab.}$  y Europa oriental (que incluye el total de la URSS) con  $950 \text{ W/hab.}$  Estados Unidos y Europa occidental figuran tan sólo con 490 y  $350 \text{ W/hab.}$ , respectivamente.

Por último, en relación con el mismo cuadro 6, conviene señalar que él confirma la observación antes indicada sobre la determinación de potenciales a base sólo de los caudales  $Q$  95 por ciento, con fines comparativos, por sobrestimación de los países con importantes obras de regulación ya construidas. En efecto, mientras en América Latina y en los otros países poco desarrollados, el potencial  $Q$  95 por ciento representa sólo el 11 y el 23 por ciento del correspondiente al caudal medio, en los Estados Unidos, en el grupo de países desarrollados constituido por Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y la Unión Sudafricana, así como en Europa occidental, alcanza al 31.5, 30 y 29 por ciento, respectivamente, sin olvidar que también la menor o mayor regularidad de los regímenes pluviales incide directamente sobre esos resultados.

#### b) Estimaciones nacionales

La información recopilada directamente por la Secretaría sobre las estimaciones de potencial efectuadas en cada uno de los países de la región permite formular las siguientes observaciones:

- i) Algunos países no cuentan con datos sobre esta materia, ni han realizado investigaciones en tal sentido.
- ii) En otros, las informaciones de distintas fuentes difieren considerablemente entre sí, y las indicaciones sobre los conceptos y métodos empleados no existen, o no pueden clasificarse por ser excesivamente sucintas.
- iii) Con frecuencia, los datos se limitan a sólo unas pocas cuencas o a las regiones mejor conocidas dentro de cada país.
- iv) Finalmente, un grupo reducido de países ha realizado ya estudios generales sobre sus recursos hidroeléctricos y trabaja en la actualidad en una investigación más sistemática, mejorando y ampliando sus redes hidrometeorológicas e hidrológicas.

Entre todos los antecedentes disponibles se hizo una primera selección de aquellas estimaciones que, por la calidad de la fuente e indicaciones anexas, podían considerarse dentro de un esquema general que ofrecía alguna posibilidad de clasificación —por remota que fue-

## Cuadro 7

## AMÉRICA LATINA: POTENCIAL HIDROELECTRICO

(Estimaciones oficiales o privadas de cada país)

País	Año de la estimación	Potencial (Millones de kW)	Fuente de información	Concepto y observaciones
Argentina	1934	20.0	Adolfo Niebuhr, <i>La electrificación en la República Argentina</i> .	Estimación del potencial aprovechable basada en precipitaciones y desniveles del territorio nacional.
	1958	12.5	Agua y energía. Respuesta a cuestionario.	Centrales en operación y sitios de aprovechamiento económico en período de desarrollo próximo. Potencia en las unidades generadoras. <sup>a</sup>
Bolivia	1959	2.7	Dirección General de Hidráulica y Electricidad. (Informaciones varias enviadas a la CEPAL.)	Centrales en operación y sitios conocidos de aprovechamiento económico. Potencia en las unidades generadoras.
Brasil	...	16.4	Estimación oficial — (Véase General Carlos Berenhauser Jr. — CEPAL/DOAT — “O Problema da energia elétrica no Brasil 1959”.)	Q 95 por ciento corresponde a normas de la Conferencia Mundial de la Energía.
	...	30.0	Estimaciones de instituciones competentes. (Véase General C. Berenhauser Jr., <i>op. cit.</i> y Comissão mista Brasil-Estados Unidos para desenvolvimento económico. Relatorio sobre energía eléctrica no Brasil.)	Centrales en operación y sitios de aprovechamiento económico. Incluye regulación de caudales y transposición de valles. Potencia de las unidades generadoras.
Colombia	1960	7.6	Instituto de aprovechamiento de aguas y fomento eléctrico. Respuesta a cuestionario.	Algunos sitios de aprovechamiento económico Q 50 por ciento, rendimiento 85 por ciento. Potencia de las unidades generadoras.
	1954	40.0	Plan de electrificación nacional (Gibbs & Hill, Inc. y Electricité de France).	Estimación para todo el país. Potencia de las unidades generadoras. Factor de planta anual 0.57.
Costa Rica	1959	1.5	Instituto Costarricense de Electricidad — Investigación de los recursos hidroeléctricos en Costa Rica.	Potencial económico. Capacidad de las unidades generadoras (?).
Cuba	1954	—	Banco de Fomento Agrícola. Reconocimiento preliminar de 19 ríos y 2 ciénegas.	El potencial estimado es inferior a 0.1 millones de kW.
Chile	1952	10.6 <sup>b</sup>	ENDESA — Plan de electrificación del país.	Potencial lineal para Q 95 por ciento. Normas de la Conferencia Mundial de la Energía.
	1952	23.6 <sup>b</sup>	ENDESA — Plan de electrificación del país.	Potencial lineal para Q 50 por ciento.
	1952	26.6 <sup>b</sup>	ENDESA — Plan de electrificación del país.	Potencial lineal para Q medio = Potencial bruto lineal.
	1952	20.9 <sup>b</sup>	ENDESA — Plan de electrificación del país.	Potencial económico.
Ecuador	1958	2.0	CEPAL — Recursos hidráulicos de Ecuador. (En preparación) y Experto TAO J. Rittershausen.	Centrales en operación y sitios de aprovechamiento económico. Potencia de las unidades generadoras.
El Salvador	1959	0.91	Atilio García Prieto — La investigación de recursos hidráulicos en El Salvador. (CCE/SC.5/I/DT.12.)	Potencia económica de algunos sitios estudiados. <sup>c</sup> Capacidad de las unidades generadoras. Factor de planta anual, 0.5.
Guatemala	1959	0.15	Departamento de Electrificación Nacional — Dirección General de Obras Públicas — Investigación de los recursos hidroeléctricos de Guatemala. (CCE/SC.5/I/DT/4).	Potencia económica de algunos sitios estudiados. <sup>d</sup> Capacidad de las unidades generadoras. Factor de planta anual, 0.5.
Honduras	1959	0.4	Empresa Nacional de Energía Eléctrica — “Investigación preliminar y parcial de los recursos hidroeléctricos de Honduras”. CCE/SC.5/I/DT.18.	Potencia económica de algunos sitios estudiados. <sup>e</sup> Capacidad de las unidades por instalar.
México	1939	4.7	Secretaría de Agricultura y Fomento. Catálogo general de aprovechamiento de aguas nacionales para generación de fuerza motriz.	Potencial correspondiente a 2 604 lugares conocidos. Parece referirse a Q 95 por ciento.
	1948	5.7	Guzmán Cantú. <i>Energía en México</i> .	Correspondería a las bases de la apreciación anterior.

(Continúa)

## Cuadro 7 (continuación)

## AMÉRICA LATINA: POTENCIAL HIDROELECTRICO

(Estimaciones oficiales o privadas de cada país)

País	Año de la estimación	Potencial (Millones de kW)	Fuente de información	Concepto y observaciones
México	1948	21.0	Guzmán Cantú. <i>Energía en México</i> .	Denominado "práctico". Parece sujetarse a condiciones similares al potencial "técnico".
	1953	11.0	Lara Beutell. <i>La industria de energía eléctrica</i> .	Parece referirse a las centrales en operación y sitios de aprovechamiento económico en período de desarrollo próximo. Potencia de las unidades generadoras.
	...	9.0	Barragán Vega y otros, <i>Aspecto del estado actual de la industria eléctrica</i> (1961).	Estimación basada en el escurrimiento máximo de los ríos.
	...	15.0	Barragán Vega y otros, <i>ibid.</i>	Apresiasión del potencial que podría instalarse "económicamente".
Nicaragua	1959	0.33	Comisión Nacional de Energía Eléctrica del Ministerio de Fomento y Obras Públicas — Plan de electrificación nacional. (CEE/SC.5/1/DT. 1 y DT. 15).	Potencia económica de algunos sitios estudiados. <sup>f</sup> Capacidad de las unidades generadoras. Factor de planta anual 0.5.
Panamá	1959	0.9	Proyecto de Recursos Hidráulicos y Electrificación del S.C.I.F.E. — Instituto de Fomento Económico/1960.	Potencia económica de algunos sitios estudiados. Capacidad de las unidades generadoras.
Paraguay	1954	3.1	H. Foster-Smith. Naciones Unidas DOAT. Información 1959.	Q 95 por ciento. No se dan mayores antecedentes.
Perú	1948	25.0	Pablo Boner. <i>El problema de la energía eléctrica</i> . (Memorias de la Sociedad de Ingenieros.)	Parece referirse al potencial "explotable".
	1956	10.0	Consejo Económico Consultivo Suiza-Perú. <i>L'Industrie Eléctrique au Pérou</i> .	Se asimilaría al potencial mínimo económico (?).
	1959	6.5	Jorge Grieve. <i>Potencial hidroeléctrico del Perú. Forum sobre problemas de energía</i> .	Centrales en operación y sitios conocidos de aprovechamiento probablemente económico. <sup>g</sup> Potencia de las unidades generadoras.
	1959	15.0	Jorge Grieve, <i>ibid.</i>	Potencial bruto lineal.
Uruguay	1959	1.2	José L. Buzzetti, <i>El potencial hidroeléctrico en nuestro país</i> y Elbio Sacco, <i>Política energética en el Uruguay</i> .	Potencia económica con caudal regulado. Potencia de las unidades generadoras. Factor de planta anual 0.51. <sup>h</sup>
Venezuela	1959	16.0	CEPAL: <i>Recursos Hidráulicos de Venezuela</i> (en preparación).	Potencia económica de algunos sitios estudiados. Capacidad de las unidades generadoras. <sup>i</sup>
Surinam	1959	1.5	<i>Appraisal Survey of Hydroelectric Power Resources in Surinam</i> — Brokopondo Bureau Government of Surinam/1959.	Potencia económica de los principales ríos.

a En el río Uruguay (Salto Grande) se consideran sólo 700 000 kW, es decir, la mitad del aprovechamiento internacional.

b Incluye 0.6 millones de kW, es decir la mitad de los recursos internacionales con Argentina.

c Ríos: Lempa Grande de San Miguel, Paz, Goascorán, Jiboa, Cucumayán, Mirazalcos y La Cabrera.

d Corresponde a los lagos Amatitlán, Atitlán y de Ayarza, y a los ríos Samalá, Aguacapa, Cahabón, Yocotán, Negro e Chixoy y Chilazaco.

e Corresponde a los ríos Ulúa, Patuca, Choluteca y Lago Yojoa-Río Lindo.

f Corresponde a los ríos Tuma, Viejo, Matagalpa, Coco y Grande de Matagalpa.

g Del proyecto internacional del Lago Titicaca se consideró la mitad, o sea, 1.2 millones de kW.

h En el río Uruguay (Salto Grande) se consideran sólo 700 000 kW, es decir la mitad del aprovechamiento internacional.

i 14 millones de kW están ligados al aprovechamiento total del río Caroní.

ra— y aunque los medios y procedimientos de evaluación señalen como características predominantes la falta de uniformidad y poca consistencia en varias de las cifras presentadas. (Véase el cuadro 7.)

El análisis de dicho cuadro indica claramente que el concepto de evaluación más empleado es el que se refiere a la potencia económica que se proyecta instalar en lugares o sitios conocidos, no obstante las grandes dificultades y limitaciones que esa evaluación supone, como antes se vio.

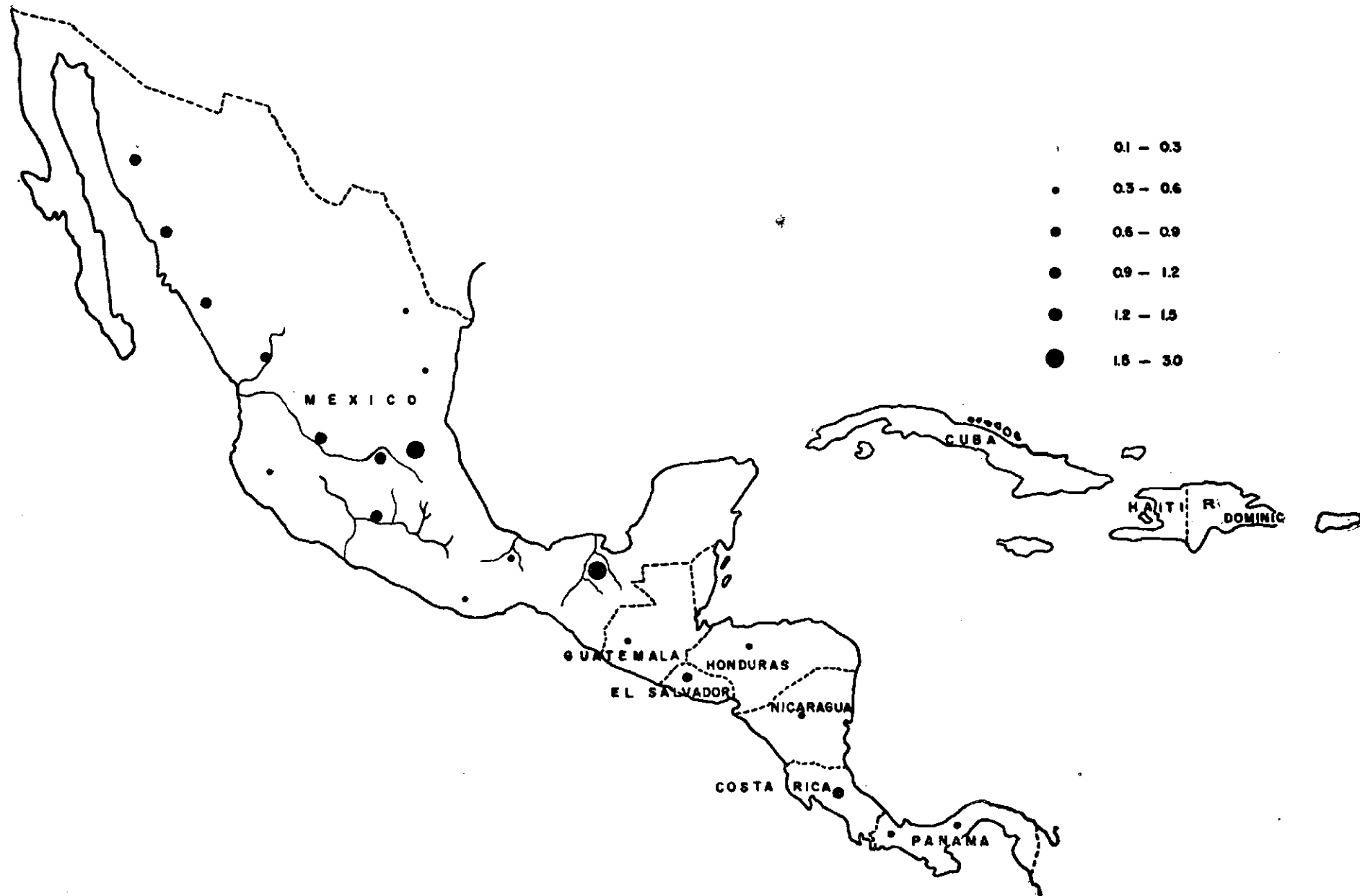
No obstante esas observaciones, que invalidan la

comparación estricta de los recursos hidroeléctricos entre países bajo un concepto *no unificado* de potencial económico, se presenta el cuadro 8 como una *tentativa provisional* de estimación a base de las investigaciones y estudios propios de cada país, aunque en algunos de ellos la cobertura es parcial. Con el mismo carácter provisional se incluyen los mapas I (a) y (b).

## 2. Distribución geográfica

Sobre un total aproximado de 155 millones de kW económicamente instalables en toda América Latina (véa-

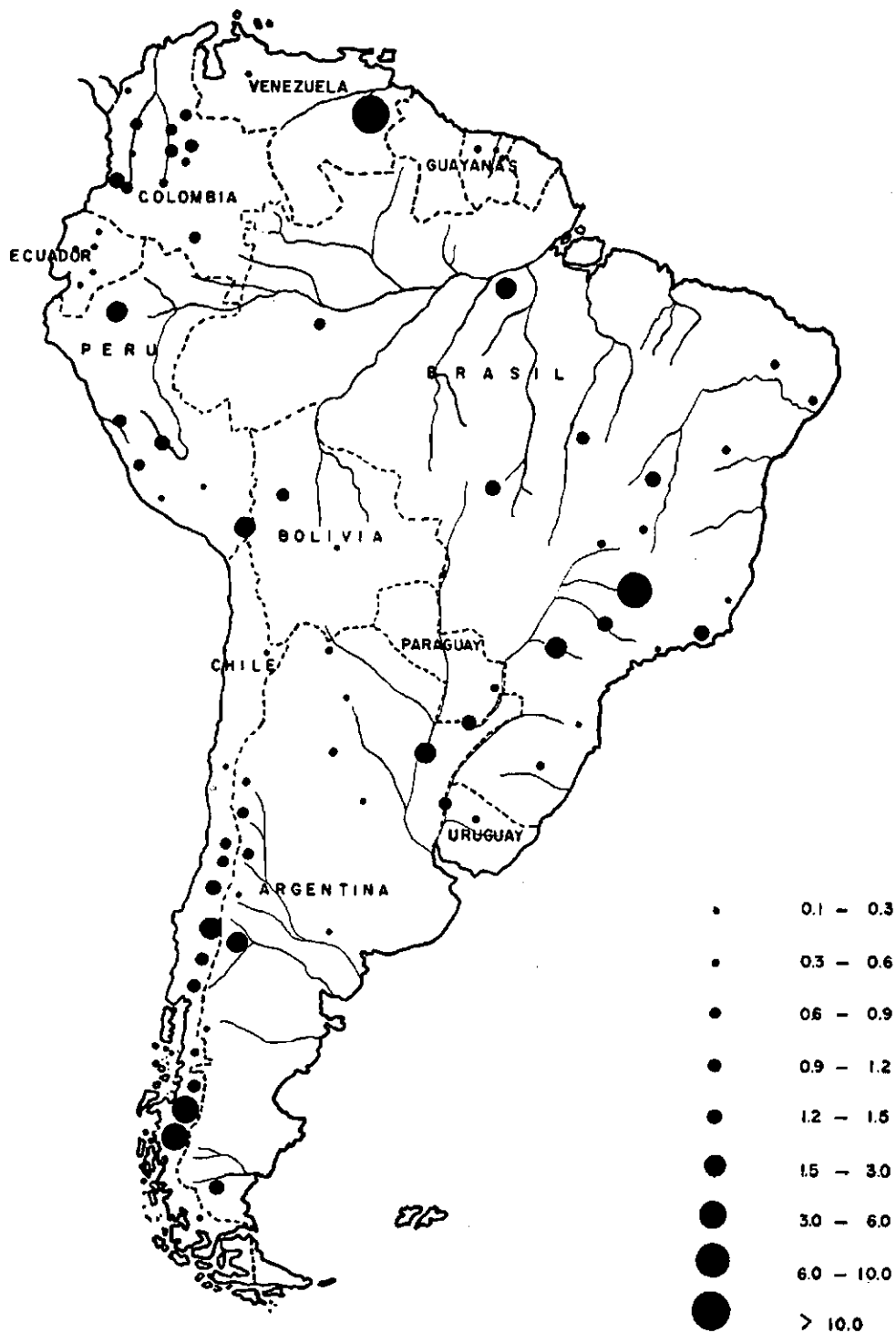
**Mapa I (a)**  
**ESTIMACIÓN DE POTENCIALES HIDRAULICOS ECONÓMICOS POR REGIONES GEOGRAFICAS**  
*(Millones de kW)*



NOTA: Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

Mapa I (b)

ESTIMACIÓN DE POTENCIALES HIDRAULICOS ECONÓMICOS POR REGIONES GEOGRÁFICAS  
(Millones de kW)



NOTA: Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o las apoyen oficialmente.



se el cuadro 8), en cuatro países se concentra aproximadamente el 70 por ciento de ese potencial: Colombia, el Brasil, Chile y Venezuela con 40, 30, 21 y 16 millones de kW respectivamente, seguidos de México, la Argentina y el Perú con 15.0, 12.5 y 6.5 millones de kW que representan el 22 por ciento del total de América Latina.

La distribución de este potencial por unidad de superficie es también bastante irregular. El Salvador, Colombia, Costa Rica y Chile, aparecerían como los países mejor dotados con 45.0, 35.2, 29.5 y 28.3 kW por km<sup>2</sup>, seguidos por Venezuela con 20.6 kW/km<sup>2</sup>. A continuación figuran Panamá, México, el Paraguay, el Ecuador y el Uruguay, pero con valores muy inferiores comprendidos entre 11.8 y 6.5 kW/km<sup>2</sup>.

Por otra parte, en relación a la población actual, los países mejor provistos en recursos hidráulicos para generar electricidad son: Venezuela, Colombia, Chile y Paraguay, con 2 990, 2 940, 2 910 y 1 850 vatios por habitante, respectivamente.

Desde el momento en que la falta de homogeneidad entre las estimaciones nacionales impide trazar un panorama completo a otro nivel de potenciales hidroeléctricos, se presentan en el cuadro 9 los potenciales

Cuadro 8

AMÉRICA LATINA: POTENCIAL HIDROELECTRICO  
(Estimaciones de aprovechamientos económicos, 1960)<sup>a</sup>

País	Millones de kW	Recursos por habitante y por km <sup>2</sup>	
		W/hab.	kW/km <sup>2</sup>
Argentina . . . . .	12.5	615	4.5
Bolivia . . . . .	2.7	814	2.5
Brasil . . . . .	30.0	477	3.5
Colombia . . . . .	40.0	2 940	35.2
Chile . . . . .	21.0	2 910	28.3
Ecuador . . . . .	2.0	498	7.4
Paraguay . . . . .	3.1	1 850	7.6
Perú . . . . .	6.5	647	5.1
Uruguay . . . . .	1.2	438	6.5
Venezuela . . . . .	16.0	2 990	20.6
Costa Rica . . . . .	1.5	1 430	29.5
Cuba . . . . .	—	—	—
El Salvador . . . . .	0.9	373	45.0
Guatemala . . . . .	0.2	56	1.9
Haití . . . . .	...	...	...
Honduras . . . . .	0.4	220	3.6
México . . . . .	15.0	460	7.6
Nicaragua . . . . .	0.4	292	2.7
Panamá <sup>b</sup> . . . . .	0.9	856	11.8
Rep. Dominicana . . . . .	...	...	...
Guayana Británica . . . . .	...	...	...
Indias Occidentales . . . . .	...	...	...
Surinam . . . . .	1.5	6 200	10.5
<b>Total regional<sup>c</sup> . . . . .</b>	<b>155.8</b>	<b>835</b>	<b>7.5</b>

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas y de Naciones Unidas, *Statistical Yearbook 1958*, para superficies territoriales.  
<sup>a</sup> Realizadas por cada país. Corresponden a la suma de las capacidades de centrales ya instaladas y las que con carácter económico se pueden instalar en lugares o sitios conocidos.  
<sup>b</sup> Incluye la Zona del Canal.  
<sup>c</sup> Corresponde sólo a los países con información.

Cuadro 9

AMÉRICA LATINA: POTENCIAL HIDROELECTRICO

País	Basado en caudal mínimo ordinario (Miles de kW)	Basado en caudal medio		
		Total (Miles de kW)	Por km <sup>2</sup> (kW)	Por habitante (kW)
Argentina . . . . .	3 974	29 440	10.60	1.45
Bolivia . . . . .	2 650	22 080	20.10	6.72
Brasil . . . . .	14 720	176 640	20.70	2.81
Colombia . . . . .	3 974	73 600	64.65	5.44
Chile . . . . .	5 152	18 400	24.80	2.52
Ecuador . . . . .	1 472	25 760	97.90	6.44
Paraguay . . . . .	2 061	7 360	18.10	4.42
Perú . . . . .	4 710	40 480	31.50	3.96
Uruguay . . . . .	294	2 208	11.80	0.82
Venezuela . . . . .	3 165	36 800	40.30	5.82
Costa Rica . . . . .	1 030	5 888	115.67	5.47
Cuba . . . . .	—	—	—	—
El Salvador . . . . .	221	1 104	55.20	0.46
Guatemala . . . . .	1 546	8 832	81.10	2.47
Haití . . . . .	—	—	—	—
Honduras . . . . .	1 030	5 888	52.50	3.21
México . . . . .	6 256	33 120	16.80	1.02
Nicaragua . . . . .	810	4 416	29.80	3.17
Panamá . . . . .	515	2 944	38.80	2.80
Rep. Dominicana . . . . .	—	—	—	—
Guayana Británica . . . . .	2 650	14 720	68.50	27.36
Indias Occidentales . . . . .	368	2 944	177.90	2.80
Surinam . . . . .	800	7 400	51.80	30.60
<b>Total regional . . . . .</b>	<b>57 398</b>	<b>520 024</b>	<b>25.50</b>	<b>2.70</b>

FUENTE: CEPAL a base de las informaciones del U. S. Geological Survey, Circular 367, en materia de potenciales hidroeléctricos, y directas para superficies territoriales y poblaciones.

estimados por el U. S. Geological Survey 1954, por países, destacando la evaluación que considera el Q medio. Según el cuadro mencionado, los países mejor dotados serían: el Brasil, Colombia, el Perú y Venezuela con 176.6, 73.6, 40.5 y 36.8 millones de kW respectivamente, seguidos por México (33.1), la Argentina (29.4) y el Ecuador (25.8).

En relación al mismo potencial, pero por unidad de superficie territorial, figurarían como los más favorecidos: Indias Occidentales, Costa Rica, Ecuador, Guatemala y Guayana Británica con 177.9, 115.7, 97.8, 81.1 y 68.5 kW/km<sup>2</sup>, seguidos a su vez por Colombia, El Salvador, Honduras, Surinam y Venezuela.

La última columna del mismo cuadro presenta a Surinam, Guayana Británica, Bolivia, Ecuador y Venezuela como los más ricos en recursos hidroeléctricos en relación a su población actual, con 30.6, 27.4, 6.7, 6.4 y 5.8 kW por habitante, respectivamente.

No es posible una comparación directa por países entre las estimaciones realizadas por el U. S. Geological Survey y el conjunto de apreciaciones nacionales. Primero, porque responden a conceptos teóricos a distintos niveles, y, segundo, porque como se ha observado antes, las últimas se han realizado con criterios y métodos diferentes y abarcan porciones territoriales distintas. Además, la cobertura de los datos básicos empleados

ha debido ser muy irregular, por lo menos en algunas regiones, ya que sólo así puede explicarse el caso excepcional de Chile que figura con una estimación de potencial económico superior a la de potencial teórico. En otros casos, por el contrario, la estimación del potencial teórico es varias veces superior al económico, por ejemplo, en Ecuador alcanza a más de 10 veces. Sin

embargo, para el conjunto de América Latina (considerando una compensación de errores) la relación entre los potenciales comentados (0.29) es razonable, si se tiene en cuenta que en las estimaciones nacionales predominan, sin duda, los errores por defecto.

Volviendo a la estimación de potenciales económicos, su distribución en cada país es también muy irre-

**Cuadro 10**  
**AMÉRICA LATINA: POTENCIAL HIDROELECTRICO**  
*(Estimaciones de aprovechamiento económicos para algunas cuencas seleccionadas, 1960)*

País Cuencas o subcuencas	Potencial		País Cuencas o subcuencas	Potencial	
	Millones kW	Porcientos del total del país		Millones kW	Porcientos del total del país
Argentina <sup>a</sup>			Guatemala		
Sistemas Tunuyán-Diamante-Atuel.	1.38	11.0	Haití		
Río Negro. . . . .	2.33	18.6	Honduras <sup>j</sup>		
Sistema Córdoba . . . . .	0.28	2.2	Lago de Yojoa-Río Lindo. . . . .	0.17	42.0
Bolivia <sup>b</sup>			México		
Alto Beni (Bala) . . . . .	1.00	37.0	Río Balsas <sup>k</sup> . . . . .	1.6	10.6
Ríos Corani-Espíritu Santo. . . . .	0.15	5.6	Ríos Lerma-Chapala-Santiago <sup>l</sup> . . . . .	1.83	12.2
Brasil			Río Papaloapan <sup>m</sup> . . . . .	0.89	5.9
Río San Francisco <sup>c</sup> . . . . .	3.10	10.3	Nicaragua <sup>n</sup>		
Río Grande <sup>d</sup> . . . . .	7.00	23.3	Ríos Tuma-Matagalpa-Viejo . . . . .	0.13	32.5
Ríos Paranapanema y Tieté . . . . .	2.50	8.3	Panamá <sup>o</sup>		
Río Paraná . . . . .	7.00	23.3	Río Chiriquí . . . . .	0.2	22.2
Colombia			Paraguay <sup>p</sup>		
Río Bogotá <sup>e</sup> . . . . .	1.00	2.5	Río Acaray-Monday . . . . .	0.35	11.3
Río Cauca (hasta Bugo, incluye Proyecto Cauca Dagda) . . . . .	1.6	4.0	Perú <sup>q</sup>		
Costa Rica <sup>r</sup>			Río Santa . . . . .	1.00	15.4
Río Reventazón . . . . .	0.57	38.0	República Dominicana . . . . .	...	
Río Grande Tárcoles . . . . .	0.16	10.7	Uruguay <sup>r</sup>		
Cuba			Río Negro . . . . .	0.49	40.8
Chile <sup>s</sup>			Venezuela <sup>s</sup>		
Río Maule. . . . .	1.55	7.4	Río Caroní . . . . .	14.0	87.5
Río Bío-Bío . . . . .	2.38	11.4	Guayana Británica. . . . .	...	
Río Maipo . . . . .	0.61	2.9	Indias Occidentales . . . . .	...	
Ecuador <sup>t</sup>			Surinam		
Río Mira . . . . .	0.15	7.5	Río Surinam <sup>t</sup> . . . . .	0.2	13.3
Río Esmeraldas. . . . .	0.16	8.0			
El Salvador <sup>u</sup>					
Río Lempa. . . . .	0.84	92.3			

a Agua y energía eléctrica. Potencial económicamente aprovechable, estudio del Ingeniero G. A. Mazza (1958).  
b Dirección general de Hidráulica y Electricidad.  
c "A Valerigão do Vale do São Francisco, Comissão do Vale do São Francisco 1957." (Regulado con embalse Tres Marias.)  
d "Electric Power in Brazil 1960." "Brazilian National Committee of the World Power Conference." (Regulado con embalse de Furnas.) La potencia de esta cuenca no correspondería a la asignada a ella en la estimación para todo el país. Estimaciones elevan a 10 millones de kW el potencial de este río.  
e Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá. "Development Programme, June 1959".  
f Datos del Instituto Costarricense de Electricidad.  
g Plan de electrificación del país. ENDESA. Potencial económico.  
h Estimación de J. R. Rittershausen. (Experto DOAT. Naciones Unidas.)  
i La investigación de recursos hidráulicos en El Salvador, Atilio García Prieto, Naciones Unidas, 21 de noviembre de 1959.  
j Investigación preliminar y parcial de los recursos hidroeléctricos de Honduras, Julio A. Long (CCE/SC.5/I/DT/18).  
k Estimación a base de las centrales en operación y los proyectos conocidos.  
l La industria de Energía Eléctrica, Lara Beattelli. Potencial económico.  
m Barragán Vega y otros, Aspectos del estado actual de la industria eléctrica.  
n Plan de electrificación nacional e investigación de los recursos hidroeléctricos.  
o "Proyecto de recursos hidráulicos y electrificación del CIFE", Instituto de Fomento Económico, 1960.  
p ANDE, Información directa.  
q "Plan de instalaciones hidroeléctricas de la Corporación Peruana del Santa en el Valle del Río Santa en el Perú." S. Antúnez de Mayolo - 1949.  
r "El potencial hidroeléctrico en nuestro país." José L. Buzzetti. Potencial económico.  
s "Los recursos hidroeléctricos de Venezuela" (en preparación). CEPAL. Potencial económico.  
t "Appraisal Survey of Hydro-electric Power Resources in Surinam" —Bokopondo Bureau— Government of Surinam.

gular, como se desprende del cuadro 10 en el cual se presentan los potenciales estimados de aprovechamiento económico para algunas cuencas seleccionadas, según las investigaciones propias de cada país. [Véanse los mapas I (a) y (b).]

Obsérvese cómo, en algunos casos, en sólo uno o dos ríos se concentran proporciones elevadas del potencial estimado total del país. El fenómeno real de la irregularidad en la distribución geográfica está, sin duda, hipertrofiado en este cuadro en el caso de muchas naciones, por la forma misma en que se estiman los potenciales: la magnitud apreciada va en aumento a medida que se investigan mejor los recursos. Como muchas de las cuencas seleccionadas corresponden a las mejor estudiadas (hay, sin embargo, algunas excepciones), los potenciales asignados a ellas están más cerca de la realidad que los atribuidos a todo el país, los que proporcionalmente aparecen subestimados. Además, la poca uniformidad de algunas informaciones permite señalar, en calidad de muestra, casos especiales de inconsistencia en los datos, como sucede con el río Grande en Brasil (San Pablo-Minas Gerais), que aparece en el cuadro con un potencial de más reciente estimación superior al que se le atribuyó en la apreciación del potencial para todo el país.

Sin embargo, son dignos de considerarse: en El Salvador, el río Lempa, en Venezuela, el Caroní, en Honduras, el Lago Yojoa-Río Lindo, en Uruguay, el río Negro, en Bolivia, el Alto Beni y en Nicaragua, los ríos Tuma-Matagalpa-Viejo, que concentrarían, respectivamente, más del 90, 85, 40, 40, 35 y 30 por ciento de los diversos potenciales hidroeléctricos nacionales. También en los otros países existen concentraciones apreciables del recurso examinado, como puede verse en el cuadro 10. A veces, como en el caso de Argentina con los ríos Tunuyán, Diamante, Atuel y Negro, un elevado potencial aparece concentrado en una región relativamente alejada de los principales centros de consumo eléctrico actuales.

### 3. Irregularidad del caudal de los ríos, por países

En América Latina no hay noticias de que se hayan realizado antes mapas o estudios regionales amplios sobre la irregularidad de los ríos.

Una primera indicación sobre el grado de irregularidad del conjunto de los ríos de cada país, principalmente con fines de comparación entre ellos, puede obtenerse de la relación entre los potenciales estimados por el U. S. *Geological Survey*, correspondiente a caudales mínimos ordinarios y caudales medios, teniendo en cuenta que las obras de embalses realizadas hasta ahora son, en general, poco importantes para la regulación en ámbitos nacionales, correspondiendo a la Argentina, el Brasil y México las labores más señaladas en la materia.<sup>24</sup> En el cuadro 11 se consignan los valores indicados.

<sup>24</sup> Esta estimación corresponde a un concepto distinto al del coeficiente de irregularidad *C*, recomendado.

Cuadro 11

#### AMÉRICA LATINA: RELACIÓN ENTRE LOS POTENCIALES CORRESPONDIENTES AL CAUDAL MÍNIMO ORDINARIO Y AL CAUDAL MEDIO

Argentina . . . . .	0.14	Costa Rica . . . . .	0.18
Bolivia . . . . .	0.12	El Salvador . . . . .	0.20
Brasil . . . . .	0.08	Guatemala . . . . .	0.18
Colombia . . . . .	0.05	Honduras . . . . .	0.18
Chile . . . . .	0.28	México . . . . .	0.19
Ecuador . . . . .	0.06	Nicaragua . . . . .	0.18
Paraguay . . . . .	0.28	Panamá . . . . .	0.18
Perú . . . . .	0.12	Guayana Británica . . . . .	0.18
Uruguay . . . . .	0.13	Indias Occidentales . . . . .	0.13
Venezuela . . . . .	0.09		

Chile y el Paraguay aparecerían con los caudales más regulares, en tanto que el Brasil, Colombia, el Ecuador y Venezuela presentarían los más irregulares. Sin embargo, la irregularidad uniforme, registrada para México y todos los países de Centroamérica, en contraposición al resto de los países de la región, parece confirmar la menor exactitud de las estimaciones que el propio autor del trabajo anota para América Latina, en relación a otras áreas más desarrolladas, como consecuencia de la escasez de informaciones básicas. Por la dificultad que supone determinar los caudales mínimos habituales a base de datos casi exclusivamente pluviométricos como se indicó antes, parece lógico confiar menos en la estimación de los potenciales correspondientes a *Q* 95 por ciento.

De todos modos, queda en evidencia la necesidad de obtener mayores informaciones en materia de pluvio y fluviometría, así como de realizar una elaboración más adecuada de los datos existentes, sistematizando la investigación de los potenciales hidroeléctricos.

Simultáneamente con los estudios de evaluación de potenciales hidroeléctricos por países o cuencas, se indicó la conveniencia de confeccionar los respectivos mapas de irregularidad de caudales dentro del año hidrológico correspondiente.

En los estudios del grupo conjunto CEPAL/DOAT/OMM, sobre los recursos hidráulicos en Chile y Venezuela,<sup>25</sup> se han calculado estos coeficientes para un número relativamente reducido de ríos.

En el primer país interesaba evaluar cuantitativamente la variación de la irregularidad de los ríos de norte a sur, ya que cualitativamente es bien conocida, tanto por la variación longitudinal del régimen pluvial como por la acción también variable, con la latitud, de la nieve en la cordillera como acumuladora de grandes volúmenes de agua.

En los distintos ríos se calcularon los coeficientes en puntos que pueden considerarse como de transición entre la Cordillera de los Andes propiamente dicha y

<sup>25</sup> Véase *Los recursos hidráulicos de América Latina: I. Chile (E/CN.12/501/Add.1)*, Publicación de las Naciones Unidas (Nº de catálogo: 60.II.G.4) y *II. Venezuela (E/CN.12/593)*. Publicación de las Naciones Unidas (Nº de catálogo: 63.II.G.6).

la zona plana o valle longitudinal. Los resultados aparecen en el cuadro 12.

En Venezuela interesaba también mostrar cuantitativamente la elevada irregularidad del caudal de sus ríos (a excepción del Motatán) que tiene graves repercusiones sobre el aprovechamiento de ellos y refleja la distribución estacional de las lluvias: por ejemplo, el Guárico, que acusa el coeficiente más alto, tiene sólo cinco meses de época húmeda. (Véase el cuadro 13.)

Como ejemplo de metodología y con carácter muy provisional se ha confeccionado el mapa de Argentina con el índice señalado. (Véase el mapa II.)

En la zona cordillerana, por la acción reguladora de la nieve en las altas cumbres, se registran curvas de bajo índice de irregularidad, principalmente entre los 26 y 32 grados de latitud. Es probable que este fenómeno se extienda más al sur, pero que en el mapa no se evidencie simplemente por la escasez de datos para el trazado de las curvas correspondientes. En torno a los ríos Paraná y Uruguay, las curvas de bajo coeficiente de irregularidad reflejan sobre todo la regularidad de caudales de esos ríos, como consecuencia de la amplitud y diversificación de regímenes fluviales en las cuencas tributarias correspondientes (principalmente en territorio brasileño y paraguayo), así como también, aunque en menor escala, la uniformidad de los

**Cuadro 12**

CHILE: COEFICIENTE DE IRREGULARIDAD DE ALGUNOS RÍOS DENTRO DEL AÑO HIDROLÓGICO

Río	Estación de aforo	Latitud (aprox.)	Cr.
Carmen (Huasco)	Ramadillas	28°47'	0.10
Claro (Elqui)	Rivadavia	30°	0.11
Choapa	Cuncumén	31°55'	0.34
Maipo	La Obra	33°35'	0.25
Tinguiririca (Rapel)	Bajo Briones	34°44'	0.24
Achibueno (Maule)	Los Peñones	35°58'	0.23
Maule	Afluentes de Laguna de La Invernada	34°48'	0.20
Laja (Bío-Bío)	Afluentes del Lago Laja	37°22'	0.18
Allipén (Toltén)	Los Laureles	38°57'	0.16
Pilmaiquén (Bueno)	El Salto	40°37'	0.15
Maullín	Llanquihue	41°13'	0.10
Puelo	Carrera de Basilio	41°37'	0.99

FUENTE: Los recursos hidráulicos de América Latina. I. Chile, op. cit.

**Cuadro 13**

VENEZUELA: COEFICIENTE DE IRREGULARIDAD DE LOS RÍOS DE LOS LLANOS Y DEL RÍO MOTATÁN

Río	Estación	Coefficiente aproximado de irregularidad <sup>a</sup>
Guárico	Puente Carretera El Sombrero	0.45
Pao	Paso La Balsa	0.36
Tinaco	Puente Carretera Tinaco-El Pao	0.38
Tirgua	Paso Viboral	0.21
Cojedes	Pte. Carretera San Carlos-Acarigua	0.23
Agua Blanca	Pte. Carretera San Carlos-Acarigua	0.28
Acarigua	Pte. Carretera Acarigua-Guanare	0.31
Guadie	Pte. Carretera Acarigua-Guanare	0.32
Baconó	Peña Larga	0.25
Masparro	Puente Carretera Guanare-Barinas	0.27
Sto. Domingo	El Curay	0.25
Uribante	Puente Colgante	0.23
Motatán		0.13

FUENTE: Ministerio de Obras Públicas: "Resumen de datos hidrométricos 1940/59", Caracas, 1960. (Tomado de "Los recursos hidráulicos de Venezuela", CEPAL/DOAT/OMM, en preparación.)

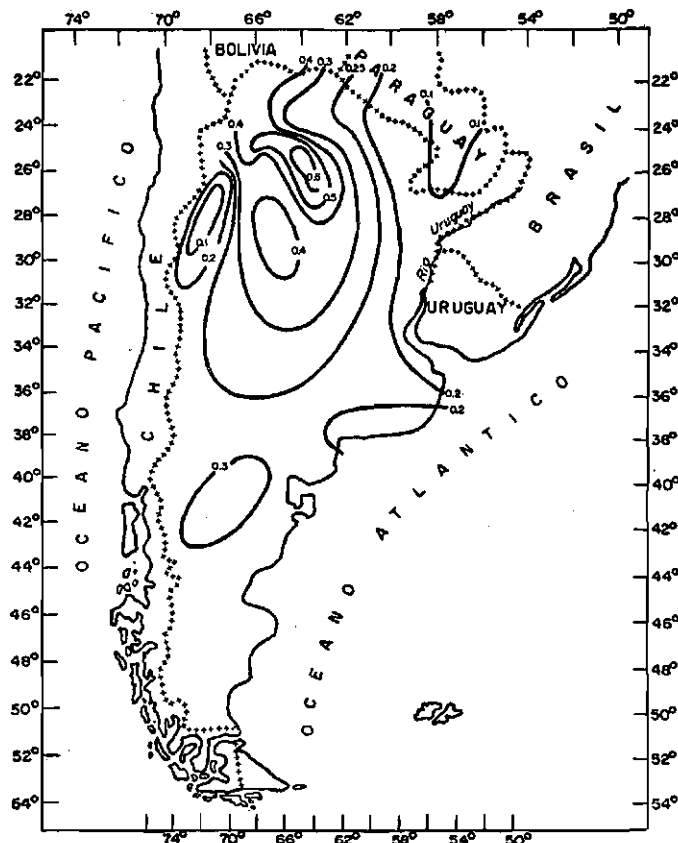
<sup>a</sup> Calculado a base del año hidrológico medio y usando solamente de las medidas mensuales.

**Mapa II**

ARGENTINA: IRREGULARIDAD DEL CAUDAL DE LOS RÍOS

Líneas de igual índice (trazado provisional)  
(Véase la definición en el texto)

++++ Límite internacional



NOTA: Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

regímenes pluviales en las zonas entrerrianas y de las provincias de Santa Fe y el Chaco.

A la inversa, las regiones de Jujuy, Salta, Tucumán, etc., registran líneas de elevado índice de irregularidad como consecuencia de las características pluviales variables a lo largo del año hidrológico, así como la falta de diversidad en las características de los tributarios.

#### 4. Aprovechamientos actuales

El cuadro 14 permite comparar, aunque sólo sea en forma aproximada, con las bases con que aquél se confeccionó, el aprovechamiento relativo del recurso hidroeléctrico por regiones.

Se observa que América Latina ha desarrollado una parte muy reducida de sus posibilidades, ya que sólo alcanzaría a la quinta parte del aprovechamiento relativo como promedio mundial y a 1/37 y 1/29 del correspondiente a Europa occidental y Estados Unidos.

En el cuadro 15 se hace un análisis del grado de aprovechamiento por países, a base de la estimación del potencial económico.

Ese empleo para toda la región es 4.5 por ciento. Los países que denotan un mayor aprovechamiento relativo son: Guatemala, el Brasil, el Uruguay y México con 14.0, 11.1, 10.7 y 8.0 por ciento, respectivamente.

Guatemala figura con un alto porcentaje, no porque haya desarrollado sus riquezas en forma excepcional en relación a los otros países, sino porque el potencial asignado estaría subestimado por abarcar sólo una parte del sistema fluvial del país. Es evidente que, en general, todos los países de América Latina están muy lejos aún de aprovechar sus recursos hidroeléctricos en la proporción en que lo han hecho otros más desarrollados. En los Estados Unidos, la proporción de aprovechamiento en 1959, calculada sobre bases similares a las aquí empleadas, era superior a 24 por ciento.<sup>26</sup>

Cuadro 14

#### CAPACIDAD HIDROELÉCTRICA INSTALADA EN 1959 EN RELACIÓN AL RECURSO POTENCIAL-Q MEDIO

	Millones de kW	Porcentaje del potencial
América Latina . . . . .	6.97	1.3
Europa Occidental. . . . .	53.67	48.2
Europa Oriental. . . . .	14.41	5.0
Estados Unidos . . . . .	31.80	37.3
Otros países desarrollados . .	30.20	22.6
Resto del mundo . . . . .	10.00	0.9
Mundo . . . . .	147.05	6.5

FUENTE: CEPAL, a base de las informaciones de U. S. Geological Survey Circular 367, en materia de potenciales hidroeléctricos, de informaciones directas para la capacidad instalada en América Latina y Naciones Unidas, *Statistical Yearbook*, 1960, para el resto del mundo.

<sup>26</sup> Estimaciones de The Federal Power Commission, citado en *Water Resources Activities in the United States*, Print Nº 10. Select Committee on National Water Resources, United States Senate.

Cuadro 15

#### AMÉRICA LATINA: a APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO EN 1959

País	Potencia hidroeléctrica instalada	
	Miles de kW	Porcentaje del potencial económico estimado
Argentina . . . . .	290	2.3
Bolivia. . . . .	85	3.2
Brasil . . . . .	3 316	11.1
Colombia. . . . .	(489)	1.2
Chile . . . . .	594	2.8
Ecuador . . . . .	(37)	1.8
Paraguay. . . . .	—	—
Perú. . . . .	440	6.8
Uruguay . . . . .	128	10.7
Venezuela . . . . .	159	1.0
Costa Rica . . . . .	79	5.3
Cuba . . . . .	4	...
El Salvador. . . . .	56	6.2
Guatemala . . . . .	28	14.0
Haití . . . . .	—	—
Honduras . . . . .	3	0.8
México . . . . .	1 197	8.0
Nicaragua . . . . .	10	2.5
Panamá <sup>c</sup> . . . . .	52	5.8
República Dominicana . . . .	—	—
Guayana Británica. . . . .	—	—
Indias Occidentales . . . . .	(13)	...
Surinam . . . . .	—	—
<b>Total regional<sup>a</sup> . . . . .</b>	<b>6 967</b>	<b>4.5</b>

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas y de publicaciones varias.  
<sup>a</sup> Excluidos en la última columna: Haití, República Dominicana, Guayana Británica e Indias Occidentales, por falta de informaciones sobre potenciales económicos.  
<sup>b</sup> Entre 1959 y 1960 se terminaron algunas obras, como las de la Central Macagua I en Venezuela que eleva a 335 kW la potencia hidráulica instalada al 31 de diciembre de 1960. A esa fecha, el aprovechamiento relativo en ese país es de 2.1 por ciento.  
<sup>c</sup> Incluye la Zona del Canal.

Del mismo modo, para Suiza, Francia y Austria, esas proporciones eran (1958): 17.7, 14.6 y 8.5 por ciento, respectivamente.<sup>27</sup>

Sin embargo, si se examinan individualmente los recursos ubicados cerca de los grandes centros demográficos o de las zonas de mayor actividad industrial en cada país, se comprueba que ya hay algunos bastante desarrollados, sobre todo si se compara con los promedios nacionales correspondientes. Entre los casos para los cuales se cuenta con información pueden mencionarse especialmente el río Grande de Tárcoles (Costa Rica), aprovechado ya casi en un 40 por ciento, el sistema de Córdoba (Argentina), en más del 35 por ciento, el Balsas (México), 28 por ciento, el río Negro (Uruguay), en más del 25 por ciento (1958)<sup>28</sup> y el Maipo (Chile), casi en un 20 por ciento. (Véase el cuadro 16.)

<sup>27</sup> FUENTE: CEPAL, a base de informaciones tomadas de *The electric power situation in Europe in 1958/59 and its prospects (ST/ECE/EP/2)* y *Hydroelectric potential in Europe and its gross, technical and economic limits (E/ECE/EP/131)*.

<sup>28</sup> Al entrar en servicio (1960) la central Baygarría, se aprovecha más del 45 por ciento del potencial de ese río.

Cuadro 16

AMÉRICA LATINA: APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO PARA ALGUNAS CUENCAS (1959)

País Cuencas o subcuencas	Potencia hidráulica instalada	
	Miles de kW	Porcentaje del potencial económico estimado de la cuenca
Argentina		
Tunuyán-Diamante-Atuel . . . . .	74	5.4
Río Negro . . . . .	12	0.5
Sistema Córdoba . . . . .	100	35.7
Bolivia		
Río Coraní . . . . .	—	—
Brasil		
Río San Francisco . . . . .	198	6.4
Río Jacuí . . . . .	77	...
Río Grande . . . . .	105	1.5
Río Uruguay . . . . .	7	...
Río Paraíba . . . . .	664	...
Río Tiete . . . . .	876	...
Colombia		
Río Bogotá . . . . .	128	12.8
Río Cauca (hasta Buga) . . . . .	18	1.1
Chile		
Río Maule . . . . .	102	6.6
Río Bío-Bío . . . . .	136	5.8
Río Maipo . . . . .	118	19.7
Ecuador		
Río Mira . . . . .	3	2.0
Río Esmeraldas . . . . .	16	10.0
Paraguay		
Perú		
Río Santa . . . . .	52	5.2
Uruguay		
Río Negro . . . . .	128	26.1
Venezuela		
Río Caroni . . . . .	150	0.9
Costa Rica		
Río Reventazón . . . . .	5	0.9
Río Grande de Tárcoles . . . . .	62	38.8
Cuba		
El Salvador		
Río Lempa . . . . .	45	5.4
Guatemala		
Río Michatoga . . . . .	12	...
Haití		
Honduras		
Yojoa-Río Lindo . . . . .	—	—
México		
Río Balsas . . . . .	449	28.0
Lerma-Chapala-Santiago . . . . .	201	11.0
Papaloapan . . . . .	154 <sup>a</sup>	17.3
Nicaragua		
Río Viejo . . . . .	—	—
Panamá		
Río Chiriquí . . . . .	6	3.0
Rep. Dominicana . . . . .	—	—
Guayana Británica . . . . .	—	—
Indias Occidentales . . . . .	—	—
Surinam		
Río Surinam . . . . .	—	—

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas y de publicaciones varias.  
<sup>a</sup> Hasta 1961 se terminará la instalación de 300 MW.

Los ríos Bogotá (Colombia), Lerma-Chapala-Santiago (México) y Esmeraldas (Ecuador) tienen aprovechados un 13, 11 y 10 por ciento, respectivamente, de sus potenciales estimados.

En el Brasil, los ríos Paraíba y Tieté, han sido ya aprovechados en una elevada proporción. El primero cuenta con una capacidad instalada de 664 MW y el segundo, con 876 MW.

### 5. Características de los aprovechamientos

Para el conjunto de centrales hidroeléctricas de servicio público en operación en América Latina (1959) sobre las que se dispuso de datos, aproximadamente el 45 por ciento de la capacidad correspondió al tipo de centrales de pasada (a filo de agua) y, el saldo, al que cuenta con embalses reguladores. (Véase el cuadro 17.) La parte de la energía generada por las primeras fue de 33 por ciento. A excepción de la Argentina, el Brasil, Colombia, México, el Perú y el Uruguay, y, en menor escala, El Salvador, que en ese año contaba con mayor proporción de capacidad hidroeléctrica con regulación, en la mayoría de los países predominan las centrales de pasada. En efecto, la tendencia general por muchos años fue el aprovechamiento de los recursos hidráulicos de tipo cordillerano; caudales pequeños y alturas de caída relativamente importantes, sin regulación. Las centrales se proyectaban para caudales mínimos del río con duraciones a menudo superiores al 95 por ciento. Es el tipo de central que proporcionalmente necesita menor inversión, pero implica aprovechamientos muy bajos del recurso natural. Posteriormente, bajo las presiones simultáneas de las mayores demandas eléctricas, necesidades agrícolas y de agua potable, se empezaron a construir obras de regulación importantes para aprovechar en forma más racional el agua, generalmente con fines múltiples. En la actualidad, prácticamente en todos los países de la región se va imponiendo la idea de no realizar ningún aprovechamiento hidráulico sin estudiar con el criterio del más amplio interés público el empleo óptimo del agua, consultando simultáneamente las necesidades y posibilidades de riego, agua potable, regulación de crecidas, navegación, etc., con la producción de energía eléctrica, por lo general, como base económico-financiera de todo plan.

Principalmente en Argentina, Brasil, Colombia, Chile, México y Uruguay, existen buenos ejemplos de esa política. Sin duda, la participación de las centrales hidroeléctricas con embalse irá creciendo en todos los países de la región, con la tendencia simultánea a emplearlas más para generar energía a las horas de punta (bajo factor de planta) en los sistemas alimentados simultáneamente por centrales térmicas e hidráulicas de distinto tipo (en tanto lo permitan los otros usos del agua), como sucede en la mayoría de las naciones más desarrolladas.

En un sistema amplio alimentado por centrales de diverso tipo, conviene en lo posible que la carga base la

Cuadro 17

## AMÉRICA LATINA: CAPACIDAD Y PRODUCCIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE SERVICIO PÚBLICO (1959)

País	Centrales de pasada <sup>a</sup>		Centrales de embalse		Capacidad de embalse <sup>b</sup> (Millones de kWh)
	Potencia (Miles de kW)	Energía (Millones de kWh)	Potencia (Miles de kW)	Energía (Millones de kWh)	
Argentina . . . . .	88	140 <sup>c</sup>	202	500 <sup>c</sup>	484
Bolivia . . . . .	52	220	18	50	29
Brasil <sup>d</sup> . . . . .	1 442	4 593	1 580	11 897	3 360
Colombia . . . . .	198	860 <sup>c</sup>	258	1 266 <sup>c</sup>	75
Costa Rica . . . . .	73	334	—	—	—
Cuba . . . . .	3	...	—	—	—
Chile . . . . .	242	1 020	240	1 140	515 <sup>e</sup>
Ecuador . . . . .	31	135	—	—	—
El Salvador . . . . .	11	60	45	167	38
Guatemala . . . . .	28	106	—	—	—
Haití . . . . .	—	—	—	—	—
Honduras . . . . .	3	12	—	—	—
México . . . . .	427	2 040	706 <sup>f</sup>	3 667	3 170
Nicaragua . . . . .	1	3	—	—	—
Panamá <sup>g</sup> . . . . .	6	16	—	—	—
Paraguay . . . . .	—	—	—	—	—
Perú . . . . .	68	165	166 <sup>h</sup>	633 <sup>h</sup>	159
República Dominicana . . . . .	—	—	—	—	—
Uruguay . . . . .	—	—	128	760 <sup>i</sup>	600
Venezuela . . . . .	159	100 <sup>j</sup>	—	—	—
Guayana Británica . . . . .	—	—	—	—	—
Indias Occidentales . . . . .	13	85	...	...	...
Surinam . . . . .	...	...	...	...	...
<i>Total regional</i> (excluidos los países que aparecen sin información) . . . . .	2 842	9 889	3 343	20 080	8 430

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas y publicaciones varias.

<sup>a</sup> Sin regulación de caudal.<sup>b</sup> La capacidad de cada embalse en kWh se evaluó considerando la suma de las alturas de caída de todas las centrales que se encuentra aguas abajo de él trabajando en serie hidráulica.<sup>c</sup> Energía estimada.<sup>d</sup> 1958. Las centrales con regulación apreciable que se han considerado son: Nilo Peçanha, Fontes, Cubatão, Itaparanga, Peixoto, Bugres, Canastra, Salto Grande, Americana e Itutinga. Al entrar en operaciones la central y el embalse Tres Marias (Río San Francisco), la potencia agregada será de 520 MW y la capacidad de energía embalsada subirá en 4 000 millones de kWh incluyendo la altura de caída de la Central Paulo Alfonso.<sup>e</sup> La capacidad de embalse útil de la Central Abanico se encontraba en proceso de ampliación.<sup>f</sup> Plantas hidroeléctricas del sistema Miguel Alemán, central Temascal (Papaloapan), Sistema Necaxa, Lerma y La Boquilla.<sup>g</sup> No incluye las centrales de la compañía del Canal de Panamá, por falta de informaciones sobre la producción.<sup>h</sup> Centrales relacionadas con los embalses naturales en la cuenca superior del Sta. Eulalia. (Una parte del caudal empleado es de pasada, proveniente del río Rimac.)<sup>i</sup> Las cifras corresponden a 1958 porque la producción en 1959 fue muy afectada por las inundaciones que soportó el país.<sup>j</sup> Los 159 MW instalados en Macagua (Caroní) no tenían carga.

tomen las usinas hidráulicas de pasada (o las nucleares donde las hubiere), con una contribución generalmente importante de centrales térmicas (las de mejor rendimiento) y/o el aporte de una parte de las centrales hidráulicas de embalse. La totalidad o una parte apreciable de éstas junto con las turbinas de gas (donde las hubiere), toman la parte superior de la curva de carga. La zona intermedia —reducida al mínimo por la operación de las anteriores— se destina a las térmicas con menor rendimiento. Hay, por cierto, en cada caso, múltiples factores que deben considerarse al respecto. Por ejemplo, los otros usos simultáneos del agua (riego, navegación, etc.) pueden imponer la administración de los embalses en forma distinta a la indicada por la sola consideración energética. También son frecuentes las centrales de pasada que disponen de una reducida regulación y que conviene operar con una parte de su capacidad en base y el resto en punta, etc.

Actualmente puede decirse que todas las centrales

importantes en construcción, proyecto y planeamiento en América Latina, incluyen obras de regulación.

Dentro de la información disponible, la capacidad de embalse (1959) en toda la región alcanzó aproximadamente al 28 por ciento de la energía generada por las centrales hidráulicas y a cerca del 42 por ciento de la generada por las centrales con embalse.<sup>20</sup>

México (sistemas Miguel Alemán, Temascal, Necaxa, Lerma y La Boquilla), Brasil (sistemas de San Pablo-Cubatão y Río de Janeiro-Fontes y Nilo Peçanha-Peixoto), Uruguay (Río Negro), Argentina (sistemas de Córdoba y Mendoza) y Chile (sistemas de Abanico y Cipreses) son los países que proporcionalmente disponían de mayor capacidad de almacenamiento en relación a la energía generada (1959) por las centrales correspondientes.

La utilización de las instalaciones del servicio pú-

<sup>20</sup> Véase la nota b del cuadro 17.

blico en 1959 puede examinarse por países en el cuadro 18 segunda columna.

En aquellos países donde la participación hidroeléctrica en la capacidad instalada total es grande, se encuentran casos de empleo conjunto superior a 5 000 horas al año, arrojando el promedio de América Latina más de 4 800 horas. Los principales sistemas eléctricos de la región (salvo raras excepciones, entre las que destacan Buenos Aires, Caracas, La Habana, Guayaquil y Asunción) trabajan con centrales hidráulicas de base cuyas capacidades instaladas tienen, por lo general, alta seguridad hidrológica. En sistemas menores es frecuente que la carga base sea servida por centrales hidráulicas de pasada, disponiéndose de grupos diesel para cubrir la mayor demanda a las horas de punta y para situaciones de emergencia.

El bajo empleo de las centrales hidráulicas de Argentina obedece, en parte, a que algunas de ellas, que disponen de embalse, proporcionan el suministro de punta y, en parte, reflejan la falta de obras complementarias en determinadas centrales de las provincias de Mendoza y Córdoba.<sup>80</sup>

<sup>80</sup> Para "Los Molinos I", con sólo 2 600 horas de utilización como

La información disponible no permite hacer un análisis de las centrales en servicio o construcción en cuanto al grado o carácter de la regulación (diaria, semanal, estacional, anual, etc.), de la altura de caída, de la edad de las instalaciones, etc.

Las observaciones anteriores se refieren exclusivamente a las centrales hidráulicas de servicio público. En la autogeneración, o sea, en los servicios de abastecimiento privado, predominan por lo común las centrales térmicas (industrias petroleras, azucareras, fabriles, varias, etc.) aunque en minería metálica hay países que utilizan ampliamente la fuerza hidráulica (Perú, Bolivia). La proporción de producción hidráulica sobre el total de la autogeneración es de 35 por ciento aproximadamente.

#### 6. Aprovechamientos previstos

En varios países existen, con carácter oficial, planes de ampliación de los sistemas de servicio público; para otros, las empresas principales han trazado sus propios

promedio, se estudia la construcción del dique Anizácate. Asimismo, faltaría un embalse compensador en la central del dique de San Roque.

Cuadro 18

#### AMÉRICA LATINA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD HIDROELECTRICA INSTALADA DE SERVICIO PÚBLICO SEGÚN PROGRAMAS

País	1959		1965 Potencia (Miles de kW)	1970 Potencia (Miles de kW)	Tasas de aumento anual de la potencia	
	Potencia (Miles de kW)	Utilización anual (Horas)			1959-65	1959-70
Argentina . . . . .	290	2 207	728	2 578	16.6	22.0
Bolivia . . . . .	70	3 857	130	...	10.9	...
Brasil . . . . .	3 097	5 447	5 792	...	11.0	...
Colombia . . . . .	458	4 640	1 141	1 799	16.3	13.2
Chile . . . . .	482	4 477	985	1 489	12.6	10.8
Ecuador . . . . .	31	4 355	101	...	21.7	...
Paraguay . . . . .	—	—	...	...	...	...
Perú . . . . .	234	3 333	859	1 419	24.2	17.8
Uruguay . . . . .	128	5 938 <sup>c</sup>	233	933	10.5	19.8
Venezuela . . . . .	159	3 943 <sup>d</sup>	350	4 350	14.1	35.0
Costa Rica . . . . .	73	4 514	135	...	10.8	...
Cuba . . . . .	3	3 500	...	...	...	...
El Salvador . . . . .	56	4 054	96	...	9.4	...
Guatemala . . . . .	28	3 786	98	...	23.2	...
Haití . . . . .	—	—	...	...	...	...
Honduras . . . . .	3	4 000	...	...	...	...
México . . . . .	1 133	5 037	2 556 <sup>a</sup>	...	17.7	...
Nicaragua . . . . .	1	3 000	...	...	...	...
Panamá <sup>b</sup> . . . . .	6	3 200	...	...	...	...
República Dominicana . . . . .	—	—	...	...	...	...
Guayana Británica . . . . .	—	—	...	...	...	...
Indias Occidentales . . . . .	13	6 615	...	...	...	...
Surinam . . . . .	...	...	16 <sup>e</sup>	...	...	...
<i>Total regional (excluidos los países que aparecen sin información).</i> . . . . .	6 185	4 800	13 220	12 568	12.5	19.6

FUENTE: CEPAL a base de informaciones directas y publicaciones diversas. 1958. Ver nota i del cuadro 17.

<sup>a</sup> Hasta 1964, Programa C. F. E.

<sup>b</sup> No incluye las centrales de la Compañía del Canal por falta de informaciones sobre la generación.

<sup>c</sup> Corresponde a la potencia máxima de libre disponibilidad para servicio público, en la central de 150 MW que construye la empresa Surinam Aluminum Co. "SURALCO", en convenio con el Reino de los Países Bajos representado por el Gobierno de Surinam.

<sup>d</sup> Corresponde a 1958 porque la central Macagua (Caroní) no tuvo carga en 1959.



programas de desarrollo. En ambos casos se encuentran algunas divergencias entre las metas trazadas y el progreso realizado en las diversas obras programadas para distintas fechas. A base de tales antecedentes, sin correcciones, se han confeccionado las últimas cuatro columnas del cuadro 18, en el que se presentan las capacidades hidroeléctricas de servicio público previstas para 1965 y 1970, y las tasas anuales de crecimiento acumulativo para 1959-65 y 1959-70.

Los 13 países para los que se dispone de información hasta 1965, instalarían en conjunto 7.0 millones de kW hidráulicos en 1959-65, lo que da una tasa anual acumulativa de 12.5 por ciento. Asimismo, los seis países para los que se dispone de información hasta 1970, prevén en conjunto la instalación de 10.8 millones de kW en 1959-70. Ello supone un crecimiento acumulativo anual de 19.4 por ciento. Ambas estimaciones muestran claramente la importancia del desarrollo hidroeléctrico en la región en los próximos años. Los mayores incrementos absolutos corresponderían hasta 1965 al Brasil y México<sup>31</sup> con 2.70 y 1.48 millones de

<sup>31</sup> Sólo los planes correspondientes a la C.F.E.

kW respectivamente, seguidos por Colombia, el Perú, Chile y la Argentina con 0.68, 0.63, 0.50 y 0.44 millones de kW, respectivamente. Hasta el año de 1970 se destacan entre los países con planes conocidos Venezuela y Argentina, que prevén 4.2 y 2.3 millones de kW.

Las tasas de crecimiento mayores en 1959-65, que superan ampliamente la correspondiente al promedio regional, son las del Perú, Guatemala y el Ecuador con 24.2, 23.2 y 21.7 por ciento respectivamente. También son muy importantes las de México,<sup>32</sup> la Argentina, Colombia y Venezuela con 17.7, 16.6, 16.3 y 14.1 por ciento respectivamente.

Para 1959-70, las tasas que sobresalen son las correspondientes a Venezuela y la Argentina, de 35.0 y 22.0 por ciento.

En general, los aumentos previstos de la capacidad hidráulica superan a los de la térmica en casi todos los países de América Latina.<sup>33</sup>

<sup>32</sup> Sólo los planes correspondientes a la C.F.E.

<sup>33</sup> Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina, op. cit.

## C. ANÁLISIS DE LOS MEDIOS DE INVESTIGACIÓN DE LOS RECURSOS HIDRÁULICOS EN AMÉRICA LATINA

### 1. Consideraciones generales

Por la importancia fundamental que tiene el agua para la vida y el desarrollo de los pueblos en sus diversos usos, no parece excesivo recordar una vez más la gran trascendencia de la investigación y el examen de los recursos hidráulicos como requisito previo para lograr con su aprovechamiento el mayor bienestar de la colectividad.

Se sabe que es indispensable, para estudiar cualquier proyecto hidráulico y diseñar sus estructuras, contar con la información hidrológica pertinente que reúna dos condiciones básicas: precisión en los datos y continuidad de éstos a lo largo de un período suficientemente amplio.

La prevención de catástrofes como consecuencia de grandes creces y del encarecimiento de las construcciones debido a dimensionado excesivo, así como el logro de una operación más eficiente de todas las obras hidráulicas, son frutos que compensan generosamente la recolección, elaboración y análisis adecuados de las estadísticas hidrológicas e hidrometeorológicas. Por otra parte, esas tareas sólo representan una fracción reducida de las inversiones, generalmente apreciables, que requieren las construcciones hidráulicas.

Aunque la producción de energía no constituye el fin primordial en el empleo del agua, la magnitud de los recursos hidroeléctricos de América Latina —que se intuyen a través de las cifras antes presentadas— además del relevante papel que representan ya en el suministro de electricidad en muchos países, justificarían por sí solos un análisis detenido de los medios de que se dispone para conocer la distribución y características de las fuentes de agua en toda la región y como

paso previo a cualquier intento de evaluación integral y plan de desarrollo de esos recursos.

Ya el Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas, en resolución aprobada el 24 de agosto de 1954, recomienda a los gobiernos y organismos correspondientes de la Organización "prestar atención especial a la recopilación de datos hidrológicos",<sup>34</sup> labor que ha proseguido el Centro de Desarrollo de Recursos Hidráulicos.

La CEPAL, en su resolución 99 (VI), recomendó a la Secretaría que evaluara esos datos con el propósito de determinar su aprovechamiento potencial y óptimo, y en el octavo período de sesiones, en su resolución 166 (VIII) confirmó y reforzó esta recomendación. Un grupo mixto de trabajo CEPAL/DOAT/OMM va realizando por países el análisis detenido de sus recursos hidráulicos y sus aprovechamientos respectivos.

La amplitud del problema que implica un examen sobre la cantidad y calidad de los datos hidrológicos en América Latina (tanto en el número de estaciones como en la duración de los registros), frente a las limitaciones propias de este estudio permite sólo una visión panorámica y general del mismo. Sin embargo, es posible poner en evidencia lo siguiente:

a) Que en varios países hay fundamentos para realizar —o iniciar al menos— la evaluación de los potenciales teóricos —examinados en la sección I de este artículo—, con el fin de obtener cifras más fidedignas sobre la riqueza hidroeléctrica de la región, y su distribución geográfica,

<sup>34</sup> Resolución 533 (XVIII), Cooperación internacional en materia de aprovechamiento de los recursos hidráulicos.

b) Que a pesar de reconocerse diferentes matices regionales dentro de cada país y entre ellos, el cuadro general de los medios de investigación de los recursos hidráulicos es poco satisfactorio,

c) Que la importancia de los datos hidrológicos para el proyecto y operación de las obras hidráulicas no ha sido captada en toda su magnitud por las autoridades competentes, las que no siempre prestarían un apoyo adecuado a los organismos encargados de tales mediciones,

d) Que la escasez más notoria de datos fluviométricos en relación a los pluviométricos indica la preferencia que ha de darse por ahora a las evaluaciones basadas en estos últimos. También señala la conveniencia de ampliar las redes de estaciones hidrológicas e hidrometeorológicas, dando prioridad a aquéllas de las primeras que, al cabo de algunos años, permitan establecer correlaciones con las pluviométricas ya en funcionamiento, las cuales cuentan con observaciones continuas durante un período largo.

En los párrafos siguientes se reseña brevemente la situación latinoamericana, con pleno reconocimiento de que por la escasez de informaciones básicas en algunos países y la obtención de datos parciales en otros, es posible que algunas cifras no se ajusten estrictamente a la realidad. La información numérica que a continuación aparece sólo debe considerarse, por eso, como una primera aproximación al análisis del problema en el ámbito continental.

## 2. Número de pluviómetros, fluviómetros y evaporímetros por países

De todas las observaciones que se hacen en materia de hidrología, las relativas a la medición de precipitaciones son (junto a las fluviométricas) las fundamentales y, al mismo tiempo, las más generalizadas. Las relaciones que se establecen entre precipitaciones y escurrimientos fluviales permiten, cuando no existen datos suficientes sobre las variaciones del caudal de un curso de agua, estimarlas a base de los correspondientes a las precipitaciones que, salvo raras excepciones, constituyen las estadísticas que abarcan períodos más largos en hidrometría.

Varios factores influyen en la densidad mínima de los pluviómetros requeridos idealmente en un país. Los principales serían: la irregularidad en la distribución superficial de las lluvias, las características topográficas y el fin al que se destinan las observaciones.

El área que puede cubrir representativamente un pluviómetro es, por consiguiente, muy variable; sin embargo, la cifra de 100 a 1 000 km<sup>2</sup> por pluviómetro refleja por término medio densidades de estaciones que pueden considerarse adecuadas para muchos fines en diversas regiones.<sup>35</sup> Las densidades mayores corresponden a las zonas montañosas donde la distribución de las precipitaciones es más irregular que en las planicies.

<sup>35</sup> Véase Naciones Unidas, "Proceedings of the Third Regional Technical Conference on Water Resources Development in Asia and Far East", Flood Control Series N<sup>o</sup> 13.

Con relación a las estaciones fluviométricas, puede considerarse la conveniencia de que exista una en la unión de cada tributario importante con el curso de agua principal, lo mismo que en las derivaciones de las obras existentes y en los sitios en que se prevén nuevos aprovechamientos. Pese a la indicación anterior (que el número ideal de fluviómetros en una cuenca es función del número de confluencias entre los cursos de agua principales) es frecuente, por la similitud con las estaciones pluviométricas (aunque el significado no sea el mismo), establecer comparaciones de la superficie media de territorio correspondiente a cada estación.<sup>36</sup>

No obstante la importancia que se atribuye a la determinación experimental de la evaporación para establecer balances de agua en una cuenca o región, los métodos sencillos en uso (tales como el evaporímetro de tanque o el de Piche y el atmómetro de Livingstone) no miden estrictamente el proceso natural de evaporación y, por esto, se consideran solamente como indicadores relativos del fenómeno que tratan de cuantificar. En consecuencia, no se han establecido aún reglas para determinar el número óptimo de evaporímetros en determinado territorio.

En el cuadro 19 se presenta el número total de pluviómetros, fluviómetros y evaporímetros en servicio en cada país latinoamericano. Además, para los pluviómetros y fluviómetros, se da la superficie media de territorio continental por instrumento. En la contabilidad de los pluviómetros se han incluido los nivómetros, que son poco numerosos y, de conformidad con los datos disponibles, existen sólo en algunos sitios altos del macizo andino y, preferentemente, lejos de la región ecuatorial. (Los países con mayor número son la Argentina: 881 y Chile: 24). Sólo diez países tienen un promedio inferior a 1 000 km<sup>2</sup> de superficie por pluviómetro. El Salvador, República Dominicana, Haití, Uruguay y Costa Rica exhiben los mejores promedios: 210, 234, 280, 340 y 400 km<sup>2</sup> por pluviómetro, respectivamente. Cuba, Panamá, Guatemala, Argentina, Venezuela y México son los otros países con mejores promedios que el señalado. Se observa que los países de alta densidad demográfica, relativamente poca extensión y cuya economía está ligada estrechamente con la agricultura tropical (café, cacao, caña de azúcar, etc.) figuran entre los mejor dotados para estas observaciones. A la inversa, el Perú, Bolivia, el Brasil, son los que acusan mayor superficie media por pluviómetro: 10 100, 5 500 y 3 300 km<sup>2</sup>, respectivamente.<sup>37</sup> Chile y Ecuador han suscrito (1960) sendos convenios con el Fondo Especial de las Naciones Unidas para

<sup>36</sup> W. B. Langheim y W. G. Hoyt, *Water facts for nations future*, Nueva York, 1959, p. 63, presentan para Estados Unidos situaciones que varían entre 6 500 km<sup>2</sup> por estación en los estados áridos y poco poblados como Nevada, hasta 1 700 km<sup>2</sup> por estación en los de clima más húmedo y más poblados del este.

<sup>37</sup> El promedio en Europa es de 192 km<sup>2</sup> y en los Estados Unidos 1 536 km<sup>2</sup> por estación meteorológica. (Robert Grace, cita de *Physical Climatology* — H. Landsberg, Penn. State College, 1941). Véase R. Schröder (CEPAL/DOAT/OMM), "Estudio de los recursos hidráulicos de Venezuela. Estado actual de la meteorología".

ampliar y mejorar sus redes meteorológicas e hidrológicas a base de los estudios realizados por el grupo de Recursos Hidráulicos CEPAL/DOAT/OMM en ambos países. Los planes correspondientes se encuentran ya en ejecución.

La información disponible es muy incompleta para analizar con detenimiento la proporción de pluviógrafos (pluviómetros registradores) que integran los respectivos planteles pluviométricos. Según dicha información, Panamá, Colombia, El Salvador, Costa Rica y el Brasil presentarían las más altas relaciones: 42, 23, 20, 10 y 7 por ciento, respectivamente. La información adicional que suministran los registros automáticos (relación continua entre precipitación y tiempo), la ma-

yor confianza en sus datos y el hecho de que los pluviógrafos no necesitan vigilancia permanente (razón por la cual son muy adecuados para lugares de difícil acceso o que quedan bloqueados en determinados períodos del año), son otros tantos motivos que explican su creciente participación en América Latina, no obstante su mayor costo.

En materia de fluviómetros (véase el cuadro 19). El Salvador, Haití, Panamá, México, Honduras y Chile aparecen como los mejor dotados con 490, 960, 1 620, 2 040, 2 800 y 2 850 km<sup>2</sup> por unidad, respectivamente. Siguen en el mismo orden Costa Rica, Venezuela, Cuba, la República Dominicana y la Argentina con valores comprendidos entre 3 390 y 5 170 km<sup>2</sup> por flu-

Cuadro 19

AMÉRICA LATINA: NÚMERO DE PLUVIÓMETROS, FLUVIÓMETROS Y EVAPORADORES EN SERVICIO

País	Año	Superficie del territorio continental (km <sup>2</sup> )	Densidad de población (Hab./km <sup>2</sup> )	Pluviómetros		Fluviómetros		Evaporímetros
				Número	Superficie media por pluviómetro	Número	Superficie media por fluviómetro	
Argentina . . . . .	(1959)	2 778 412	7	3 613	769	537 <sup>a</sup>	5 174	110
Bolivia . . . . .	(1959)	1 098 581	3	200 <sup>b</sup>	5 493	67	16 397	1
Brasil . . . . .	(1959)	8 513 844	7	2 577	3 304	1 287 <sup>c</sup>	6 615	...
Colombia . . . . .	(1959)	1 138 355	12	510 <sup>d</sup>	2 232	197 <sup>d</sup>	5 778	8
Costa Rica . . . . .	(1958)	50 900	21	128	398	15	3 393	4
Cuba . . . . .	(1958)	114 524	56	188 <sup>e</sup>	609	26 <sup>e</sup>	4 405	...
Chile . . . . .	(1959)	741 767	10	479	1 549	260	2 853	19
Ecuador . . . . .	(1958)	263 206	15	86 <sup>f</sup>	3 061	18 <sup>g</sup>	14 623	...
El Salvador . . . . .	(1959)	20 000	122	95 <sup>h</sup>	211	41 <sup>h</sup>	488	8 <sup>h</sup>
Guatemala . . . . .	(1958)	108 889	33	149 <sup>e</sup>	731	8 <sup>e</sup>	13 611	7
Haití . . . . .	(1958)	27 750	123	100 <sup>e</sup>	278	29 <sup>e</sup>	957	2
Honduras . . . . .	(1958)	112 088	16	62 <sup>d</sup>	1 808	40 <sup>d</sup>	2 802	...
México . . . . .	(1958)	1 969 269	16	2 035 <sup>i</sup>	1 064	965 <sup>i</sup>	2 041	535
Nicaragua . . . . .	(1958)	148 000	9	60 <sup>j</sup>	2 467	16 <sup>j</sup>	9 250	7
Panamá (incluye Zona del Canal) . . . . .	(1959)	75 902	14	112 <sup>k</sup>	678	47 <sup>k</sup>	1 615	6
Paraguay . . . . .		406 752	4	...	...	...	...	...
Perú . . . . .	(1959)	1 285 215	8	127	10 100 <sup>l</sup>	90	14 300	35
Rep. Dominicana . . . . .	(1958)	48 734	57	208 <sup>e</sup>	234	10 <sup>e</sup>	4 873	...
Uruguay . . . . .	(1959)	186 926	14	547 <sup>m</sup>	342	...	...	...
Venezuela . . . . .	(1959)	912 050	7	1 016 <sup>n</sup>	898	248 <sup>n</sup>	3 678	143
Guayana Británica . . . . .		214 971	2	...	...	...	...	...
Indias Occidentales . . . . .		16 552	146	...	...	...	...	...
Surinam . . . . .	(1959)	142 822	2	60 <sup>o</sup>	2 380	—	—	—

FUENTES: CEPAL, a base de la información oficial obtenida directamente (en forma de respuesta a los cuestionarios pertinentes) y publicaciones varias (véanse las notas de los países individualmente considerados).

NOTA: Las fuentes de información señaladas en este primer cuadro, así como los años límites (entre paréntesis) hasta los cuales se ha considerado la información, son válidos para los cuadros restantes. Las superficies usadas son las que aparecen en el *Statistical Yearbook, 1959*, de las Naciones Unidas.

a Dirección Nacional de Construcciones Portuarias y Vías Navegables: *Agua y energía eléctrica (1959)* y *Anuario hidrológico 1948-49-50*.

b R. Schröder: *Sugerencia para la organización de un servicio meteorológico e hidrológico adecuado para las necesidades de Bolivia (1950)*, estudio conjunto CEPAL/DOAT/OMM (en preparación).

c Corresponden principalmente a la División de Aguas, Ministerio de Agricultura.

d Información directa complementada con *Los estudios sobre recursos naturales en las Américas*, Instituto Panamericano de Geografía e Historia, México, 1953, Tomo II, Proyecto 29, OEA.

e *Ibidem*.

f R. Schröder: *Estudio sobre los recursos hidráulicos de Ecuador. Estado actual de la hidrometeorología (1959)*, estudio conjunto CEPAL/DOAT/OMM, inéditos. No incluye cuatro estaciones en las Islas Galápagos.

g Charles G. Hawes: *Report in water resources in Ecuador*, estudio conjunto CEPAL/DOAT/OMM, inédito, 1959.

h Atilio García Prieto: *La investigación de recursos hidráulicos en El Salvador (CEE/SC.5/1/DT.12)*, 1959.

i Instituto Panamericano de Geografía e Historia, *op. cit.*, Vol. IV; Departamento de Recursos Hidráulicos, Lerma. Grupo de Estudio Chapala-Santiago, *Boletín Hidrológico N° 1; Ingeniería Hidráulica en México*, febrero 1956; y Comisión Federal de Electricidad, *Boletín Hidrológico N° 2: Cuenca Río Balsas*.

j Instituto Panamericano de Geografía e Historia, *op. cit.*, Vol. I; Comisión Nacional de Energía, *Plan de Electrificación Nacional e Investigación de los Recursos Hidráulicos (OCE/SC.5/1/DT.1)*.

k Instituto Panamericano de Geografía e Historia, *op. cit.*, Vol. I; Servicio Cooperativo Interamericano de Fomento Económico (SCIFE), *Proyecto de Recursos Hidráulicos y Electrificación*, 1960.

l El promedio pluviométrico para los ocho departamentos del sur es de 4 486 km<sup>2</sup> (véanse los datos del informe de Robert Grace en *Estudio sobre los Recursos Hidráulicos de Venezuela, op. cit.*).

m Uainas y Teléfonos del Estado — UTE, *Memoria Descriptiva General del Río Negro y de las Obras Hidroeléctricas construidas*, 1959.

n Ministerio de Obras Públicas, *Resumen de Datos Hidrométricos 1940-59*, y datos proporcionados por el Instituto Nacional de Obras Sanitarias (INOS).

o Oficina de Bokopondo, *Estudio sobre los Recursos de Energía Hidroeléctrica en Surinam*.

viómetro. Bolivia, el Ecuador, el Perú y Guatemala poseen, según los datos disponibles, la mayor superficie por estación fluviométrica, ya que acusan entre 16 400 y 13 610 km<sup>2</sup> por unidad.<sup>38</sup>

La información disponible no permite un análisis estricto, por países, de las estaciones fluviométricas que miden solamente alturas de un río sin posibilidad de traducirlas a mediciones de caudal a través de curvas de descarga establecidas o por establecer. Sin embargo, las cifras antes presentadas se refieren sólo a fluviómetros que miden caudales, con excepción de Argentina que comprende 200 estaciones destinadas exclusivamente al registro de niveles con fines de navegación, y operadas por la Dirección Nacional de Construcciones Portuarias y Vías Navegables. Los fluviómetros destinados a la determinación de caudales están constitui-

<sup>38</sup> Es ilustrativa la comparación con la situación similar que prevaleció en algunos países del Asia y el Lejano Oriente en 1955 (según informaciones proporcionadas por CEALO, *Proceedings of the Third Regional Technical Conference on Water Resources Development*):

País	Superficie territorial km <sup>2</sup>	Habitantes por km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup> por pluviómetro	km <sup>2</sup> por fluviómetro
Birmania . . . . .	677 950	29	3 660	...
Ceilán . . . . .	65 610	131	137	224
India . . . . .	3 288 375	116	934	6 450
Japón . . . . .	369 813	241	83	138
República de Corea . . . . .	93 634	230	2 340	1 610
Laos . . . . .	237 000	6	59 300	47 500
Federación Malaya . . . . .	131 287	46	129	501
Pakistán . . . . .	944 824	87	1 630	4 180
Filipinas . . . . .	299 404	74	1 450	1 310
Tailandia . . . . .	514 000	39	1 280	2 940

dos, en su mayor parte, por secciones transversales estables (vertederos, machones de puentes, marcos y estructuras de aforo, acueductos de hormigón o albañilería, etc.) dotadas de simples reglas graduadas (limnímetros) en las cuales debe leerse el nivel del agua. A través de fórmulas empíricas establecidas por aforos directos, o por relaciones determinadas en modelos hidráulicos, se computan los caudales correspondientes. Los registradores automáticos (limnógrafos), que sustituyen a las reglas graduadas y que gozan de ventajas similares a las ya anotadas en el caso de los pluviógrafos, van en aumento en los distintos países, pero aún su participación en el total no es muy alta. Así, se pudo establecer que en los países que se indican alcanzan las cifras siguientes (en por ciento): Costa Rica, 100; Colombia, 25; El Salvador, 17; la Argentina, 13 y el Ecuador, 6. En otros países, o se carece de información, o los valores indicados son tan bajos que resultan poco dignos de fe.

En cuanto a estaciones evaporimétricas en operación: México, Venezuela y la Argentina se distinguen netamente con 535, 143 y 110, respectivamente. El Perú, Chile y Colombia figuran con 35, 19 y 8, respectivamente. También Bolivia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití y Nicaragua cuentan con observaciones de este tipo.

No obstante que en algunos países como la Argentina, el Brasil, Colombia, Chile y México se miden arrastres sólidos en ciertos cursos de agua, no se ha obtenido información adecuada para su inclusión en el presente estudio.

Cuadro 20

AMÉRICA LATINA: SITUACIÓN DE ALGUNAS DE LAS CUENCAS O SUBCUENCAS MEJOR ESTUDIADAS EN CADA PAÍS

País Cuencas o subcuencas	Superficie (km <sup>2</sup> )	Pluviómetros		Fluviómetros	
		Número	Superficie media por pluviómetro (km <sup>2</sup> )	Número	Superficie media por fluviómetro (km <sup>2</sup> )
<b>Argentina</b>					
Río Negro . . . . .	189 196	102	1 855	49	3 861
Sistema Córdoba <sup>a</sup> . . . . .	70 873	237	299	29	2 444
Zona Norte <sup>b</sup> . . . . .	170 000	320	531	79	2 152
<b>Bolivia</b>					
Lago Titicaca-Río Desaguadero . . . . .	43 400	32	1 356	4	10 850
<b>Brasil</b>					
Río Doce . . . . .	88 000	93	946	116 <sup>c</sup>	759
Río Paranaíba . . . . .	219 000	24	9 125	57 <sup>c</sup>	3 842
Río Grande . . . . .	147 000	165	891	166 <sup>c</sup>	886
Río Uruguay . . . . .	169 000	114	1 482	118 <sup>c</sup>	1 432
Río San Francisco . . . . .	614 000	476	1 290	178 <sup>c</sup>	3 449
Río Tiete . . . . .	72 000	76	947	37 <sup>c</sup>	1 900
<b>Colombia</b>					
Río Cauca (hasta Manizales) . . . . .	25 142	47	535	38	662
Río Magdalena (hasta Honda) . . . . .	56 903	127	448	69	825
<b>Chile</b>					
Río Maipo . . . . .	16 000	53	302	15	1 067
Río Bío-Bío . . . . .	26 960	48	562	19	1 419

(Continúa)

Cuadro 20 (Continuación)

AMÉRICA LATINA: SITUACIÓN DE ALGUNAS DE LAS CUENCAS O SUBCUENCAS  
MEJOR ESTUDIADAS EN CADA PAÍS

País Cuencas o subcuencas	Superficie (km <sup>2</sup> )	Pluviómetros		Fluviómetros	
		Número	Superficie media por pluviómetro (km <sup>2</sup> )	Número	Superficie media por fluviómetro (km <sup>2</sup> )
Ecuador					
Río Guailabamba (región Interandina) . . . . .	4 000	3	1 333	2	2 000
Río Ambi . . . . .	1 100	3	367	1	1 100
Paraguay					
Perú					
Río Rímac. . . . .	3 630	4	908	5	726
Río Mantaro (hasta afluente Chinchihuasi) . . . . .	27 590	9	3 066	15	1 839
Uruguay					
Río Negro. . . . .	69 175	...	...	12	5 765
Venezuela					
Río Tuy. . . . .	6 750	129	52	74	91
Lago Valencia . . . . .	2 800	71	39	14	200
Costa Rica					
Río Grande de Tarcoles . . . . .	2 105	22	96	4	526
Río Reventazón. . . . .	2 105	27	78	5	421
Cuba					
Río Hanabanilla. . . . .	200	...	...	...	...
El Salvador					
Río Lempa (hasta central "5 de Noviembre"). . . . .	6 540	40	164	21	311
Guatemala					
Lago Amatitlán-Michatoga . . . . .	2 700	15	180	1	2 700
Lago Atitlán . . . . .	560	4	140	—	—
Haití					
Honduras					
Río Ulúa . . . . .	24 290	13	1 868	18	1 350
Río Chamalecón . . . . .	6 548	9	7 276	2	3 274
México					
Río Lerma-Chapala-Santiago . . . . .	125 555	208	604	67	1 874
Río Balsas. . . . .	108 000	45	2 400	53	2 038
Nicaragua					
Lago Nicaragua y Río San Juan. . . . .	29 000	27	1 074	7	4 143
Panamá					
Río Chiriquí. . . . .	1 700	7	243	6	283
Río Santa María . . . . .	3 300	11	300	6	550
República Dominicana					
Río Yaque del Norte . . . . .	7 000	...	...	7	1 000
Guayana Británica					
Indias Occidentales					
Surinam					

Fuente: Véase fuentes y notas del cuadro anterior.

a Incluye los ríos Primero, Segundo, Tercero, Cuarto y Carcañá.

b Constituida por las cuencas altas, en territorio argentino, de los ríos: Bermejo hasta Elordi, Salado hasta Suncho Corral y Dulce hasta Santiago del Estero.

c Corresponden principalmente a la "División de Aguas" — Ministerio de Agricultura.

## 3. Número de pluviómetros y fluviómetros por cuencas y subcuencas seleccionadas

La distribución de los pluviómetros y fluviómetros es muy irregular en cada país, como se deduce de la comparación entre los cuadros 19 y 20. En este último, se presenta la situación de algunas de las cuencas y subcuencas mejor estudiadas en cada país, en cuanto a su

perficie media cubierta por cada pluviómetro y fluviómetro en operación.

Obsérvese, por ejemplo, en materia de pluviometría, la situación del Perú, Bolivia y Brasil que, pese a que se registran para todo el territorio las superficies medias más altas por estación, en cuencas específicas se obtienen valores bastante favorables. En la



Venezuela	(1959)	221	202 <sup>a</sup>	570 <sup>a</sup>	30	186	16	39	—								
Río Tuy. . . . .										23	67	77	2	21	5	8	—
Lago Valencia. . . . .										9	10	41	3	14	1	7	—
Costa Rica	(1958)	42	10	51	5	34	—	1	—								
Río Grande de Tarcoles. . . . .										10	3	7	1	4	—	1	—
Río Reventazón. . . . .										10	5	11	—	6	—	—	—
Cuba	(1958)	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Río Hanabanilla. . . . .																	
El Salvador	(1959)	34	40 <sup>a</sup>	24	1	15	—	22	—								
Río Lempa (hasta central "5 de Noviembre") . . . . .										12	20	10	1	9	—	9	—
Guatemala	(1958)	—	—	40	8	103	—	6	—								
Lago Amatitlán-Michatoga . . . . .										—	—	3	1	11	—	1	—
Lago Atitlán . . . . .										—	—	—	—	3	—	1	—
Haití		...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Honduras	(1958)	18	40	38	—	5	—	1	—								
Río Ulúa. . . . .										4	18	9	—	—	—	—	—
Río Chamalecón. . . . .										—	2	4	—	4	—	1	—
México	(1959)	170 <sup>a</sup>	96 <sup>a</sup>	754	451	520	359	407	65								
Río Lerma-Chapala-Santiago . . . . .										2	10	87	20	95	33	24	4
Río Balsas . . . . .										29	21	16	28	—	3	—	1
Nicaragua	(1958)	25	14	8	—	21	—	6	2								
Lago Nicaragua y Río San Juan. . . . .										8	5	1	—	16	—	2	2
Panamá	(1959)	37	36	28	4	18	—	29	7								
Río Chiriquí . . . . .										5	6	2	—	—	—	—	—
Río Santa María. . . . .										10	6	—	—	1	—	—	—
República Dominicana		—	...	72	...	133	...	3	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Río Yaque del Norte										...	...	...	...	...	...	...	...
Guayana Británica																	
Indias Occidentales																	
Surinam																	

Nota: Para aquellos países donde sólo se dispuso de información del Instituto Panamericano de Geografía e Historia, *Los estudios sobre recursos naturales en las Américas* (México 1953, Proyecto 29, OEA), se estimó que las estaciones (pluvio y pluviométricas), existentes en 1953 y que aparecen en esa publicación, funcionaban regularmente en 1959.

<sup>a</sup> Incluyen estimaciones.

<sup>b</sup> Constituida por las cuencas altas, en territorio argentino, de los ríos Bermejo hasta Elordi, Salado hasta Suncho - Corral y Dulce hasta Santiago del Estero.

cuenca del río Rímac en el Perú se registran 908 km<sup>2</sup> por pluviómetro. La cuenca del Titicaca —río Desaguadero en Bolivia— presenta 1 356 km<sup>2</sup> por pluviómetro y en las de los ríos Grande y Tieté en Brasil se obtienen 891 y 947 km<sup>2</sup> por estación, respectivamente. Observaciones similares pueden hacerse para los demás países tanto en pluviometría como en fluviometría. El otro aspecto altamente ilustrativo del cuadro 20 es el que se refiere a la experiencia que, en calidad de grandes promedios, dan los países latinoamericanos sobre la extensión superficial en que un pluviómetro o fluviómetro aparece suficientemente representativo, en cuencas con aprovechamientos hidráulicos en explotación, construcción y proyecto. En la mayor parte de las cuencas examinadas se comprueba que existe una dotación de menos de 1 000 km<sup>2</sup> por pluviómetro, y en las zonas montañosas y cordilleras (véanse Colombia, Chile y el Ecuador) la cuantía se modifica acusando unos 500 km<sup>2</sup> por pluviómetro. En materia de fluviometría (habida cuenta de la observación ya hecha acerca de la poca significación que tiene indicar la superficie para la que un fluviómetro se considera suficiente como promedio), podría señalarse que entre 500 y 2 000 km<sup>2</sup> de cuenca por estación son valores frecuentes. A la luz de estas cifras, puede apreciarse la pobreza para América Latina en su conjunto de los medios disponibles para recopilar datos hidrológicos e hidrometeorológicos.

#### 4. Duración de los registros

El caudal de agua en un río puede variar mucho de un año a otro y de una estación a otra, y aun entre las horas del día. Es, por consiguiente, de la mayor importancia contar con medios para medir continuamente los gastos por un largo período a fin de poder precisar con el grado de seguridad conveniente los caudales medios —mensuales, estacionales o anuales— de que se dispondrá para un proyecto. Además, los valores extremos correspondientes a grandes crecidas y caudales muy bajos (de estiaje) pueden ser las condiciones decisivas de un proyecto. Por ejemplo, las crecidas excepcionales, de frecuencias tan remotas como 1 en 1 000 o 1 en 2 000 años suelen emplearse para dimensionar las obras de rebalse en ciertos embalses. Como los valores altos y bajos se dan en forma muy irregular, para determinar por extrapolación esos caudales extremos, la pérdida de una de tales oportunidades de registro puede afectar apreciablemente un trabajo de investigación porque es posible que transcurran muchos años antes de que se presente una situación similar. Por todas estas razones conviene iniciar las observaciones hidrológicas mucho antes de proceder a la construcción de las obras.

Algunas grandes catástrofes relacionadas con roturas de embalses han tenido su origen en la subestimación de las mayores crecidas por discontinuidad de los registros hidrológicos o series de registros cortos. Por otra parte, son cuantiosas las pérdidas originadas en sobredimensionamiento de obras y deficiente operación

de instalaciones que reconocen como origen la misma causa: datos hidrológicos inadecuados, principalmente por reducida extensión de registros. En América Latina hay varios casos de centrales hidroeléctricas construidas para caudales sobrestimados que, por esta causa, trabajan con factores de planta bajos, sin dejar de mencionar la situación inversa en que se subaprovecha la fuente por falta de seguridad en el conocimiento de los caudales disponibles.

En diversos países de la región pueden verse estaciones hidrológicas (que en un tiempo formaban parte de la red permanente de mediciones), que ya no realizan observaciones o han sido desmanteladas sin llegar a completar un período hidrológico que pueda considerarse representativo, o permita establecer correlaciones válidas con otros registros pluviométricos o fluviométricos de extensa duración, perdiéndose así el esfuerzo y el trabajo iniciales. Con frecuencia, tales situaciones tienen su origen en la dotación insuficiente de fondos para esas labores por falta de una apreciación cabal de su importancia.

En la recolección de antecedentes para el presente estudio se contó en algunos casos con informaciones que abarcaban solamente hasta los primeros años de la década de 1950.<sup>39</sup> Con objeto de uniformar la situación con la mayoría de los países para los cuales se disponía de datos hasta diciembre de 1959, se prolongaron los años de duración de los registros de aquéllos, en la hipótesis de que no se hubieren producido interrupciones de observación. Con este procedimiento, los países en los cuales se contó con información indirecta, un tanto atrasada, que hubieran instalado pluviómetros y fluviómetros dos o tres años antes de 1959, quedarían subestimados en cuanto a número de equipos, pero poco afectados en la duración de sus registros.

En el cuadro 21 se consigna el número de estaciones según la duración de sus registros en años, para cada país y para algunas cuencas seleccionadas entre las mejor conocidas. El cuadro incluye numerosas estimaciones y debe considerarse en forma muy provisional. En efecto, la información sobre la existencia y ubicación de pluviómetros y fluviómetros fue más completa que sobre el período de operación y registro. Para completar la visión del conjunto y calcular el coeficiente de cobertura se hicieron apreciaciones cuando faltaban esos datos, basadas, en lo posible, en consideraciones sobre la creación de la entidad propietaria o iniciación de sus labores (estaciones de ferrocarril, aeropuertos, etc.) y en los casos restantes asignándoles (en forma arbitraria) una duración relacionada con las otras conocidas en el mismo país.<sup>40</sup>

<sup>39</sup> Esto ocurrió sobre todo en los países de América Central y las Antillas donde se empleó principalmente la información del Instituto Panamericano de Geografía e Historia de la Organización de los Estados Americanos, *Los estudios sobre recursos naturales en las Américas*, por no haberse recibido información directa de ellos.

<sup>40</sup> La agrupación se realizó considerando que para los efectos de realizar un proyecto definitivo de mediana importancia, los registros inferiores a cinco años de observación son deficientes. Los comprendidos entre 6 y 15 años podrían emplearse en algunos casos especiales, pero con reparos. Los comprendidos entre 16 y 30 pueden considerarse buenos en la mayoría de los casos y los con más de 30 años muy buenos.



En materia de pluviometría son frecuentes los casos en que se dispone de una alta (o relativamente alta) duración de registros, debido a que muchos instrumentos fueron instalados originalmente por instituciones privadas, con fines ligados estrechamente a sus actividades principales, (empresas de ferrocarril al iniciar sus obras de construcción, compañías agrícolas y ganaderas, empresas de aviación, etc.).

Obsérvese la alta proporción de pluviómetros con registros de muchos años de duración en el Brasil, la Argentina, México, Bolivia y Chile, por ejemplo, y, por otra parte, la acción amplia pero más reciente de algunos organismos oficiales en países como Colombia y Venezuela.

En cuanto a fluviometría, la Argentina, el Brasil y México han iniciado sus observaciones en escala amplia antes que los demás países de la región, para los que se dispone de tales informaciones. En seguida Chile y, posteriormente, Colombia, presentan la labor sistemática más reciente de sus organismos oficiales encargados de esa labor, al igual que los países de Centroamérica.

Un examen similar para algunas cuencas seleccionadas confirma el grado de investigación muy irregular que existe entre ellas en un mismo país y aun entre

distintos ríos de la misma cuenca o tramos de un mismo río, según sea la distancia y accesibilidad a ellos de los centros demográficos principales.

### 5. Coeficiente de cobertura

El índice de cobertura en pluviometría y fluviometría toma en cuenta simultáneamente la densidad de las estaciones de observación y la antigüedad de los registros correspondientes, para juzgar el grado de desarrollo de las investigaciones hidrológicas en una cuenca o territorio, ya que ambos elementos desempeñan un papel independiente.

Este índice se define por el producto de dos factores: el número de estaciones de observación por cada 10 000 km<sup>2</sup> del territorio que se examina<sup>41</sup> y la edad promedio, en años, de los registros correspondientes.

En el cuadro 22 se presentan esos coeficientes por países, tanto para las estaciones pluviométricas como para las fluviométricas.

Los países que reflejan a través de este coeficiente

<sup>41</sup> En el presente estudio se ha preferido emplear el número de estaciones por 10 000 km<sup>2</sup> en lugar de 1 000 km<sup>2</sup>, como en CEALO, op. cit., por resultar demasiado baja la densidad de estaciones en algunos países.

**Cuadro 22**  
AMÉRICA LATINA: COEFICIENTES DE COBERTURA

País	Pluviometría			Fluviometría		
	Promedio de duración de registro <sup>a</sup> (i)	Nº de estación c/10 000 km <sup>2</sup> de superficie (ii)	Coeficiente (i) × (ii)	Promedio de duración de registro (iv)	Nº de estación c/10 000 km <sup>2</sup> de superficie (iii)	Coeficiente (iii) × (iv)
Argentina . . . . .	24.1	13.0	313.3	23.9	1.9	45.4
Bolivia . . . . .	19.8	1.9	37.6	7.0	0.7	4.9
Brasil . . . . .	26.6	3.0	79.8	17.9	1.5	26.9
Colombia . . . . .	9.8	6.0	58.8	6.5	1.9	12.4
Chile . . . . .	19.0	6.5	123.5	10.8	4.2	45.4
Ecuador . . . . .	7.6	3.3	25.1	2.3	0.7	1.6
Paraguay . . . . .	...	...	...	...	...	...
Perú . . . . .	9.7	1.0	9.7	15.8	0.7	11.1
Uruguay <sup>b</sup> . . . . .	...	...	...	31.0	0.7	21.7
Venezuela . . . . .	11.0	11.1	122.1	6.0	2.7	16.2
Costa Rica . . . . .	10.1	26.5	267.7	3.8	2.9	11.0
Cuba . . . . .	24.0	16.4	393.6	...	...	...
El Salvador . . . . .	16.1	47.5	764.8	2.6	20.5	53.3
Guatemala . . . . .	19.0	13.7	260.3	9.0	0.7	6.3
Haití . . . . .	...	36.0	...	...	10.5	...
Honduras . . . . .	8.6	5.5	47.3	2.7	3.6	9.7
México . . . . .	26.0	11.5	299.0	10.4	9.3	96.7
Nicaragua . . . . .	26.0	4.1	106.6	13.0	1.1	14.3
Panamá <sup>c</sup> . . . . .	19.7	14.8	291.6	7.2	6.2	44.6
República Dominicana . . . . .	20.8	42.7	888.2	...	2.1	...
Guayana Británica . . . . .	...	...	...	...	...	...
Trinidad y Tobago . . . . .	...	...	...	...	...	...
Surinam . . . . .	...	...	...	...	...	...

NOTA: En el cálculo de los coeficientes de cobertura, se han considerado, junto con las estaciones existentes, las que han sido suspendidas cuando la información disponible así lo permitía.

<sup>a</sup> En el caso de las estaciones respecto a las cuales no se contó con datos sobre la duración de registros, se atribuyó arbitrariamente una edad estimada en relación al promedio de las otras del mismo país.

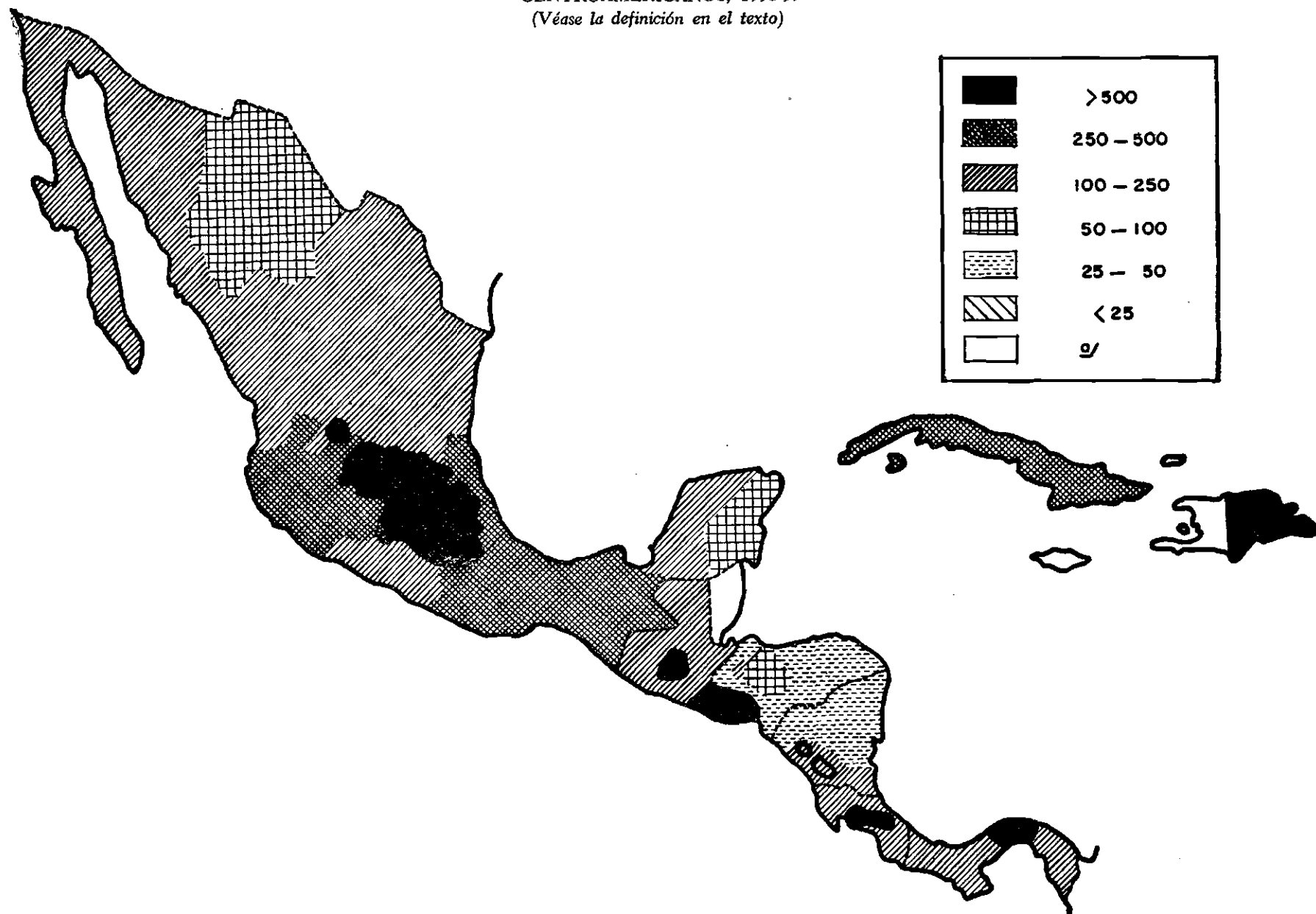
<sup>b</sup> La información disponible se limitó únicamente a las estaciones fluviométricas del río Negro.

<sup>c</sup> Incluye la Zona del Canal.

Mapa III (a)

VALORES REGIONALES APROXIMADOS DEL COEFICIENTE DE COBERTURA PLUVIOMÉTRICO EN LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS, 1958-59

(Véase la definición en el texto)

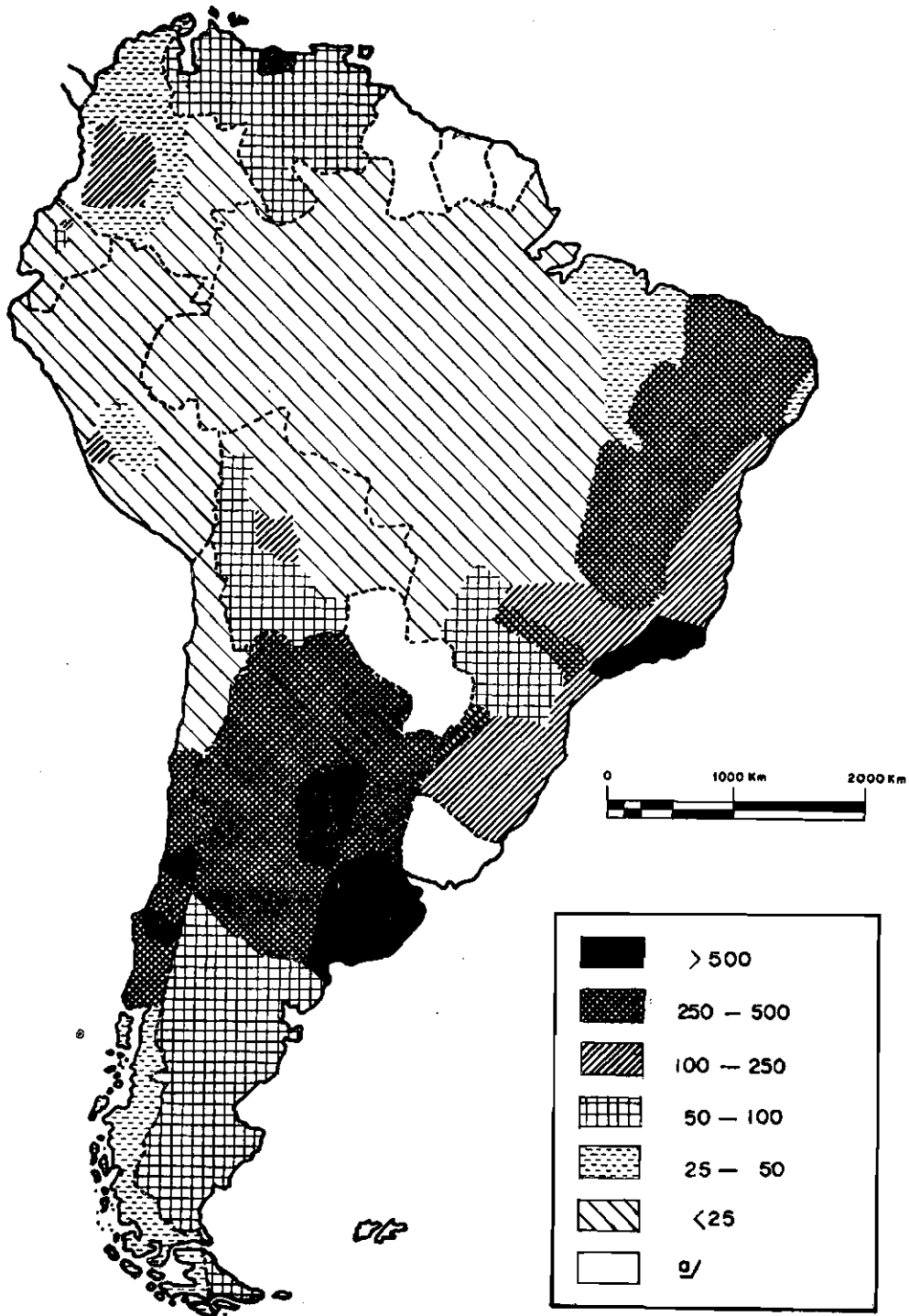


a Sin información.

NORA: Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

Mapa III (b)

VALORES REGIONALES APROXIMADOS DEL COEFICIENTE DE COBERTURA PLUVIOMÉTRICO  
EN LOS PAÍSES SUDAMERICANOS, 1958-59  
(Véase la definición en el texto)



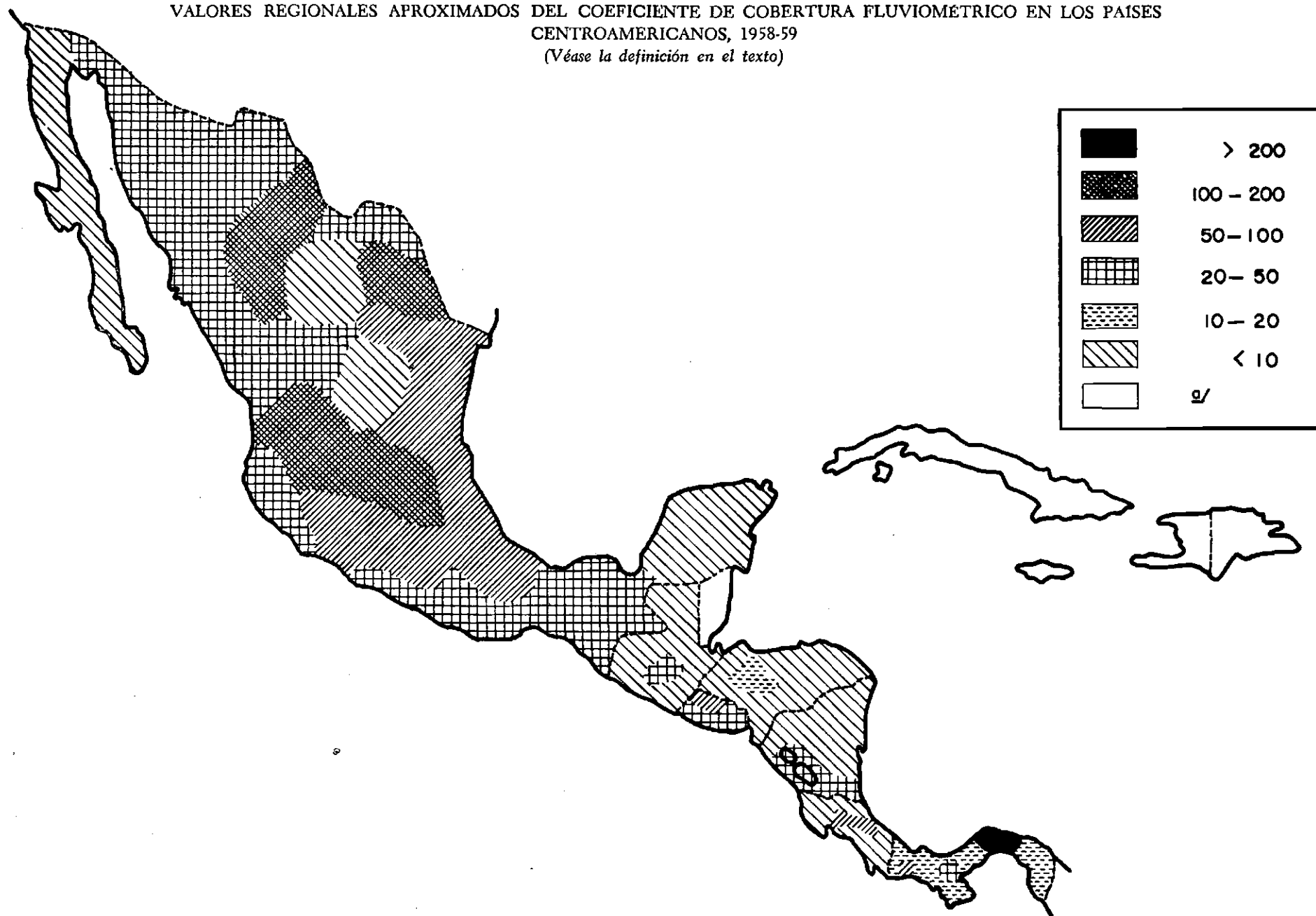
a Sin información.

NOTA: Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

## Mapa IV (a)

VALORES REGIONALES APROXIMADOS DEL COEFICIENTE DE COBERTURA FLUVIOMÉTRICO EN LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS, 1958-59

(Véase la definición en el texto)

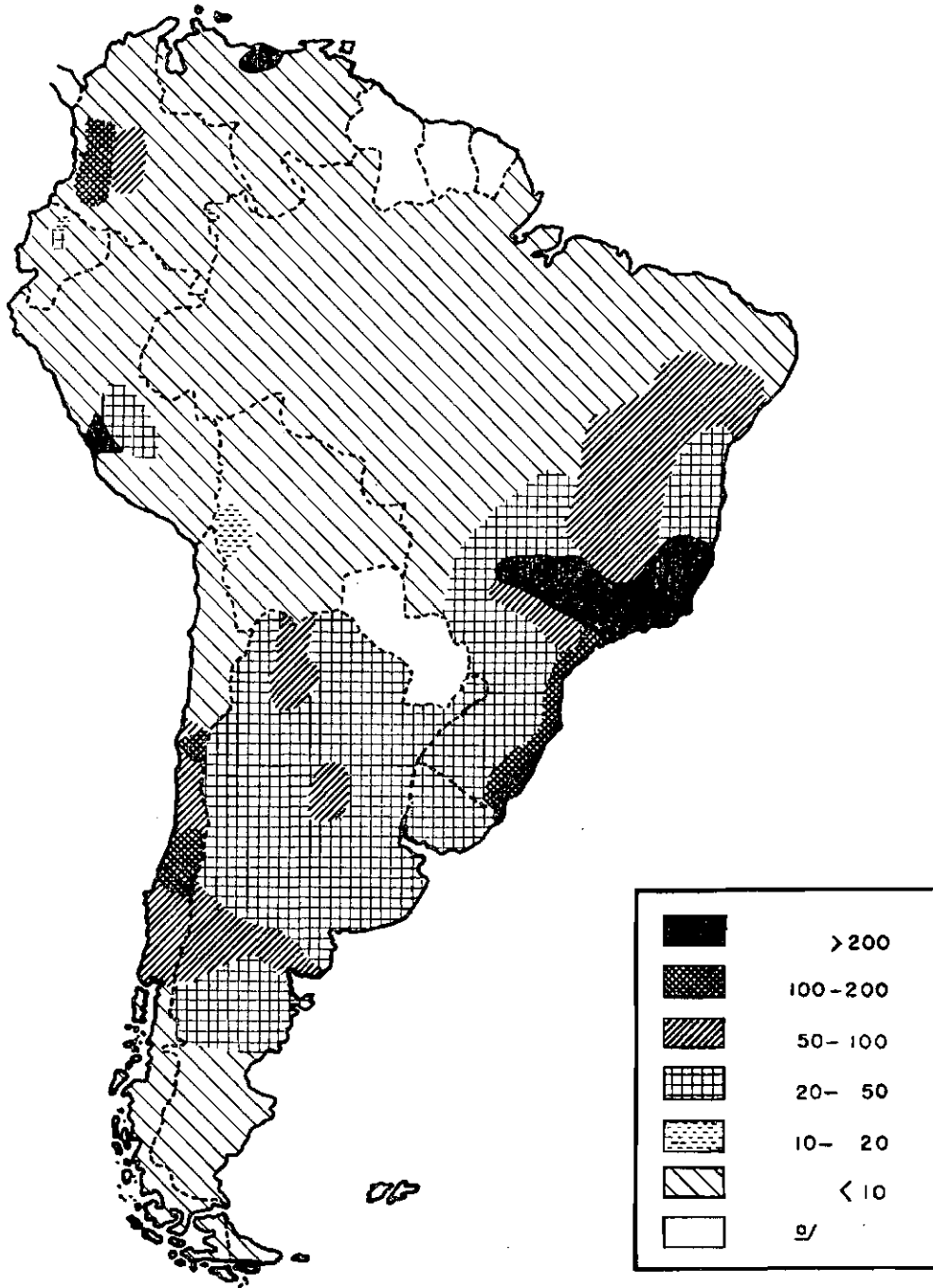


a Sin información.

NOTA: Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

Mapa IV (b)

VALORES REGIONALES APROXIMADOS DEL COEFICIENTE DE COBERTURA  
FLUVIOMÉTRICO EN LOS PAISES SUDAMERICANOS  
(Véase la definición en el texto)



<sup>a</sup> Sin información.

NOTA: Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

el mejor conocimiento pluviométrico de su territorio son la República Dominicana, El Salvador, Cuba, la Argentina, México y Panamá, con los siguientes valores: 888, 765, 393.6, 313, 299 y 292, respectivamente, seguidos de Costa Rica y Guatemala. Chile, Venezuela y Nicaragua aparecerían en una situación media con 124, 122 y 107, respectivamente, en tanto que el Perú, el Ecuador, Bolivia, Honduras, Colombia y el Brasil tienen los coeficientes más bajos. En relación al coeficiente que se examina conviene observar la importancia que adquiere en algunos casos la densidad de pluviómetros y, en otros, la edad media de los registros; la Argentina, Cuba y México acusan una densidad de pluviómetros intermedia y una edad de registros alta; en El Salvador y Costa Rica, a la inversa, es elevada la densidad de pluviómetros y la edad de registros, intermedia; Nicaragua, el Brasil y Bolivia presentan baja densidad de estaciones y elevado número de años de registro.

Los coeficientes de cobertura para la investigación fluviométrica, señalan a México, el Salvador, la Argentina, Chile y Panamá como los países con un mejor conocimiento de su territorio en esta materia con los siguientes valores: 97 y 53, para los dos primeros y 45 para los tres últimos. Si en la Argentina se consideran exclusivamente los fluviómetros operados para la determinación de caudales, el coeficiente se reduce a 16. En situación intermedia aparecen el Brasil, el Uruguay, Venezuela, Nicaragua y Colombia con: 27, 22, 16, 14 y 12. Los coeficientes menores se registran en el Ecuador, Bolivia, Guatemala, Honduras, Costa Rica y el Perú.

Obsérvese que El Salvador registra la mayor densidad de estaciones junto a una de las menores duraciones de registros como promedio y, a la inversa, la Argentina presenta una densidad reducida de estaciones junto a la más elevada duración de registros en promedio.

En estas páginas se presentan gráficos de América Latina, en los que se indican a grandes rasgos los coeficientes de cobertura pluviométricos y fluviométricos en algunas regiones. [Véanse mapas III (a) y (b).]

Al examinar esos gráficos se han de tener presentes algunas circunstancias especiales.

Hay zonas áridas en el continente en las que se justifica una baja densidad de estaciones pluviométricas y fluviométricas.

Tal es el caso de extensas regiones como la planicie alta de México y el desierto de Chihuahua, la península de Baja California (principalmente en su extremo noreste), la faja árida de la costa del Perú y el norte de Chile, el suroeste de Bolivia, noroeste y sureste de la Argentina. Además, hay zonas áridas menos extensas al sur del Caribe, en Venezuela, Puerto Rico y México (noroeste de Yucatán, además de Tehuantepec y el curso medio del río Balsas-Mexcala). Una situación algo diferente corresponde al "Polígono das Secas" (noreste del Brasil) donde, a un promedio relativamente bajo de lluvia, se añade principalmente la

gran irregularidad de ésta. Por lo tanto, las investigaciones pluviométricas y fluviométricas tienen en este caso gran interés a fin de regular los ríos para construir obras de riego.

Hay extensas zonas inexploradas y otras apenas habitadas que en la selva amazónica arrojan promedios bajísimos de densidad de población y, por ende, de estaciones pluviométricas y fluviométricas (estados y regiones de Río Branco, Amazonas, Pará, Mato Grosso, Acre y Guaporé en el Brasil y regiones de los llanos en Colombia, el Ecuador, el Perú y Bolivia).

Finalmente al examinar los planos fluviométricos conviene recordar la importancia de ligarlos con los pluviométricos, por la enorme ventaja que generalmente tiene el poder ampliar las estadísticas de caudal a base de correlaciones adecuadas con las correspondientes a precipitaciones. Las zonas centrales de México, Guatemala, Costa Rica, Argentina, El Salvador y el noreste del Brasil son ejemplos de otras tantas regiones donde se podrían obtener, para estudios concretos, más amplias informaciones sobre caudales que las sugeridas por los coeficientes de cobertura respectivos, con ayuda de los antecedentes disponibles en pluviometría.

Una comparación con los países de otras áreas, a través de los índices de cobertura, muestra que los de América Latina en su conjunto tienen un conocimiento muy limitado de sus recursos hidráulicos. Por ejemplo, del grupo de países más desarrollados, entre los que se dispone de información completa, el Japón tiene coeficientes de cobertura cinco y cuatro veces superiores a los más altos registrados por países en la región en pluviometría y fluviometría, respectivamente (El Salvador y México).<sup>42</sup>

#### 6. Disponibilidad de mapas con curvas de nivel

No ha sido posible establecer por países la disponibilidad de mapas con curvas de nivel a escalas tales que permitan realizar trabajos de evaluación integrales de los potenciales teóricos.<sup>43</sup>

<sup>42</sup> Con el objeto de facilitar otras comparaciones se presenta un cuadro con los coeficientes de cobertura respectivos en algunos países de Asia y el Lejano Oriente.

País	Pluviometría	Fluviometría	
		En general	De caudal únicamente
Birmania . . . . .	77	...	...
Ceilán . . . . .	2 840	400	820
India . . . . .	535	32	18
Japón . . . . .	3 900	...	380
República de Corea . . . . .	77	81	27
Laos . . . . .	1	8	—
Federación Malaya . . . . .	1 550	240	57
Pakistán . . . . .	368	288	...
Filipinas . . . . .	104	38	37
Tailandia . . . . .	202	51	5

FUENTE: CEALO, op. cit.

<sup>43</sup> 1:500 000 y mayores. En todos los países existen mapas a escala más reducida con curvas de nivel, como por ejemplo, los empleados con fines de navegación aérea 1:1 000 000.

Cuadro 23

## AMÉRICA LATINA: PRINCIPALES INSTITUCIONES QUE EFECTÚAN MEDICIONES PLUVIOMÉTRICAS Y/O FLUVIOMÉTRICAS

País	Fiscales y semifiscales	Privadas	Coordinación de funciones	Centralización y publicación de datos
Argentina . . . . .	Servicio Meteorológico Nacional Dirección Nacional de Construcciones Portuarias y Vías Navegables. Agua y Energía Eléctrica.		El Servicio Meteorológico Nacional registra las observaciones de todos los pluviómetros oficializados que se encuentran instalados en el país y atendidos por el Servicio Meteorológico Nacional, Ferrocarriles, reparticiones nacionales, provinciales y particulares.	<i>Publicación:</i> "Anuarios hidrológicos de agua y energía eléctrica". "Anuarios hidrológicos de construcciones portuarias y vías navegables". "Estadísticas climatológicas", del Servicio Meteorológico Nacional; esta institución centraliza la información de hidrometeorología.
Bolivia. . . . .	Dirección General de Meteorología. Servicio Agrícola Interamericano. Corporación Boliviana de Fomento. Dirección General de Ferrocarriles del Estado. Lloyd Aéreo Boliviano. Universidad Mayor de San Andrés. Dirección General de Riegos.	PANAGRA Bolivian Power Company Limited.	Dirección General de Riego y Dirección General de Meteorología.	...
Brasil . . . . .	Ministerio de Agricultura Departamento Nacional de Obras contra las secas do Ministerio da Viação e Obras Públicas. Servicio de Meteorología. Comissão Estadual de Energía Eléctrica do Rio Grande do Sul. Comissão do Vale do San Francisco. Departamento de Aguas e Energía Eléctrica de São Paulo e Paraná. Centrais Eléctricas de Minas Gerais.	Compañía Brasileira Administradora de Servicios Técnicos. Empresas Eléctricas Brasileiras.	...	<i>Publicación:</i> "Anuarios fluviométricos" y "Forças hidráulicas del Ministerio da Agricultura".
Colombia . . . . .	Servicio Meteorológico. Ministerio de Obras Públicas. Ministerio de Guerra. Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Instituto de aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico. Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá. Empresas Públicas de Medellín. Empresa Colombiana de Aeródromos. Corporación Valle del Cauca.	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá. Federación Nacional de Cafetaleros. Instituto Geofísico de Los Andes Colombianos.	El Comité Nacional de Meteorología e Hidrología coordina funciones en todo el territorio.	Centralización parcial. <i>Publicación:</i> "Boletín del Instituto de Aprovechamiento de Aguas". "Boletines varios". "Anales del Observatorio Meteorológico Nacional".

(Continúa)

Cuadro 23 (Continuación)

AMÉRICA LATINA: PRINCIPALES INSTITUCIONES QUE EFECTÚAN MEDICIONES PLUVIOMÉTRICAS Y/O FLUVIOMÉTRICAS

País	Fiscales y semifiscales	Privadas	Coordinación de funciones	Centralización y publicación de datos
Chile . . . . .	Oficina Meteorológica de Chile. Fuerza Aérea de Chile. Dirección General de Riego. Dirección de Obras Sanitarias. Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA). Servicio Agrometeorológico. Universidades.	Braden Copper Company. PANAGRA.	No existe, aunque se mantienen contactos informativos entre algunas instituciones.	No existen.
Ecuador . . . . .	Dirección General de Meteorología. Dirección de Aviación Civil. Armada y Fuerza Aérea Ecuatoriana. Observatorio Astronómico. Comisión Ejecutiva de Validación de la Provincia de Guayas. Servicio Cooperativo Interamericano. Caja Nacional de Riego. Municipalidad de Ibarra.	Asociación Bananera de Ecuador. Anglo Ecuatorian Oil Fields.	Dirección General de Meteorología e Hidrología (creada en III-1960).	No existe centralización. Publicación: "Boletín Meteorológico de la Dirección General de Meteorología". Boletín Meteorológico de la Armada. Publicación del Observatorio Astronómico.
Paraguay. . . . .	...	...	...	...
Perú . . . . .	Dirección General de Meteorología. (Ministerio Aeronáutico). Servicio Meteorológico. (Ministerio de Fomento). Servicio Meteorológico del Ministerio de Agricultura. Corporación Peruana de Aviación Civil. Servicio Cooperativo Interamericano. Dirección de Aguas e Irrigación. (Ministerio de Fomento). Dirección de Aguas de Regadío. (Ministerio de Agricultura). Corporación Peruana del Santa.	Estanco del Tabaco de Particulares. Compañía Administradora del Guano. Cerro de Pasco Corporation.	La Dirección General de Meteorología dirige y coordina las observaciones en todo el territorio. En mediciones pluviométricas, coordinan su labor el Ministerio de Fomento y el Ministerio de Agricultura.	La Dirección General de Meteorología centraliza toda la información meteorológica y publica: "Boletín Anual Meteorológico", "Boletín Climatológico mensual", "Boletín Diario". Publicación hidrológica. Boletín diario de información general.
Uruguay. . . . .	Servicio Meteorológico Administración General de las Usinas Eléctricas y los Teléfonos del Estado, (UTE).	...	...	El Servicio Meteorológico centraliza informaciones y publica: "Boletín" y "Revista meteorológica".

(Continúa)



Cuadro 23 (Continuación)

AMÉRICA LATINA: PRINCIPALES INSTITUCIONES QUE EFECTÚAN MEDICIONES PLUVIOMÉTRICAS  
Y/O FLUVIOMÉTRICAS

País	Fiscales y semifiscales	Privadas	Coordinación de funciones	Centralización y publicación de datos
Venezuela . . . . .	Ministerio de Obras Públicas. Ministerio de Agricultura y Cría. Corporación Venezolana de Fomento (Caroni). Ministerio de Defensa. Instituto Nacional de Obras Sanitarias.	Shell, Mene Grande Socony Vacuum Creole, Gran Ferrocarril Venezolano. Iron Mine Company of Venezuela.	No existe, aunque se mantienen contactos informativos entre algunas instituciones.	El Servicio Meteorológico centraliza algunas informaciones y publica boletines bimensuales y un anuario.
Costa Rica . . . . .	Servicio Meteorológico Nacional. Instituto Costarricense de Electricidad (I.C.E.). Servicio Técnico Interamericano de Cooperación Agrícola.	Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Instituto Interamericano de Ciencias Agrícolas. Compañía Bananera de Costa Rica. Compañía Hulera de Costa Rica. Northern Railway Company. PANAGRA.	El Instituto Costarricense de Electricidad y el Servicio Meteorológico Nacional.	No existe centralización, <i>Publicación:</i> "Boletín Trimestral" del Servicio Meteorológico Nacional.
Cuba . . . . .	Observatorio Nacional. Comisión de Fomento de Río Hondo.	Compañía Cubana de Aviación. Observatorios de Padres Jesuitas.	...	... El Observatorio Nacional de Casa Blanca ha editado publicaciones.
El Salvador . . . . .	Servicio Meteorológico Nacional. Departamento de Meteorología (Ministerio de Defensa). Centro Nacional de Agronomía. Instituto Tropical de Investigaciones científicas. (Universidad Nacional). Departamento de Ingeniería Agrícola. (Ministerio de Agricultura). Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.	Ferrocarriles Internacionales de Centro América. Ferrocarril de El Salvador. Compañía Luz Eléctrica de Santa Ana. Compañía Luz Eléctrica de Sonsonate. PANAGRA.	No existe.	No existe centralización. <i>Publicación:</i> Anales del Observatorio Nacional Meteorológico de la Universidad del Salvador. Revista de la Asociación de Cafeteros.
Guatemala . . . . .	Ministerio de Agricultura. Dirección General de Obras Públicas.	United Fruit Company. Empresas Eléctricas de Guatemala.	...	...
Haití . . . . .	Ministerio de Obras Públicas.	Observatorio Meteorológico del Seminario de San Marcial.	...	...
Honduras . . . . .	Dirección General de Irrigación. Servicio Meteorológico Nacional.	Tela Railroad Company.	No existe.	...
México . . . . .	Servicio Meteorológico Mexicano. Secretaría de Recursos Hidráulicos. Comisión Federal de Electricidad.	...	Existe intercambio de informaciones y coordinación parcial entre las principales instituciones.	<i>Publicación:</i> Boletines hidrológicos de la Comisión Federal de Electricidad, de la Secretaría de Recursos Hidráulicos y de la Comisión Nacional de Irrigación.

(Continúa)

Cuadro 23 (Continuación)

## AMÉRICA LATINA: PRINCIPALES INSTITUCIONES QUE EFECTÚAN MEDICIONES PLUVIOMÉTRICAS Y/O FLUVIOMÉTRICAS

País	Fiscales y semifiscales	Privadas	Coordinación de funciones	Centralización y publicación de datos
Nicaragua . . . . .	Comisión Nacional de Energía.	...	...	...
Panamá . . . . .	Servicio Cooperativo Interamericano de Fomento Económico (S.C.I.F.E.).	Compañía Canal de Panamá. (Sección de Meteorología e Hidrología).	Existe intercambio de información entre las dos instituciones nombradas.	Publicaciones de la Compañía del Canal de Panamá y de la Dirección de Estadística y Censo de la República de Panamá.
Rep. Dominicana.	Servicio Meteorológico de la Marina de Guerra. Sección Hidrológica y Diseños de riego. (Secretaría de Obras Públicas y Riego). Ayuntamiento de Santiago.	Grenada Company. Barahona Company.	...	...
Guayana Británica. ...	...	...	...	...
Indias Occidentales ...	...	...	...	...
Surinam . . . . .	...	...	...	...

Institutos geográficos pertenecientes a las fuerzas armadas de distintos países realizan trabajos cartográficos tanto por métodos aerofotogramétricos como de medición directa a escalas que permiten, por lo general, suficiente detalle planimétrico y altimétrico (1:200 000; 1:250 000; 1:500 000; 1:1 000 000; etc.) para los fines antes indicados. Por lo tanto, es posible que extensas regiones en diferentes países posean, desde luego, una buena base en materia cartográfica para iniciar, al menos, la evaluación integral de sus recursos hidroeléctricos.

### 7. Organismos encargados de las mediciones hidrológicas

Casi en todos los países existe una serie de organismos fiscales, semifiscales y privados que se ocupan de las observaciones hidrológicas (incluyendo las hidrometeorológicas) y, en algunos casos, de las investigaciones correspondientes.

Entre las instituciones de financiamiento público que realizan actividades de este tipo se cuentan, además de los servicios meteorológicos nacionales, los servicios agrícolas, de navegación y vías fluviales, de agua potable y alcantarillado, de aviación, empresas eléctricas, ferrocarriles, fuerzas armadas, universidades, etc., y entre las instituciones de carácter privado, principalmente las empresas eléctricas, las agrícola-industriales (compañías que cultivan café, plátano, caña de azúcar, etc.), las de aviación y algunas mineras.

Lamentablemente, los labores que se realizan con la intervención de numerosos organismos son sólo apro-

vechadas en una proporción muy reducida por falta de uniformidad, coordinación y centralización de observaciones. Un buen número de datos benefician únicamente y en forma limitada a la empresa o institución que realiza las observaciones y sólo una reducida proporción de ellos se publican, llegando así a las distintas personas o instituciones interesadas.

La coordinación de los numerosos organismos encargados en cada país de las observaciones hidrológicas es de singular importancia para los fines siguientes:

a) Planear y distribuir adecuadamente las estaciones y evitar las superposiciones en unos lugares y los vacíos en otros;

b) Uniformar los instrumentos y métodos, a fin de reducir los costos y facilitar la comparación de resultados; y

c) Elaborar y publicar las observaciones registradas.

Así, con el costo adicional relativamente pequeño que implicaría esa coordinación, sería posible en muchos países multiplicar considerablemente el rendimiento que se obtiene en la actualidad de la labor dispersa, y, en parte, ignorada.

En varios países se ha propuesto la creación de una Comisión Nacional Coordinadora de todas las actividades hidrológicas y meteorológicas que, a su vez, podría formar parte de otro organismo, también de carácter nacional, para coordinar todas las actividades relacionadas con el desarrollo de los recursos hidráulicos.<sup>44</sup>

<sup>44</sup> Véanse *Los recursos hidráulicos de América Latina: I. Chile*, op. cit. y *Estudio hidráulico preliminar del Ecuador* (documento informativo presentado al octavo período de sesiones de la CEPAL).

En el cuadro 23, se resumen las principales instituciones que en cada nación realizan alguna función hidrológica. Sin duda, hay más instituciones (sobre todo de carácter privado) que las que figuran en el cuadro.

En la Argentina, Bolivia, Colombia, Costa Rica, Chile, México y el Perú existe alguna coordinación de funciones, aunque de distinta amplitud e intensidad. El Ecuador ha creado la Dirección General de Meteorología e Hidrología con jurisdicción en toda la república.<sup>45</sup>

En la mayoría de los países existen publicaciones meteorológicas que abarcan parte de las observaciones hidrometeorológicas. En cambio, en materia fluviométrica, solamente la Argentina, el Brasil, Colombia, el Perú, México y Panamá cuentan con esas publicaciones.

### 8. Personal y grado de preparación

Los servicios hidrológicos fiscales y semifiscales han alcanzado grados de desarrollo muy desiguales en los distintos países, y aún existen diferencias apreciables dentro de un mismo país entre los distintos organismos que realizan mediciones pluviométricas y fluviométricas. Dos son los factores directos e inmediatos que obstaculizan con más frecuencia el desarrollo eficiente de estas actividades: escasez de personal y de dinero. Salvo algunos casos excepcionales, son aún reducidas las remuneraciones que se pagan en América Latina a las personas que se dedican a estas labores, de ahí que sean pocos los especialistas en hidrología e hidrometeorología con que cuenta la región.

Al nivel inferior no universitario de los observado-

<sup>45</sup> Marzo de 1960. Esta institución satisface las recomendaciones generales del Grupo de Recursos Hidráulicos CEPAL/DOAT/OMM, que cumplió su misión en el Ecuador en 1959.

res, es frecuente en muchos países que personas ocupadas en otras actividades sólo por una remuneración adicional (y en algunos casos gratuitamente), realizan las mediciones y llenan los formularios que han de remitirse a las oficinas centrales.

La rutina en la tarea de tales observadores, sin preparación especial, sumada a una deficiente labor fiscalizadora superior, traen consigo a veces la introducción paulatina de vicios de operación y aun fallas en los instrumentos, que pueden pasar inadvertidas por mucho tiempo en las oficinas donde se elaboran e interpretan los datos, con las consecuencias inherentes.

Solamente para tres países pudo obtenerse información bastante completa y fidedigna del personal ocupado en actividades hidrológicas e hidrometeorológicas, por grado de preparación, en las principales instituciones. (Véase el cuadro 24.)

Cuadro 24

### PERSONAL OCUPADO EN MEDICIONES Y ESTUDIOS HIDROLÓGICOS E HIDROMETEOROLÓGICOS, POR GRADO DE PREPARACIÓN

País	Universitaria especializada		No universitaria	
	Superior	Grado medio	Enseñanza secundaria	Enseñanza elemental
Argentina <sup>a</sup> . . . . .	16	7	30	397
Colombia <sup>b</sup> . . . . .	16	16	17	598
Chile <sup>c</sup> . . . . .	9	26	52	286

<sup>a</sup> "Aguas y Energía Eléctrica" solamente en estudios hidrológicos.

<sup>b</sup> "Empresas Acueducto de Bogotá", "Corporación Valle del Cauca", "Empresas Públicas de Medellín" e "Instituto Aprovechamiento de Aguas", estudios hidrológicos e hidrometeorológicos.

<sup>c</sup> "Dirección General de Riego", "ENDESA" y "Fuerza Aérea de Chile", en estudios hidrológicos e hidrometeorológicos.

### Anexo

### EVALUACION Y REPRESENTACION GRAFICA DE POTENCIALES

#### 1. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL BRUTO SUPERFICIAL DE ESCURRIMIENTO A BASE DE DATOS FLUVIOMÉTRICOS VERIFICADOS POR UNA ESTACIÓN FLUVIOMÉTRICA

En el punto 4 de la sección I se explica la determinación del potencial bruto superficial de escurrimiento de una región o país, por división del territorio en pequeñas cuencas tributarias (subcuencas) con la información hidrológica proveniente de un pluviómetro instalado en el punto más bajo de cada una de ellas. Pero, si esa división implica superficies mayores a 400-500 km<sup>2</sup> (situación corriente en América Latina a causa de la escasez de datos fluviométricos), conviene proceder en la forma que a continuación se indica, mediante una segunda subdivisión en microáreas por un cuadrículado convencional. (Véase el gráfico I.)<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Este procedimiento fue propuesto por el Comité sobre Energía Eléctrica de la Comisión Económica para Europa, Naciones Unidas, *Hydroelectric potential in Europe and its gross, technical and economic limits* (E/ECE/EP/131).

Sea A, la superficie en km<sup>2</sup> de una de tales subcuencas, F, la estación fluviométrica correspondiente y t, el lado en km de cada cuadrícula. De un mapa con curvas de nivel a escala adecuada (1:500 000-1:250 000) se estima la altura media H de cada cuadrícula, sobre el nivel del mar. De la información pluviométrica extensa<sup>2</sup> dispuesta en forma de curvas isoyetas, se aprecia el aporte hidráulico de cada cuadrícula al escurrimiento total Q<sub>m</sub> de la subcuenca, sea calculando las pérdidas medias anuales por evapotranspiración (e) para toda la superficie A<sup>3</sup>,

<sup>2</sup> Idealmente se recomiendan unos 30 años.

<sup>3</sup> Por una de las siguientes fórmulas:

$$i) e_1 = \frac{\sum t^2 p - 31\ 536\ Q_m}{A} \quad (\text{altura de agua en mm) donde:}$$

p = altura de la precipitación pluvial en mm, para cada cuadrícula

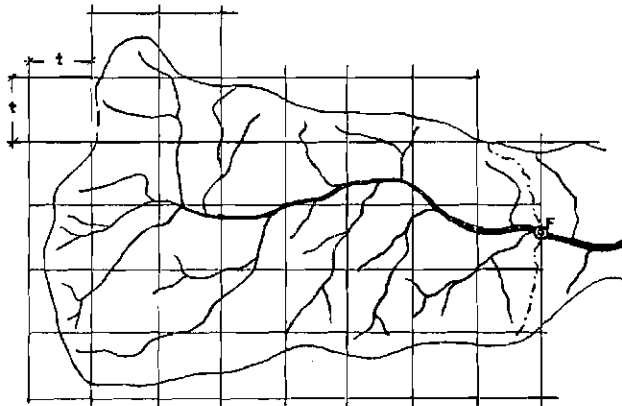
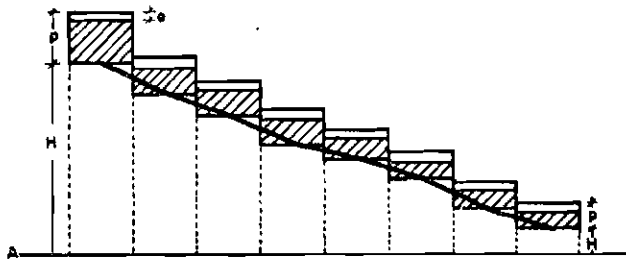
31 536 10<sup>3</sup> = número de segundos del año, o bien:

$$ii) e_1 = P - Q_m \quad (\text{m}^3/\text{seg.}); \text{ donde}$$

Gráfico I

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL BRUTO SUPERFICIAL A BASE DE INFORMACIONES FLUVIO Y PLUVIOMÉTRICAS

- A : Nivel del mar
- H : Cota sobre el nivel del mar (m)
- p : Promedio anual de la precipitación pluvial (mm)
- e : Promedio anual de agua perdida por evapotranspiración (mm)
- F : Estación fluyiométrica
- t : Lado de cada cuadrícula (km)



sea calculando para cada cuadrícula de área ( $t^2$ ) esa pérdida mediante una de las fórmulas empíricas que existen (Vermeule, Khosla, Justin, etc.), en función de variables tales como: altura sobre el nivel del mar, temperatura media, precipitaciones, etc. En este último caso se realiza una corrección final, modificando proporcionalmente el aporte de cada cuadrícula, de modo que el escurrimiento medido en F sea igual a la suma de los aportes de todas ellas. Con el caudal estimado en definitiva como entrega de cada cuadrícula al caudal  $Q_m$ , se procede a determinar V y el potencial  $P_s$ , de cada una de ellas y, por suma, el correspondiente a toda la subcuenca.

2. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL POTENCIAL BRUTO LINEAL

En el punto 4 del capítulo I se expuso, en líneas generales, la forma de evaluar el potencial bruto lineal. En esta sección se indican algunos detalles del mismo y su representación gráfica.

Sea el tramo A B de un río. (Véase el gráfico II.)

El caudal medio anual debe ser conocido en cada uno de estos puntos, por verificación directa (o verificación directa y covariación, según el mismo criterio indicado para determinar el

$$P = \frac{\sum t^2 p}{31\ 536}$$

representa el caudal medio anual equivalente a las precipitaciones pluviales en la superficie A, expresado en  $m^3/seg.$

precipitaciones pluviales en la superficie A, expresado en  $m^3/seg.$

Gráfico II

DIAGRAMA BÁSICO DEL POTENCIAL BRUTO LINEAL

- a) Perfil longitudinal b) Representación gráfica del potencial
- $H_A$  y  $H_B$ : Cotas de los puntos A y B (m)
- km A y km B: Proyección horizontal
- $Q_A$  y  $Q_B$ : Caudales en los puntos A y B ( $m^3/seg$ )

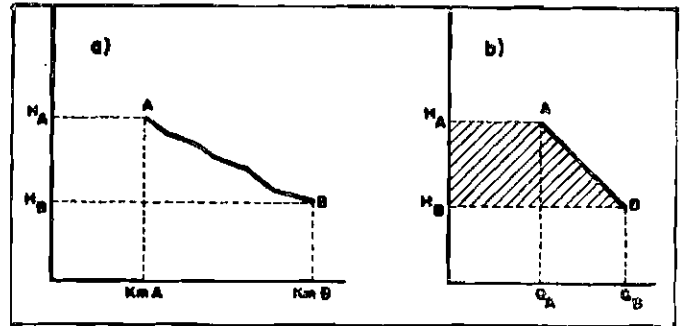
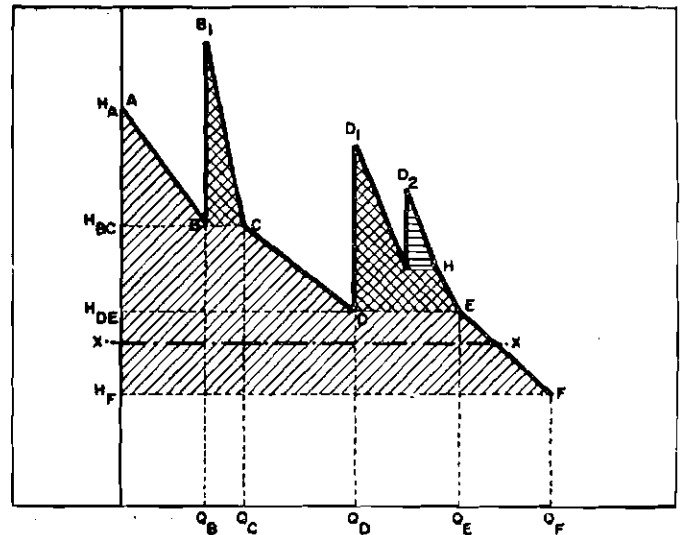


Gráfico III

DIAGRAMA DEL POTENCIAL BRUTO LINEAL DE UN RÍO Y SUS TRIBUTARIOS

- $H_A, H_{BC}, H_{DE}, H_F$ : Cotas de los puntos A, BC, DE, F (m)
- $Q_B, Q_C, Q_D, Q_E, Q_F$ : Caudales del río en los puntos B, C, D, E, F ( $m^3/seg$ )



potencial bruto superficial) de una serie estadística que abarque 20 años o más.

También deberán determinarse en metros las elevaciones o cotas  $H_A$  y  $H_B$  de ambos puntos sobre el nivel del mar.

El potencial teórico máximo del tramo considerado queda dado en kW por la fórmula (2) que involucra un rendimiento del 100 por ciento y que es el límite al que tiende la suma de un conjunto de plantas en serie hidráulica:

$$P_L = 9.8 \frac{Q_A + Q_B}{2} (H_A - H_B) \quad (2)^4$$

donde  $Q_A$  y  $Q_B$  son los caudales medios medidos inmediatamente

<sup>4</sup> En el primer tramo de un río la fórmula se reduce a:

$$P_L = \frac{9.8}{2} Q_B (H_A - H_B).$$

te aguas abajo de A y arriba de B respectivamente, expresados en metros cúbicos por segundo.

Una representación gráfica de ese potencial se presenta en el mismo gráfico I-B.

En coordenadas rectangulares y a una cierta escala se llevan en ordenadas las elevaciones  $H_A$  y  $H_B$  y en abscisas los caudales  $Q_A$  y  $Q_B$ . El área sombreada P representa a una escala conveniente el potencial  $P_L$ .

En el gráfico III se presenta el diagrama correspondiente al curso principal de un río y de sus dos tributarios que se juntan a éste en los puntos C y E. A su vez, el segundo tributario tiene un pequeño afluente. Nótese que el tributario constituido por un solo tramo queda representado por un triángulo tal como el B, C B; en cambio, cuando el tributario tiene a su vez un afluente, los diagramas elementales se superponen para formar

elementos geométricos como el D, G D, H E D. El sombreado diferente permite distinguir los potenciales de los diversos elementos componentes. Conviene observar que los puntos de igual cota (en la base de los diagramas de los tributarios) como B y C (respectivamente D y E), materializan un mismo lugar del río principal, pero están designados con distintas letras porque indican el caudal del río sin incluir e incluido el del tributario.

Es fácil determinar el potencial comprendido entre los nacimientos de un sistema fluvial y un punto X en el curso principal, midiendo en el diagrama pertinente el área representativa que queda por encima de una recta horizontal X-X trazada a la cota de ese punto. En general, el potencial comprendido entre dos puntos determinados de un río queda dado por el área del diagrama comprendida entre las horizontales trazadas en él, a las cotas propias de esos puntos.



## VI. LA ENERGÍA NUCLEOELÉCTRICA

### TENDENCIAS DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA NUCLEOELÉCTRICA, CON ESPECIAL REFERENCIA A LOS PAÍSES MENOS DESARROLLADOS

por el *Organismo Internacional de Energía Atómica* \*

#### INTRODUCCIÓN

La cuestión de los costos de producción de la energía nucleoelectrónica y de su importancia para los países menos desarrollados viene constituyendo una de las principales preocupaciones del Organismo Internacional de Energía Atómica desde que éste inició sus actividades; muchas de las medidas que el Organismo ha adoptado o tiene el propósito de adoptar para llevar a cabo su programa de desarrollo de la energía nucleoelectrónica están destinadas a lograr algunos progresos en esta esfera.

El problema de calcular con exactitud los costos de producción se plantea también, desde luego, para la energía tradicional, pero las dificultades con que se tropieza cuando se trata de calcular los costos se ven aumentadas y multiplicadas cuando se trata de centrales nucleoelectrificadas.

Teniendo en cuenta que los primeros reactores generadores han comenzado a funcionar en los cinco últimos años; que como consecuencia de la experiencia adquirida durante su período de funcionamiento es posible que se produzcan muchos cambios que pueden repercutir considerablemente en los costos de combustible y de explotación; que muchos tipos de reactores que ofrecen buenas perspectivas se hallan todavía en la etapa de planificación; que el deseo de conseguir el máximo de informaciones técnicas ha conducido a la construcción de toda una serie de tipos y ha impedido por el momento normalizar los componentes y efectuar las economías que permite la producción en masa, y que hasta ahora no se ha creado ningún mercado libre de materiales fisionables, cabe muy bien preguntarse qué importancia se puede atribuir a las cifras a menudo citadas sobre los costos de la producción de la energía nucleoelectrificada, y qué relación pueden guardar esas cifras con la situación energética de los países menos desarrollados.

Las cuestiones que plantea la interpretación de las cifras disponibles sobre costos pueden dividirse en tres grupos:

#### 1. *Cuestiones relacionadas con la interpretación de los costos de construcción y de combustible en el país que construye el reactor*

Esta cuestión no es tan sencilla como a primera vista parece. Existen una serie de gastos relacionados con la construcción de un reactor que pueden o no incluirse en la cifra definitiva de los gastos de inversión. Uno de ellos es el correspondiente a los trabajos de perfeccionamiento necesarios para construir una planta determinada. A veces, todo el costo de estos trabajos se incluye en los gastos de construcción, a veces una parte de él se incluye en los gastos indirectos, pero también es posible que no se cargue ningún gasto por estos conceptos.

Aunque los gastos de investigación y perfeccionamiento queden claramente excluidos, puede haber otros gastos ocultos siempre que un reactor generador sea el primero que se construye de su clase y, por consiguiente, exija la fabricación de diversos componentes de equipo originales.

Por otra parte, es casi seguro que las cifras relativas a los distintos elementos del costo del combustible experimentarán grandes variaciones durante la vida del reactor. Lo mismo puede decirse del costo de los materiales fisionables, del de fabricación de los elementos combustibles y de la energía que se obtendrá de estos elementos combustibles antes de someterlos a nuevo tratamiento. Tampoco es probable que se mantengan sin alteración durante muchos años las complicadas reglamentaciones oficiales que regulan la venta y el arriendo de los combustibles nucleares en algunos de los países que se consideran más adelantados.

Por lo que respecta al costo del combustible, es probable que durante la vida del reactor se modifiquen las condiciones del suministro a los explotadores de los reactores nacionales; puede ocurrir, por otra parte, que al efectuar las evaluaciones correspondientes a una primera planta, el rendimiento del combustible se haya calculado muy por debajo del rendimiento real.

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.4.1.

## 2. *Cuestiones relacionadas con la extrapolación de un país a otro de los costos de construcción de reactores y de los costos de combustible*

Naturalmente, antes de aplicar a un país insuficientemente desarrollado las cifras relativas a los costos de construcción fijadas por un país en el que se construyan reactores, deben efectuarse algunos reajustes importantes. Los gastos correspondientes a ingeniería civil variarán considerablemente en cada caso, y la necesidad de disponer de personal técnico extranjero entrañará gastos adicionales. Por lo que respecta al costo del combustible, las condiciones del suministro a los explotadores extranjeros diferirán normalmente de las aplicables a los nacionales. Será, por lo tanto, necesario volver a calcular con detenimiento los costos de equipo, de construcción y de combustible, antes de poder fijar cifras que tengan un valor objetivo para el posible usuario.

## 3. *Cuestiones que plantea la evaluación de los gastos de producción de la energía nucleoelectrica*

Aunque no entre en los propósitos del presente trabajo examinar los métodos utilizados para evaluar los costos de producción de energía y para comparar los correspondientes a las distintas fuentes, conviene señalar que el procedimiento, frecuentemente utilizado, de presentar cifras de costos de producción para una central nucleoelectrica partiendo del supuesto de que el factor de carga se mantendrá constante durante 20 o 25 años, es demasiado simplista y puede dar lugar a errores cuando se le utiliza con fines de comparación con los costos de producción en una central de tipo tradicional. Si los reactores se incorporan a una red de distribución, antes de poder establecer una comparación válida de carácter económico es imprescindible realizar un análisis de los costos parciales de la red. Además, si un país tiene el propósito de desarrollar un programa de energía nucleoelectrica, en vez de adquirir simplemente un reactor, debe tener en cuenta la compleja estructura económica que, incluso en este último

caso, se verá afectada por el tipo de interés aplicado para valorar los gastos anuales fijos. Sin insistir más en esta cuestión, debe quedar bien sentado que las cifras globales expresadas en mills por kilovatio hora, partiendo del supuesto de un determinado factor de carga, y según una manera a menudo arbitraria de valorar los gastos anuales de inversión de capital, presenta un valor limitado para fines de una comparación económica, a no ser que esas cifras se consideren como simple indicación de que conviene estudiar el problema más a fondo.

Los datos sobre costos de producción de la energía nucleoelectrica indicados en el presente trabajo se presentan teniendo en cuenta las razones que acaban de exponerse. En las tres secciones que siguen se examinan respectivamente los gastos iniciales de inversión, los costos de combustible y los costos de explotación y conservación de reactores cuya tecnología está relativamente bien desarrollada, y que han sido o van a ser explotados en escala industrial. Los ejemplos se limitan, por lo tanto, al reactor de uranio natural refrigerado por gas, a los reactores de agua a presión y de agua hirviente, y a los reactores moderados con agua pesada, con refrigerante orgánico. En todos los casos se procura indicar las futuras tendencias de los costos y sugerir procedimientos para efectuar posibles reducciones en los costos por diversos conceptos. Conviene advertir, no obstante, que los progresos realizados en la tecnología nuclear son, a menudo, el resultado de un difícil equilibrio entre diversos esfuerzos por obtener las máximas ventajas de posibilidades técnicas variadas y a veces opuestas. En muchos casos, un mejoramiento que conduciría a una reducción en uno de los factores del costo repercutiría desfavorablemente en otro. Por esta razón no es posible limitarse a sumar las posibles economías, sino que hay que aplicar un juicio crítico al combinarlas. Este consejo puede resultar más fácil de dar que de aplicar, pero su validez deriva de los mismos factores que han determinado el desarrollo de la energía nucleoelectrica: una experimentación constante y unos cambios muy rápidos.

### A. INVERSIÓN INICIAL EN UNA CENTRAL NUCLEOELECTRICA

Los datos de los cuadros 1 y 2 indican los gastos de construcción previstos en los Estados Unidos de América para las centrales nucleoelectricas de mediana y gran potencia, teniendo en cuenta el grado actual de desarrollo de la tecnología nuclear; esas centrales podrían comenzar a funcionar en 1964-65. Los datos del cuadro 1 constituyen una homologación, hecha por un contratista de la Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos, de los resultados de estudios llevados a cabo por otros cinco contratistas de dicha Comisión. Estos resultados están basados en la experiencia adquirida durante el funcionamiento de un gran número de reactores de investigación explotados por cuenta de la Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos.

Los datos del cuadro 2 son el resultado de cálculos realizados por proyectistas y constructores a raíz de una petición de informaciones sobre reactores generadores de pequeña potencia, formulada por la Comisión. Como podrá observarse, las evaluaciones relativas a las centrales nucleoelectricas de pequeña potencia son inferiores a las cifras que se obtendrían por extrapolación de los valores correspondientes a las centrales de mayor potencia, hecho que es difícil de justificar desde un punto de vista técnico. Los datos relativos a las centrales de pequeña potencia están basados en estudios individuales, en los que no siempre se han seguido los mismos criterios. En los cálculos correspondientes a estas centrales no se han tenido en cuenta, al parecer, todos los elementos del costo.



Los datos del cuadro 3 constituyen una evaluación de los costos de construcción de centrales nucleoelectricas de pequeña y gran potencia en el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte. Los valores correspondientes a los reactores refrigerados por gas están basados en el costo medio previsto de las grandes centrales comerciales más recientes actualmente en construcción. Conviene añadir que las evaluaciones basadas en los estudios relativos al reactor de tipo perfeccionado refrigerado por gas se está construyendo en Windscale para la Junta de Energía Atómica indican que durante el período 1962-66 podría construirse en el Reino Unido una gran central nucleoelectrica de este tipo, cuyo costo sería de 220 a 250 dólares por kW.<sup>1</sup>

En el cuadro 4 se dan datos relativos al costo de construcción de centrales nucleoelectricas facilitadas por Bélgica, Canadá y la República Federal de Alemania, en respuesta a un cuestionario enviado por el Director General a los Estados Miembros.

Si consideramos por separado los principales componentes de una central nucleoelectrica veremos que, a menos que se logre obtener vapor de características comparables, el costo de los turbogeneradores y del equipo eléctrico auxiliar resultará más elevado en las plantas nucleoelectricas que en las centrales clásicas de potencia análoga. Los edificios y las obras son considerablemente más costosos en las centrales nucleoelectricas, ya que estas últimas requieren blindajes y estructuras aisladoras especiales de hormigón; el sistema de transmisión de calor y el reactor propiamente dicho de una central nucleoelectrica costarán más que las calderas de tipo tradicional. Es muy improbable, por consiguiente, que los gastos de capital de una central nucleoelectrica lleguen a ser inferiores a los de una central clásica.

De todos modos, se espera reducir en los próximos años los gastos por los conceptos mencionados en el

<sup>1</sup> P. T. Fletcher, *Atom* (febrero de 1960).

## B. COSTO DEL COMBUSTIBLE

Los cinco tipos de reactores que en la actualidad se consideran más adecuados para los países menos desarrollados utilizan alguno de los siguientes tipos de combustible: uranio metálico u óxido de uranio natural o enriquecido con revestimiento de acero inoxidable, aleación de circonio, berilio, aluminio o aleación de magnesio. El óxido de uranio se utiliza en forma de pastillas sintetizadas, encerradas en tubos de paredes delgadas, que se reúnen en haces para formar el elemento combustible. El uranio metálico se utiliza en forma de placas o de barras coladas introducidas en tubos con una superficie de transmisión de calor aumentada.

Es posible que pronto puedan reducirse considerablemente los distintos componentes del costo del combustible. En cuanto al uranio natural, el precio de los

párrafo anterior. Las estructuras aisladoras, que constituyen una parte importante de las obras que hoy se consideran necesarias, pueden ser gradualmente reducidas o suprimidas. El uso de bombas más sencillas y de tuberías de tipo más tradicional reducirá ciertos costos del circuito de refrigeración, y los materiales estructurales del reactor propiamente dicho resultarán más económicos a medida que se perfeccionen los métodos de elaboración. El empleo de densidades más elevadas de potencia reducirá también notablemente el costo de la carga inicial de combustible del reactor.

Las previsiones relativas a las centrales nucleoelectricas de gran potencia que se construirán en los cinco próximos años indican que el costo por kW(e) instalado será por lo menos 1.5 veces mayor que el de las centrales tradicionales de potencia análoga, pero las posibles reducciones mencionadas en el párrafo anterior pueden disminuir esta razón hasta 1.3.

No puede darse una respuesta de carácter general a la pregunta de si esas cifras serían distintas para los países menos desarrollados. Es cierto que los salarios inferiores de los trabajadores no especializados contribuirían a reducir el costo de construcción, pero como los sueldos de los técnicos extranjeros necesarios para la construcción y puesta en marcha de la central serían más elevados, esta ventaja apenas se reflejaría en el costo total. Los precios de algunos materiales de producción nacional serían probablemente más bajos, pero esta reducción se vería contrarrestada por los gastos de transporte de los principales elementos de la planta y el aumento de los gastos ocasionados por la necesidad de constituir reservas más importantes de piezas de recambio. Del grado de industrialización del país dependería la posibilidad de hacer otras economías; pero, como conclusión general, parece poco probable que los costos de construcción de centrales nucleares puedan ser inferiores en los países menos desarrollados que en los países industriales. Esas consideraciones son también aplicables en gran medida a las centrales térmicas tradicionales.

concentrados de  $U_3O_8$  ofrecidos al Organismo ha bajado hasta 18 dólares el kilogramo; se ha ofrecido uranio metálico de pureza nuclear a unos 35 dólares el kilogramo. Estas dos cifras reflejan una tendencia a la baja que probablemente se mantendrá durante los próximos años. En un estudio efectuado en fecha reciente en los Estados Unidos sobre los precios del uranio enriquecido producido en las plantas americanas de separación isotópica por difusión, se indica que esos precios no comprenden ninguna subvención del estado y que no sólo no aumentarán, sino que incluso es posible que disminuyan. Además, la capacidad actual de las plantas americanas de separación isotópica por difusión<sup>2</sup> parece suficiente para constituir existencias y reponer el combustible consumido en centrales nu-

<sup>2</sup> *Forum Memo* (diciembre de 1959).

cleoeléctricas de una potencia total de 40 000 MW (e). Se sabe también que en varios países se están investigando otros métodos de enriquecimiento isotópico del uranio que pueden conducir a un precio de fabricación probablemente igual o inferior.

Quizá sea posible abaratar asimismo la fabricación de elementos combustibles, ya que la unificación de los diseños y la producción por partidas mayores pueden reducir del 30 al 40 por ciento el costo de fabricación. Basta citar como ejemplo que en los próximos años el costo de fabricación de un tipo determinado de elemento combustible destinado a un reactor de agua a presión disminuirá probablemente de 110 a 70 dólares por kilogramo de uranio.<sup>3</sup>

La misma importancia tiene la tendencia a obtener un mayor grado de combustión; es posible que esto permita reducir el precio del kWh en más de 0.5 mills (o sea, cerca del 15 por ciento del costo total actual del combustible) para ciertos tipos de reactor de uranio enriquecido. A este respecto, ofrecen excelentes perspectivas los cálculos preliminares correspondientes al reactor canadiense CANDU, de uranio natural, refrigerado por agua pesada, que se estima que habrá de comenzar a funcionar en 1964, y cuyo grado de combustión ascenderá probablemente a 10 000 MWd/t, con lo que el total de los gastos de combustible será del orden de 1.2 mills/kWh.

Por último, puede que disminuya el costo del tratamiento del combustible irradiado, especialmente si el tratamiento intermitente se sustituye por el continuo.

Aun cuando no se realicen las perspectivas más prometedoras, y sin descontar la posibilidad de que disminuyan los ingresos obtenidos con la venta del plutonio, cabe esperar una reducción de hasta un 30 por ciento en el costo total del combustible durante los cinco o los diez próximos años.

Esta perspectiva alentadora puede parecer muy

<sup>3</sup> *Nucleonics* (abril de 1960).

### C. COSTOS DE EXPLOTACIÓN Y CONSERVACIÓN

Los costos anuales de explotación y conservación de una central eléctrica de tipo tradicional, excluidos los de depreciación y de combustible, comprenden los gastos del personal de dirección, explotación y conservación, y el costo de los materiales y de los servicios exteriores necesarios. En la explotación y conservación de una central nucleoelectrica intervienen las mismas partidas de gastos. Para comparar los costos conviene indicar solamente el costo anual de explotación (por ejemplo, en dólares anuales por kilovatio), excluyendo el efecto del factor de utilización.

No se dispone aún de datos suficientes sobre los costos de explotación y conservación de una central nuclear que funcione exclusivamente para la producción de electricidad. Se han hecho cálculos por analogía con las centrales de tipo tradicional o basándose en planos de centrales nucleoelectricas. Por ejemplo,

atractiva a los países menos desarrollados, pero hay que tener en cuenta los siguientes factores. En lo que respecta a los sistemas que utilizan uranio natural, la extracción del mineral y la elaboración de concentrados son operaciones relativamente simples, pero exigen inversiones considerables. Análogamente, la producción de uranio metálico de pureza nuclear en pequeñas cantidades es bastante fácil, pero la elaboración de elementos combustibles que puedan utilizarse a temperaturas elevadas es muy difícil. En una planta para la regeneración de combustible irradiado, la cuantía de la inversión por cada elemento combustible tratado aumenta en forma considerable cuando la producción es pequeña; una planta de este tipo difícilmente será rentable si no opera dentro del marco de un amplio programa de energía nucleoelectrica establecido sobre una base nacional o regional. Por último, como el costo de una planta de separación isotópica es de varios cientos de millones de dólares, no hay duda de que este tipo de producción debe descartarse para todo país que se halle en las etapas iniciales de la utilización de la energía nucleoelectrica.

A pesar de los factores que permiten esperar una importante reducción del costo del combustible en un futuro próximo, como son la abundancia de uranio, las economías debidas a la elaboración por partidas más importantes de elementos combustibles de tipo normalizado y el hecho de que la capacidad de las actuales plantas de tratamiento y de enriquecimiento no se aproveche aún totalmente, las ventajas económicas que podrían obtener los países menos desarrollados estableciendo en un futuro inmediato una industria nuclear nacional son limitadas. No obstante, para los países cuya producción industrial sea suficientemente grande y hayan establecido un amplio programa de desarrollo de la energía nucleoelectrica, puede ser de interés la construcción de plantas nacionales de elaboración y de tratamiento si quieren reducir al mínimo el costo en divisas de dicha energía.

no se sabe aún con certeza qué personal se precisa. En los Estados Unidos se calcula que los reactores de agua requieren de 0.3 a 0.5 empleados por MW(e) para una central de 200 a 300 MW (e), y de 1 a 1.5 empleados por MW(e) para una central de 50 a 75 MW(e).<sup>4</sup> Las cifras correspondientes serían bastante más elevadas para las centrales nucleoelectricas de menor potencia. En el Reino Unido se calcula que para una central con dos reactores refrigerados por gas, con una potencia de 500 MW(e), se necesitan 0.6 empleados por MW(e).<sup>5</sup> Si la central trabajase en regiones aisladas es probable que estas cifras fuesen aún mayores.

<sup>4</sup> Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos, *Power Cost Normalization Studies*, SI-1674.

<sup>5</sup> OIEA, *Directory of Nuclear Reactors*, Vol. I. *Power Reactors*, STI/PUB. N° 4 (1959), p. 162.

Es probable que el personal necesario para la explotación de las centrales llegue a reducirse, que la automatización progrese y que los gastos de reparación disminuyan; todo ello, junto con una mayor experiencia en materia de seguridad contribuirá a reducir los costos de explotación y conservación. Ahora bien, teniendo en cuenta que los costos de que se trata representen menos del 10 por ciento del costo total de la energía nucleoelectrica, aunque se les redujera en un 20 por ciento el costo total sólo disminuiría en un 2 por ciento.

#### D. RECAPITULACIÓN DEL INFORME Y TENDENCIAS DEL COSTO DE LA ENERGÍA NUCLEOELECTRICA

La energía nucleoelectrica se encuentra aún en su primera etapa de desarrollo y se prevé que las continuas investigaciones que se llevan a cabo permitirán efectuar progresos técnicos suficientes para reducir considerablemente su costo. La concepción actual de los reactores cuyo diseño ha alcanzado un grado de perfeccionamiento relativamente alto podrá mejorarse aún con la experiencia adquirida gracias a las centrales de primera y segunda generación; además, puede que resulten satisfactorios otros tipos de reactores que ahora se encuentran en la fase experimental. Tendrán suma importancia las reducciones que puedan lograrse en el costo del ciclo del combustible; estas reducciones serán consecuencia de una disminución de los costos de fabricación y regeneración, de un aumento del grado de combustión y de una baja de los precios del uranio. Se están efectuando importantes trabajos con objeto de producir a bajo precio materiales para reactores con buenas propiedades nucleares y capaces de resistir altas temperaturas, lo que contribuirá a prolongar la vida útil de las centrales nucleares. La normalización y el perfeccionamiento de ciertos accesorios de los reactores, tales como bombas, válvulas e intercambiadores de calor, que representan una gran parte de la inversión total, permitirán también efectuar considerables economías. El hecho de no poseer una gran experiencia en materia de seguridad ha conducido a la adopción de blindajes, estructuras aisladoras y mecanismos e instrumentos de control muy costosos. Cuando se conozcan mejor los requisitos esenciales de seguridad y se utilicen técnicas perfeccionadas, el aislamiento y el control de los reactores podrán simplificarse sin que disminuya el margen de seguridad necesario para su explotación. Casi todas las centrales nucleoelectricas actualmente en construcción son prototipos; cuando se construyan varias centrales de modelo prácticamente análogo, los gastos de diseño y cálculo se distribuirán entre todas ellas y, por lo tanto, el costo por central será menor.

Cuanto se ha dicho se aplica en especial a los reactores de pequeña y mediana potencia, en el cálculo de cuyos costos ha habido cierto retraso con respecto al de los costos de los reactores de gran potencia; no obstante, se estima que los programas de desarrollo intensivo que se están preparando en relación con ellos ten-

En el caso de países insuficientemente desarrollados, la relativa disminución de la partida de sueldos y salarios que se conseguiría si se dispusiera de personal local especializado quedaría compensada por la necesidad de mantener mayores existencias de piezas de recambio para las reparaciones que sería indispensable efectuar en las etapas iniciales. Por ello, difícilmente cabe esperar que un menor importe de la partida de sueldos y salarios se tradujese en esos países en una diferencia importante en el precio de costo del kilovatio-hora.

drán que producir resultados importantes en un futuro inmediato.

Con todas las reservas necesarias por lo que respecta a la posibilidad de aplicar cifras de costos de producción a situaciones distintas, tal vez sea conveniente esbozar algunas conclusiones provisionales acerca de las futuras tendencias de los costos de producción de energía nucleoelectrica.

Se ha calculado que en el Reino Unido el costo de la energía producida por un reactor de grandes dimensiones, refrigerado por gas, será de 7 mills/kWh en 1964 y quedará estabilizado en 5 mills/kWh a partir de 1974 por un factor de utilización de un 75 por ciento y un gasto de capital anual de un 8 por ciento aproximadamente.<sup>6</sup> Se prevé que el costo del combustible de tipo tradicional se estabilizará en 0.49 dólares por millón de BTU y se espera que en la misma época, y para el mismo factor de utilización de la planta, el costo de producción de energía tradicional descienda de 6.3 a 5.8 mills/kWh. Por lo tanto, es probable que hacia el año 1966 la energía nucleoelectrica pueda llegar a competir en el terreno económico con la obtenida de fuentes tradicionales.

Según una evaluación hecha recientemente por la Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos, en la que se supone un gasto anual de capital de un 14 por ciento, un factor de utilización de un 80 por ciento y que no se modifique la escala de precios establecida por la Comisión para el uranio y para la compra de plutonio, el costo de la electricidad producida por un reactor de 200 MW(e) que utilice uranio ligeramente enriquecido —costo que, en el estado actual de la tecnología, sería de 11 a 14 mills el kWh— puede disminuir hasta 9 o 10 mills.<sup>7</sup>

En estas condiciones, y suponiendo que el rendimiento de las centrales térmicas tradicionales se haya estabilizado, el costo de la energía producida en una gran central nucleoelectrica construída a fines del próximo decenio podría competir con el de la energía generada en las centrales termoeléctricas en aquellas re-

<sup>6</sup> Sir C. Hinton et al., *The Economics of Nuclear Power in Great Britain*, CME, memoria IV B/8 (Madrid 1960).

<sup>7</sup> Cálculos basados en datos que figuran en los estudios indicados en la nota 10 y en el *Statement of the United States Atomic Energy Commission to the Joint Committee on Atomic Energy*, según el resumen publicado en *Nucleonics* (abril de 1960), pp. 71 ss.

giones en que el costo del combustible tradicional fue superior a 0.55 dólares por millón de BTU (o sea 2.20 dólares por millón de kilocalorías).

Resulta interesante observar que, si en el cálculo precedente los gastos anuales de capital representasen el 7 por ciento en lugar del 14, el costo de la energía producida por un reactor análogo de 200 MW(e) (que en el estado actual de la tecnología sería de 8 a 10 mills/kWh) podría reducirse a 6.5 o 7.5 mills. Este costo podría competir con el de la energía generada en las centrales térmicas tradicionales en aquellas regiones en que el costo del combustible tradicional fue superior a 0.45 dólares por millón de BTU (o sea, 1.80 dólares por millón de kilocalorías).

En la introducción al presente informe se ha indicado claramente que las cifras mencionadas no deben considerarse más que como indicaciones aproximadas de órdenes de magnitud más bien que como datos utilizables en un análisis comparativo de los costos de producción de energía, función para la cual resultarían totalmente inadecuadas. Sólo efectuando estudios detallados podrán obtenerse indicaciones sobre la rentabilidad de la energía nucleoelectrica en un país determinado; el OIEA espera poder prestar asistencia a sus Estados Miembros que decidan llevar a cabo esos estudios.

*Lista de abreviaturas*

ACEC	Ateliers de Constructions Electriques de Charleroi
AEG/KEA	Allgemeine Elektrizitäts Gesellschaft-Kernenergieanlagen
AH	reactor de agua hirviente
AI	acero inoxidable
AP	reactor de agua a presión
BTU	unidad térmica británica
CEAEU	Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos
D	deuterio
ERG	reactor de uranio enriquecido refrigerado por gas
GEC	General Electric Company
kW(e)	kilovatio eléctrico
kWh	kilovatio-hora
mills	milésimas de dólar

MRO	reactor con moderador y refrigerante orgánico
MWd/t	megavatio-día/tonelada
MW(e)	megavatio eléctrico
NAP	reactor de uranio natural refrigerado por agua pesada
NAPRO	reactor de uranio natural moderado por agua pesada con refrigerante orgánico
...	no disponible
NRG	reactor de uranio natural refrigerado por gas
Pu	plutonio
U	uranio

**Cuadro 1**

**INVERSIÓN INICIAL CORRESPONDIENTE A CENTRALES NUCLEOELECTRICAS DE MEDIANA Y GRAN POTENCIA, SEGÚN ESTUDIOS RECIENTEMENTE REALIZADOS EN LOS ESTADOS UNIDOS <sup>a</sup>**

Tipo de central	Potencia instalada (MW (e) netos)	Inversión inicial en dólares/kW(e)		
		Central	Combustible <sup>b</sup>	Combustible elaborado <sup>b</sup>
AP. . . . .	75	435	115	145
	200	282	95	120
	300	242	95	120
AH. . . . .	75	470	60	100
	200	311	40	75
	300	263	32	57
MRO. . . . .	75	350	98	130
	200	241	97	130
	300	220	96	120
NAP <sup>c</sup> . . . . .	75	640	14	31
	200	425	5.5	12.4
	300	360	4.3	9.6
NRG. . . . .	75	675		
	200	452	64	88

<sup>a</sup> Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos, *Power Cost Normalization Studies*, documento SL-1674, relativo a reactores en proyecto.

<sup>b</sup> En el cuerpo del reactor.

<sup>c</sup> En estas cifras se incluye el costo de las existencias de agua pesada para el reactor.

**Cuadro 2**

INVERSIÓN INICIAL CORRESPONDIENTE A CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS DE PEQUEÑA POTENCIA EN LOS ESTADOS UNIDOS, SEGÚN CÁLCULOS DE LOS DISEÑADORES Y CONSTRUCTORES DE REACTORES <sup>a</sup>

Número de identificación	Tipo de central	Potencia instalada (MW (e) netos)	Signatura del Informe de la CEAEU	Inversión inicial en dólares/kW(e)			Observaciones
				Central	Combustible <sup>b</sup>	Combustible elaborado <sup>b</sup>	
1	AP	11.7 23.6	TID-8513	660 480	152 135	210 184	
2	AP	23.5	TID-8508	445	76	96	Incluye 29 MW para sobrecalentamiento mediante combustible clásico.
3	AP	10.5	TID-8513	1 030	102	233	De idéntico diseño y aproximadamente del mismo costo que la central BR-3 que se está construyendo en Mol (Bélgica).
4	AH	23.5	TID-8510	372	28	51	Incluye 20 y 27 MW para sobrecalentamiento mediante combustible clásico para las dos centrales. Se han omitido muchos gastos indirectos.
5	AH	23.5	TID-8508	465	29	74	Similar a la central 4, pero se incluyen gastos indirectos adicionales tales como beneficios, reserva para imprevistos, intereses pagaderos durante la construcción, etc.
6	AH	19.1	TID-8510	451	45	84	Similar a la central 4, pero incluye el sobrecalentamiento mediante combustible nuclear en vez de clásico. Se han omitido muchos gastos indirectos.
7	AH	19.1	TID-8510 SL-1674	640	45	84	Datos basados en los correspondientes a la central 6, pero utilizando la razón de "Sargent and Lundy" del costo total al costo de construcción.

<sup>a</sup> Relativos a reactores en proyecto.  
<sup>b</sup> En el cuerpo del reactor.

**Cuadro 3**  
**INVERSIÓN CORRESPONDIENTE A REACTORES DEL**  
**REINO UNIDO REFRIGERADOS POR GAS Y**  
**ALIMENTADOS CON URANIO NATURAL**

Designación	Potencia instalada (MW (e) netos)	Costo total de construcción en dólares por kW(e)	Costo inicial del combustible por kW(e) <sup>b</sup>
Berkeley . . . . .	275 a <sup>o</sup>	450	70-90
Bradwell . . . . .	300	450	66-86
Hunterston . . . . .	150	350	65-85
Hinkley Point . . . . .	500	370	65-85
Trawsfynydd . . . . .	500	340	47-63
Dungeness . . . . .	550	310	—
Sizewell . . . . .	600	280	—
Oldbury . . . . .	550	265	—

a Dos reactores.  
b Combustible en el cuerpo del reactor exclusivamente.

**Cuadro 4**  
**INVERSIÓN INICIAL PARA CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS: DATOS SUMINISTRADOS POR BÉLGICA,**  
**EL CANADÁ Y LA REPÚBLICA FEDERAL DE ALEMANIA <sup>a</sup>**

País y constructor	Tipo de central	Potencia instalada (MW (e) netos)	Inversión inicial en dólares/kW(e)		
			Central	Combustible	Combustible elaborado
<i>Bélgica</i>					
ÅCEC . . . . .	AP	200	300	...	24
<i>Canadá</i>					
Atomic Energy of Canada Limited . . . . .	NAP	200	328 <sup>b</sup>	7.7	23
Canadian Westinghouse . . . . .	NAP	132	386 <sup>b</sup>	11.4	32
Canadian GEC . . . . .	NAPRO	55	435 <sup>c</sup>	5.9	17
<i>República Federal de Alemania</i>					
Interatom . . . . .	MRO	16	520	82	101
Siemens . . . . .	NAP	49	400	...	40
AEG/KEA . . . . .	AH	15	500 a 565	...	60 <sup>d</sup>
Babcock y Wilcox alemana . . . . .	ERG	35	485	...	13 <sup>d</sup>

a Evaluaciones provisionales relativas a reactores en proyecto.  
b No incluye los 60 dólares por kW(e) para la compra de D<sub>2</sub>O.  
c Incluye la compra de D<sub>2</sub>O.  
d Únicamente los costos de elaboración. No está incluido el precio de costo del combustible.

## ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA DE LOS REACTORES GENERADORES

## 1. Introducción

Es bien sabido que el grado y el ritmo de expansión de la producción de energía, en particular de energía eléctrica, caracteriza el grado y el ritmo de expansión de todas las demás ramas de la economía de un país, como la industria, el transporte y la agricultura. También es notorio que existe una relación directa entre la producción de energía eléctrica y la renta nacional por habitante.

Por tanto, es evidente que el perfeccionamiento de los métodos de producción de energía, en general, y el aprovechamiento de la fisión nuclear para generar electricidad, en particular, son cuestiones del máximo interés para la mayoría de los países que emprendan un programa de expansión industrial.

La importancia que para estos países reviste el estudio de las posibilidades de la energía nuclear se ve en gran manera acrecentada por la amplitud y el ritmo de los progresos en ingeniería nucleoelectrónica logrados por algunos países durante los últimos diez años.

La información que sobre las aplicaciones industriales de la energía nuclear pudo obtenerse en la primera Conferencia sobre la Utilización de la Energía Atómica con Fines Pacíficos, celebrada en Ginebra en 1955, fue escasa. En realidad, aparte de las pequeñas unidades experimentales que funcionaban en algunos centros de investigación de los Estados Unidos, la única central nuclear que entonces producía electricidad en cantidad considerable era la central soviética de Obninsk. En cambio, en la segunda Conferencia, celebrada en Ginebra en 1958, científicos de la Unión Soviética, Estados Unidos, Reino Unido y Francia presentaron un gran número de memorias sobre la producción real de electricidad con diversos tipos de reactores generadores, y otros países expusieron también sus planes para construir centrales de esa índole.

El aprovechamiento de la energía atómica es hoy una realidad en diversos países, gracias a la incorporación de centrales nucleares a las redes de suministro de electricidad. No obstante, la transición al empleo práctico de la energía atómica presenta algunos aspectos peculiares. Por constituir una de las más recientes conquistas de la tecnología, la ingeniería nucleoelectrónica suscita una serie de problemas científicos y técnicos distintos —e incluso a veces completamente nuevos— de los que hasta ahora se planteaban en la práctica ordinaria de la ingeniería de la producción de electricidad mediante combustibles tradicionales.

Esos problemas exigen soluciones a menudo contradictorias entre las que se impone una transacción. Las tentativas de resolverlos satisfactoriamente han originado una considerable proliferación de tipos de reactores generadores y de centrales nucleoelectrónicas, cada uno de los cuales tiene sus ventajas e inconvenientes propios.

Dada esa multiplicación de los tipos de centrales nucleoelectrónicas, cada uno con sus características técnicas y económicas peculiares, quizá sea útil una breve descripción general de los sistemas ya existentes o en proyecto. Al examinar cada tipo, es preciso definir el grado de desarrollo técnico que ha alcanzado en la actualidad y tener en cuenta la experiencia adquirida en su construcción y explotación.

Conviene advertir desde ahora que el grado de desarrollo técnico alcanzado por los distintos tipos de reactores es muy diferente, tanto por lo que respecta a la amplitud de las investigaciones teóricas que se les han consagrado, como a los recursos humanos y materiales invertidos en su perfeccionamiento.

Algunos tipos, como los reactores de agua a presión (hirviente o no hirviente) y los refrigerados por gas y moderados con grafito, vienen siendo objeto de amplias investigaciones desde hace bastante tiempo en diferentes países, y son los más perfectos y mejor probados desde el punto de vista técnico. Las investigaciones en gran escala realizadas con miras a perfeccionar otros tipos como, por ejemplo, los reactores generadores de moderador y refrigerante orgánicos y los de agua pesada, se han iniciado hace relativamente poco tiempo y se hallan aún en una etapa intermedia.

Por último, muchos tipos de reactores generadores que pueden ofrecer perspectivas interesantes para la producción futura de energía nucleoelectrónica en escala industrial, se encuentran en la etapa inicial de experimentación y se precisarán intensas investigaciones científicas y técnicas para poder juzgar sus posibilidades. La mayoría de estos reactores suscitan complicados problemas tecnológicos que aún no se han resuelto por completo.

En este orden de ideas, todos los reactores generadores actualmente en funcionamiento, construcción o proyecto pueden dividirse en los grupos siguientes:

*Grupo 1: Reactores generadores suficientemente perfeccionados para su utilización industrial*

Este grupo comprende principalmente los reactores heterogéneos de agua a presión (hirviente y no hirviente) y los reactores heterogéneos de uranio-grafito refrigerados por gas. En los países de tecnología nuclear avanzada funcionan ya en escala industrial algunas centrales atómicas dotadas de reactores de esa índole; se están construyendo o proyectando más en otros muchos países. En la tecnología de esos reactores se aprovecha la vasta experiencia adquirida mediante la utilización de agua y gases como refrigerantes en la producción de electricidad mediante combustibles tradicionales. Su equipo técnico se produce en escala industrial y son más fáciles de conservar y reparar que los reactores de otros tipos.

*Grupo 2: Reactores generadores interesantes desde el punto de vista técnico, sobre cuya utilización industrial pronto se adquirirá experiencia*

Este grupo comprende los reactores generadores de moderador y refrigerante orgánicos y los de agua pesada, esto es, reactores cuya aplicación industrial presenta buenas perspectivas técnicas y económicas. Sin embargo, los trabajos que se efectúan sobre ellos se encuentran en una etapa en parte experimental y en parte de aplicación industrial, y no han progresado aún lo suficiente para que se pueda llegar a conclusiones concretas acerca de sus posibilidades de empleo en los países menos desarrollados. Todavía se carece de experiencia sobre su utilización industrial, pero se están construyendo varias centrales equipadas con reactores de estos tipos y pronto se adquirirán los conocimientos técnicos y prácticos necesarios.

En general, las características técnicas y económicas de estos reactores son muy parecidas a las del grupo 1. Por ello, al examinar las posibilidades técnicas de utilización de los reactores generadores en los países poco desarrollados, debe dedicarse la misma atención a los tipos pertenecientes a este grupo que a los incluidos en el primero.

### Grupo 3: Reactores generadores no recomendables en los países menos desarrollados

Este grupo comprende los tipos de reactores cuya utilización industrial en los países menos desarrollados no es posible recomendar por ahora ni en un futuro inmediato, debido a la complejidad de su tecnología o a la falta de datos sobre su funcionamiento. Entre ellos, cabe citar los reactores homogéneos acuosos, los de combustible líquido, los refrigerados por metal líquido, los de lecho de combustible granular y los de neutrones rápidos.

Los reactores de neutrones rápidos ocupan un lugar especial por las excelentes perspectivas que ofrecen en los planes de explotación a largo plazo de la energía nucleoelectrónica. Pero debido a la escasa experiencia que se posee, a las dificultades técnicas y al elevado costo de su carga de combustible, deben excluirse de la lista de reactores que pueden utilizarse durante la etapa inicial de la tecnología nucleoelectrónica en los países menos desarrollados. Serán más interesantes cuando en los reactores de neutrones térmicos se haya acumulado plutonio en cantidad suficiente para permitir la regeneración en gran escala del combustible nuclear y una utilización más racional de las materias primas nucleares naturales.

Será menester dedicar grandes sumas e intensos trabajos al ensayo experimental y tecnológico de los reactores de este grupo antes de que se pueda demostrar su superioridad técnica y económica sobre los reactores pertenecientes a los grupos 1 y 2.

En vista del interés que muchos países tienen en aprovechar la energía nuclear en un futuro inmediato, y dada la necesidad consiguiente de seleccionar el equipo más apropiado para la etapa inicial de los programas de construcción de reactores, el presente informe se limitará a examinar las características técnicas de los reactores generadores de los grupos 1 y 2. En los párrafos siguientes se estudia sucesivamente el estado de la tecnología de cada uno de ellos.

#### 2. Reactores de agua a presión

Los reactores de agua a presión han alcanzado amplio desarrollo en los Estados Unidos y en la Unión Soviética. En los Estados Unidos este tipo es el más perfeccionado tecnológicamente, gracias a la experiencia adquirida en el proyecto y explotación de los reactores marinos, del reactor de Shippingport y del reactor SM-1 de Fort Belvoir, y en el proyecto y construcción del buque nuclear "Savannah", del reactor de la Yankee Atomic Electric Company, del reactor SELNI y de otros grandes reactores generadores, así como en el proyecto de pequeñas unidades productoras de energía y de calor industrial.

El funcionamiento del reactor de agua a presión de Shippingport continúa siendo una de las principales fuentes de información y experiencia sobre este tipo de reactores. En el cuerpo de dicho reactor, rodeado de una capa de material fértil, se ha introducido una nueva carga de material fisionable y la instalación volvió a alcanzar su plena potencia en mayo de 1960. El 30 de agosto del mismo año, la irradiación de la capa de material fértil alcanzó, aproximadamente, un valor medio de 2 600 MWd por tonelada de  $UO_2$  y un valor máximo de 12 400 MWd/t. Esta es la irradiación más intensa obtenida con una carga importante de combustible de óxido de uranio. Los estudios realizados con objeto de perfeccionar esta instalación han permitido proponer algunas modificaciones del cuerpo del reactor, gracias a las cuales se construirá un nuevo cuerpo cuya potencia bruta se calcula que alcanzará los 150 000 kW(e) —la potencia bruta actual es de 68 000 kW(e)—, sin necesidad de aumentar el diámetro de la cámara de presión. El reactor PWR-2 tendrá una potencia nominal, por unidad de peso de combustible, unas 5.5 veces superior a la del PWR-1, lo que será posible gracias al empleo como combustible de placas compartimentadas de óxido de uranio revestidas con una aleación de circonio. El reactor de agua a presión de Shippingport ha demostrado que este tipo de reactores generadores posee condi-

ciones de seguridad y otras características de funcionamiento excelentes.

El reactor de la Yankee Atomic Electric Company (potencia bruta, 118 MW) alcanzó el punto crítico en agosto de 1960. Su funcionamiento permitirá adquirir con más rapidez valiosos conocimientos prácticos sobre los reactores de agua a presión. Algunas de sus características técnicas, tales como el revestimiento de acero inoxidable del combustible, difieren de las del reactor de Shippingport en grado suficiente para poder compararlas y juzgar sus respectivas ventajas.

El funcionamiento de los tres reactores de agua a presión instalados en el rompehielos nuclear "Lenin", que ya presta servicio en el Ártico, permitirá adquirir experiencia sobre la utilización de unidades de este tipo para la propulsión de buques de la marina mercante.

El programa de energía nucleoelectrónica de la Unión Soviética comprende, además, la construcción de una gran central atómica, dotada de reactores de agua a presión, cuyas obras se han iniciado ya en la región de Voronezh.

Los reactores de agua a presión ofrecen la posibilidad de reducir en lo futuro los gastos de inversión y de combustible. Los estudios efectuados demuestran que la sustitución de los rotores blindados por bombas primarias con cierre mecánico del eje, la modificación del confinamiento del vapor, el empleo de la ebullición en la masa y la simplificación y perfeccionamiento del mecanismo accionador de las barras reguladoras permitirían reducir notablemente los gastos totales de inversión de las centrales. En el ciclo de combustibles de los reactores de este tipo se prevén reducciones de gastos más importantes. La irradiación del combustible, cuando éste es dióxido de uranio, puede probablemente aumentarse de 27 500 MWd/t (valor máximo corrientemente utilizado en el proyecto de estos reactores) hasta 40 000 MWd/t. También es posible reducir los gastos de elaboración de los elementos combustibles de dióxido de uranio revestidos de acero inoxidable.

#### 3. Reactores de agua hirviendo

En la actualidad, el desarrollo de este tipo de reactores sólo es ligeramente inferior al de los reactores de agua a presión. Ello se debe en parte a que puede aprovecharse para este sistema la experiencia y los conocimientos técnicos relativos a los reactores de agua a presión. También se debe a los excelentes resultados obtenidos con el reactor experimental de agua hirviendo, el reactor de agua hirviendo de Vallecitos y los reactores experimentales Borax, en los Estados Unidos, y con el reactor de la primera central atómica de la Unión Soviética, que ahora funciona con agua hirviendo.

Se están estudiando o se van a estudiar muchas innovaciones y perfeccionamientos técnicos que prometen un futuro brillante para los reactores de este tipo. Dichos estudios forman parte de proyectos tales como el reactor experimental de agua hirviendo, antes mencionado, que se está terminando de modificar para aumentar su potencia de 20 000 hasta 10 000 kW(t), y el reactor de agua hirviendo de Vallecitos, que sirve de planta piloto para la gran central de Dresden de 180 000 kW(e) recientemente puesta en servicio.

La experiencia tecnológica relativa a las unidades de este tipo se ha adquirido en los trabajos de proyecto y construcción de los reactores de Dresden Elk River, Northern States y otros reactores de agua hirviendo en los Estados Unidos, de varias unidades del mismo tipo en la Unión Soviética (Urales), en Italia (SENN) y en algunos otros países.

Como resultado de los conocimientos tecnológicos y prácticos adquiridos, será posible disminuir considerablemente en lo futuro los gastos de inversión y de combustible de estos reactores. Los gastos de inversión podrán reducirse simplificando el diseño (suprimiendo las grandes tuberías ascendentes y los intercambiadores de calor), aumentando la densidad de potencia, modificando las características del confinamiento del vapor y utilizando un dispositivo, nuclear o tradicional, para el sobrecalentamiento del vapor.



1. Se ha demostrado claramente la posibilidad técnica de utilizar reactores generadores, al menos los de agua a presión (hirviente o no hirviente) y los de uranio-grafito, refrigerados por gas o por agua, para generar electricidad en escala industrial.

2. En los cinco próximos años se sabrá a ciencia cierta si es técnicamente posible generar electricidad en escala industrial con reactores de moderador y refrigerante orgánicos y con reactores de agua pesada.

3. La posibilidad de utilizar reactores generadores en escala industrial en los países insuficientemente desarrollados y, en realidad, en cualquier país, depende no sólo de consideraciones técnicas, sino también de factores económicos y del personal especializado disponible.

4. Por ahora no es posible recomendar ningún tipo de reactor como el más indicado para su empleo en los países insuficientemente desarrollados. En cada caso particular, debe seleccionarse un tipo determinado, según los factores técnicos, económicos y de otra índole que intervengan.

5. Cuando un país decida construir una central nuclear y se quiera seleccionar el tipo de reactor más adecuado, debe tenerse presente que la elección entrañará, siempre, algún riesgo económico, debido a la falta de experiencia sobre explotación a largo plazo en escala industrial.

6. Debe tenerse presente que ningún tipo existente de reactor ha sido investigado o experimentado, en condiciones industriales, durante tiempo suficiente para que se pueda recomen-

dar sin reservas su utilización inmediata y exclusiva con el propósito de producir electricidad industrial sin fin experimental alguno. Las razones de ello son las siguientes:

a) Todos los reactores que funcionan en la actualidad, tanto grandes como pequeños, son unidades de carácter experimental o semiindustrial que sirven para los trabajos de perfeccionamiento de su respectivo tipo, o reactores de doble finalidad destinados a la producción de plutonio y de energía.

b) Ninguno de los reactores generadores existentes lleva funcionando más de cinco años (en numerosos casos el período de funcionamiento es mucho menor), es decir, todos estos reactores han estado en uso sólo una pequeña parte de la vida útil que se les ha calculado.

c) Todos los cálculos relativos al ciclo de combustible se basan en una serie de hipótesis que no se han comprobado en escala industrial. Aún no se ha puesto a punto en todos sus detalles un ciclo de combustible para ningún tipo de reactor; son menos seguros aún los datos estadísticos utilizados para los cálculos económicos referente al grado de combustión y al costo de la regeneración de los elementos combustibles empobrecidos.

7. En cambio, la ingeniería nucleoelectrónica progresa a un ritmo tal que en los cinco o diez próximos años se adquirirá experiencia suficiente para resolver los problemas fundamentales que plantea el funcionamiento eficaz de diferentes tipos de reactores generadores destinados a la producción de energía nucleoelectrónica rentable en muchos países del mundo.

## BIBLIOGRAFÍA

*Directory of Nuclear Reactors*, Vol. 1: "Power Reactors", publicado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (Viena, 1959)

U. M. Staebler, *La energía nuclear en los Estados Unidos: Investigación y desarrollo*. Memoria SMPR/46, presentada en la Conferencia sobre Reactores Generadores de Pequeña y Mediana Potencia (Viena, septiembre de 1960)

J. Melvin, *Estado actual del programa de energía nucleoelectrónica del Canadá*. Memoria SMPR/63, presentada en la Conferencia sobre Reactores Generadores de Pequeña y Mediana Potencia (Viena, septiembre de 1960)

J. Bussak et al., *Desarrollo del programa francés de reactores de gas*. Memoria SMPR/25, presentada en la Conferencia so-

bre Reactores Generadores de Pequeña y Mediana Potencia (Viena, septiembre de 1960)

*Gas cooled reactors*. Actas del simposio patrocinado conjuntamente por el Franklin Institute y la American Nuclear Society (10 y 11 de febrero de 1960)

F. Pittman, *Power reactor potentials*. Disertación ante el Atomic Industrial Forum Meeting (Washington D. C., 3 de noviembre de 1959)

*Civilian Power Program*, part I: "Current Status of Reactor Concepts". Informe TID-8615 (USAEC, 1959)

*Actas de la Segunda Conferencia Internacional de las Naciones Unidas sobre la Utilización de la Energía Atómica con Fines Pacíficos* (Ginebra, 1958) Vols. 1, 8 y 9.



#### 4. Sobrecalentamiento nuclear

Se espera que la producción de vapor sobrecalentado en los reactores sea económicamente más ventajosa que la del vapor saturado que ahora producen los reactores refrigerados por agua.

Los experimentos realizados en el reactor de la primera central atómica de la Unión Soviética para estudiar el sobrecalentamiento nuclear, han demostrado que es técnicamente posible introducir dicho perfeccionamiento en este tipo de reactores. En la región de los Urales se construye una gran central nucleoelectrica con reactores diseñados para tal sobrecalentamiento.

En los Estados Unidos se están ejecutando varios proyectos cuyo objetivo primordial es investigar la tecnología de los reactores con sobrecalentamiento nuclear. Entre estos proyectos cabe citar el Borax-5, que entrará en servicio en 1961, la central Pathfinder, con un reactor de 62 000 kW(e), cuya terminación está prevista para mediados de 1962, y el proyecto BONUS de la Jefatura de Recursos Hidráulicos de Puerto Rico, relativo a una central de 16 300 kW(e) cuya construcción, según se espera, estará terminada en 1963.

Debe advertirse que el sobrecalentamiento nuclear puede aplicarse a los reactores de agua a presión, a los de agua hirviente y a los de algunos otros tipos.

#### 5. Reactores refrigerados por gas

El empleo de los reactores refrigerados por gas se ha introducido ante todo en el Reino Unido y en Francia. La opinión predominante en otros países era que las propiedades relativamente desfavorables de los gases, como agentes de transmisión del calor, limitarían la densidad de potencia y la potencia específica del combustible, y que este inconveniente inherente al sistema disminuiría la utilidad de los reactores desde el punto de vista económico. Últimamente se han registrado muchos adelantos en la tecnología de esos reactores, lo que ha originado una intensificación de las investigaciones sobre modelos de este tipo. Entre esos adelantos cabe destacar:

a) El gran éxito de los programas del Reino Unido y de Francia y los notables progresos que se están logrando en el rendimiento de los primeros reactores de doble finalidad (productores de energía y de plutonio), de Calder Hall, Chapelcross y Marcoule.

b) El perfeccionamiento de la técnica de montaje *in situ* de grandes cámaras de presión de espesor cada vez mayor, lo que permite trabajar con una presión de gas más elevada y, por tanto, lograr una mayor transmisión de calor.

c) El empleo de hormigón presentado para construir cámaras de presión, introducido por los ingenieros franceses, que ha abierto perspectivas interesantes para los países menos desarrollados, pues permite prescindir de los costosos y complejos elementos necesarios para construir cámaras de presión de acero.

d) El empleo de  $UO_2$  como combustible capaz de soportar temperaturas elevadas durante largos períodos de irradiación.

e) La gran cantidad de datos obtenidos sobre elementos combustibles cerámicos de varios tipos experimentales.

Todos estos adelantos han reavivado el interés por los reactores de este tipo en los Estados Unidos, la República Federal de Alemania, Italia, el Japón, la República Socialista de Checoslovaquia, la Unión Soviética y el Canadá.

Los reactores refrigerados por gas pueden dividirse en los siguientes grupos:

Unidades que funcionan a base de uranio natural. A esta categoría pertenecen solamente los reactores heterogéneos de muy grandes dimensiones, moderados con grafito o agua pesada.

Este grupo comprende los reactores de Calder Hall y Chapelcross, los reactores reproductores de Marcoule, las centrales nucleoelectricas de la British Electricity Board y otras análogas de Italia y Japón, las centrales de la "Electricité de France" (EDF) y el reactor moderado con agua pesada y refrigerado por gas de la República Socialista de Checoslovaquia. En los Estados Unidos y en Francia se están proyectando también reactores refrigerados por gas y moderados con agua pesada.

Los reactores de uranio natural y moderados con grafito ya construidos, en construcción o encargados tendrán una potencia eléctrica global superior a 3 millones de kW, lo cual hace que este sistema sea en cierto sentido el más importante de todos.

La característica principal de esta clase de reactores es que utilizan uranio natural como combustible, lo que supone una ventaja para muchos países que no quieren depender de proveedores extranjeros de combustible nuclear enriquecido. Esta ventaja lleva aparejado un grave inconveniente, pues el empleo de uranio natural exige grandes reactores y obliga a utilizar grafito o agua pesada como moderador y gas como refrigerante.

En los reactores refrigerados por gas ese inconveniente puede evitarse utilizando combustible parcialmente enriquecido y elementos combustibles provistos de revestimiento metálico. A este grupo pertenece el reactor refrigerado por gas, de tipo perfeccionado, que se está construyendo en el Reino Unido y el reactor experimental refrigerado por gas, de los Estados Unidos.

La característica más notable de los reactores de combustible ligeramente enriquecido es que el gas alcanza en ellos temperaturas sensiblemente más elevadas que en los de uranio natural; además, es posible utilizar combustibles que permiten obtener un grado de combustión muy superior. Por ahora es difícil determinar entre qué límites oscila el rendimiento de los reactores de combustible ligeramente enriquecido. Aún no se ha puesto en servicio ningún reactor de este tipo, ni se ha realizado un número suficiente de ensayos en pila con el combustible y el revestimiento para determinar los factores limitativos.

Hay un tercer grupo de reactores refrigerados por gas que comprende los sistemas homogéneos o semihomogéneos de elevada temperatura, construidos enteramente con materiales refractarios. A él pertenecen el reactor "Dragón" (que están construyendo conjuntamente la OECE, el EURATOM y el Reino Unido en este último país), así como los reactores HTGR-1 y Sanderson-Porter de lecho de combustible granular (Estados Unidos) y el reactor Brown-Boveri-Krupp, también de lecho de combustible granular (República Federal de Alemania), todos ellos en la etapa de proyecto. Aparte de los importantes problemas aún no resueltos que plantea el combustible, se precisan conocimientos y experiencia más amplios para juzgar la importancia de las cuestiones que suscita el control y la eliminación de la contaminación del refrigerante por los productos de fisión. No obstante, los reactores refrigerados por gas parecen evolucionar hacia este sistema. Conviene señalar que una particularidad interesante de estos reactores es que ofrecen la posibilidad de utilizar racionalmente como combustible una materia prima básica, el torio, y de proporcionar a la vez energía nucleoelectrica rentable.

#### 6. Reactores de moderador y refrigerante orgánicos

La viabilidad técnica de este tipo de reactores ha sido confirmada por el correcto funcionamiento del reactor experimental de moderador orgánico (OMRE) de los Estados Unidos. Sin embargo, el OMRE no constituye un prototipo para central nucleoelectrica, sino más bien una instalación de irradiación en gran escala para estudiar el comportamiento de los compuestos orgánicos más interesantes, en condiciones análogas a las que reinan en los reactores generadores.

En la actualidad no existen reactores —ni como prototipos, ni de carácter experimental— que funcionen con refrigerante orgánico. La experiencia adquirida gracias al reactor experimental de moderador orgánico continúa siendo la principal fuente de información sobre el comportamiento de los compuestos orgánicos como moderador y refrigerante de reactores.

Para ampliar esa experiencia y acelerar el perfeccionamiento de variantes interesantes de este sistema básico, se ha empezado a construir en los Estados Unidos un reactor experimental de refrigerante orgánico, que estará terminado en 1962. En Piqua (Estados Unidos) se está construyendo también un reactor de 11 400 kW(e), de moderador y refrigerante orgánicos, cuya terminación está prevista para 1961.

En otros países existe considerable interés por este tipo de reactores, pero los trabajos de perfeccionamiento no están tan avanzados como en los proyectos mencionados.

Las principales características de los moderadores y refrigerantes orgánicos, observadas experimentalmente, hacen que la aplicación de éstos en los reactores generadores sea interesante tanto desde el punto de vista técnico como económico. Este sistema permite reducir los gastos de inversión, en comparación con el procedimiento de moderación y refrigeración por agua, porque funciona a menor presión y no origina la corrosión de muchos materiales para reactores, contrariamente a lo que sucede con los líquidos inorgánicos. En cambio, los elevados gastos de combustible, debidos al reducido grado de combustión que es posible alcanzar en cuerpos metálicos de tipo corriente, y los elevados gastos de explotación, consecuencia de la necesidad de reponer el compuesto orgánico a medida que es destruido por las radiaciones del reactor, exigen amplias investigaciones y experimentos.

Este sistema puede ser interesante si se consigue perfeccionar un nuevo tipo de elemento combustible y de material de revestimiento que alcancen una vida mucho más larga, aumentando la densidad de potencia en el cuerpo del reactor y la capacidad de transmisión de calor.

### 7. Reactores moderados con agua pesada

Los reactores generadores moderados con agua pesada, y los moderados con grafito y refrigerados con gas, revisten considerable interés, pues tal vez permitan utilizar uranio natural como combustible. Además, por su efecto particularmente favorable en la economía neutrónica, el empleo de agua pesada permite obtener grados de combustión muy superiores a los alcanzados en los reactores de uranio natural moderados con grafito. La técnica de empleo del agua pesada como moderador de reactores generadores no está muy avanzada en ningún país. Sin embargo, los programas de investigación y experimentación han permitido consolidar los principios fundamentales de este sistema, y el proyecto, la construcción y la explotación de muchos reactores de investigación en diferentes países han proporcionado gran cantidad de útiles conocimientos tecnológicos en esta materia. En el Canadá, país donde se ha estudiado este sistema con especial interés, se han reunido muchos datos teóricos y prácticos.

En la actualidad no funciona ningún reactor generador moderado con agua pesada, ni en la escala experimental ni en la industrial. Los primeros reactores generadores de este tipo entrarán en servicio en 1961-62, de modo que será imposible adquirir experiencia alguna sobre su funcionamiento antes de 1962-1963. No obstante, en algunos países se están efectuando ya trabajos sobre centrales dotadas de estos reactores. Como ejemplo pueden citarse: la central NPD-2 (Nuclear Power Demonstration-2), actualmente en construcción, y la CANDU, en proyecto, ambas del Canadá; un reactor generador de 17 000 kW(e), tipo tubos de presión, que está construyendo la empresa Carolina Virginia Nuclear Power Associates en los Estados Unidos, que estará terminado en 1962, y un reactor generador moderado con agua pesada y refrigerado por gas que se está construyendo en la República Socialista de Checoslovaquia. Otros países, como Francia, el Reino Unido y la Unión Soviética están ejecutando proyectos de reactores generadores moderados con agua pesada. Hace poco ha entrado en servicio en Halden (Noruega) un reactor de agua pesada hirviendo para calefacción por sectores, con una potencia definitiva de 20 000 kW(t).

Los reactores generadores de grandes dimensiones, con uranio natural como combustible y agua pesada como moderador, exigirán grandes gastos de inversión y su potencia térmica deberá ser muy elevada para que resulten rentables. Por ello, es poco probable que los reactores generadores moderados con agua pesada, de pequeña potencia, puedan competir con otros tipos de la misma potencia. Es posible reducir las dimensiones de

estos reactores empleando uranio enriquecido, pero entonces la utilización de agua pesada pierde una de sus principales razones de ser.

Por encontrarse este sistema en una etapa inicial de evolución, las posibilidades de perfeccionarlo para aplicarlo a la producción de energía eléctrica no son tan evidentes como en otros tipos de reactores más desarrollados. No obstante, el costo de la energía generada en estos reactores podría reducirse sensiblemente si se lograra introducir en ellos el empleo de los tubos de presión en lugar de una cámara de presión, con lo que aumentaría la densidad de potencia y el grado de combustión del combustible.

### 8. Reactores de nuevos tipos

Continúan las investigaciones y experimentos sobre algunos tipos de reactores que parecen ofrecer ciertas ventajas, pero que aún no han progresado hasta un punto en que se pueda garantizar su viabilidad técnica o juzgar objetivamente su valor práctico. Entre esas investigaciones pueden citarse los estudios sobre reactores homogéneos acuosos que se efectúan con el segundo reactor homogéneo experimental, el montaje, en los Estados Unidos, de un reactor experimental que utiliza una aleación fundida de plutonio como combustible, y los trabajos sobre reactores de neutrones térmicos, intermedios y rápidos, refrigerados por sodio. Los más importantes de éstos son el reactor reproductor experimental N° 1 (Estados Unidos), el BR-5 (Unión Soviética) y el reactor de neutrones rápidos de Dounreay (Reino Unido). Se están investigando muchos sistemas nuevos para examinar las posibilidades que ofrecen desde el punto de vista experimental. Entre ellos merecen destacarse: a) el reactor de sales fundidas, a base de sales fundidas de uranio, torio y berilio; b) el reactor de óxido de berilio, refrigerado por gas a elevada temperatura, y c) el reactor de lecho de combustible granular, que utiliza pequeñas esferas de grafito impregnado de carburo de uranio, contenidas en un recipiente en forma de tolva, y refrigerado por gas, probablemente helio. También se efectúan estudios preliminares sobre sistemas de conversión directa mediante dispositivos termoiónicos, termoelectrónicos y magnetohidrodinámicos. Es de esperar que tales dispositivos permitan, a largo plazo, aprovechar más racionalmente la extraordinaria capacidad de los combustibles nucleares para producir altas temperaturas.

Además de los trabajos específicos que se efectúan sobre los distintos tipos de reactores, en varios países se llevan a cabo programas nacionales de investigación sobre tecnología nuclear, de alcance mucho más vasto, cuyos resultados son aplicables en general a toda instalación nuclear. El objeto de esas actividades es obtener datos relativos a los combustibles y a los materiales de los reactores, a la física de los reactores, a los elementos constitutivos de éstos y a su equipo auxiliar, realizar investigaciones técnicas de carácter general y básico, estudiar la viabilidad y el interés práctico de nuevos métodos de perfeccionamiento de reactores, y facilitar medios, tales como reactores de ensayo y de investigación y dispositivos de manipulación a distancia, para su aplicación al estudio y perfeccionamiento de los reactores. Los progresos que se realizan en esta esfera contribuyen a disminuir el costo de producción de la energía nucleoelectrónica mediante innovaciones en muchos tipos de reactores y una reducción del costo global del ciclo del combustible. La finalidad de dichas actividades consiste también en elaborar métodos de regeneración del combustible que permitan tratar combustibles de tipos nuevos a los que no se pueden aplicar los actuales procedimientos. Comprenden, además, el estudio y elaboración de métodos prácticos para manipular y evacuar sin riesgos la gran variedad de desechos radioactivos que origina el aprovechamiento de la energía nuclear.

### 9. Conclusiones

De la anterior exposición pueden deducirse las siguientes conclusiones:

## VII. RÉGIMEN LEGAL E INSTITUCIONAL

### EL RÉGIMEN LEGAL E INSTITUCIONAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

por *Rafael de Pina Vara* \*

#### INTRODUCCIÓN

El propósito de este trabajo es señalar las características principales del régimen legal e institucional de la industria eléctrica en América Latina, así como destacar, en ciertos casos, los motivos y las tendencias a los cuales dicho régimen parece responder.

No se pretende, en modo alguno, hacer un análisis crítico de los diversos temas tratados por las legislaciones eléctricas latinoamericanas, sino solamente proporcionar una información mínima sobre los mismos, que pueda servir de base para un debate de los problemas más destacados que plantea una industria de tan trascendental importancia.

Un trabajo de esta índole, para ser completo, exigiría, desde luego, el examen exhaustivo de los ordenamientos legales latinoamericanos, que en alguna forma regulan aspectos de la industria eléctrica, así como la revisión minuciosa de las disposiciones dictadas en materia de dominio y aprovechamiento de recursos naturales, e inclusive de las respectivas leyes constitucionales, administrativas, fiscales, civiles, etc. Sin embargo, considerando por una parte la dificultad de reunir y revisar en el corto tiempo disponible para la elaboración de este trabajo la documentación legal completa y, por la otra, la índole meramente informativa de nuestro propósito, hemos tenido que limitarnos al examen de sólo algunos de los ordenamientos relativos a la industria eléctrica y al aprovechamiento de los recursos naturales íntimamente conectados con ella, procurando elegir los de aquellos países que han demos-

trado un mayor interés y un evidente desarrollo en materia de electrificación. Nuestro examen se limita, además, a aquellas actividades de la industria eléctrica que constituyen servicio público.

Principalmente han sido examinadas las siguientes disposiciones: *Argentina*: ley nº 15336, 15 de septiembre de 1960 (Ley Nacional de la Energía Eléctrica); *Brasil*: 1) decreto nº 24643, 10 de julio de 1934 (Código de Aguas); 2) decreto-ley nº 300, 24 de febrero de 1938; 3) decreto-ley nº 852, 11 de noviembre de 1938 (modifica el Código de Aguas); 4) decreto-ley nº 1285, 18 de mayo de 1939 (crea el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica); 5) decreto-ley nº 1345, 14 de junio de 1939 (regula el suministro de energía eléctrica entre empresas); 6) decreto-ley nº 1543, 23 de agosto de 1939 (modifica el decreto-ley nº 1285 citado); 7) decreto-ley nº 1699, 24 de octubre de 1939 (sobre el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica y su funcionamiento); 8) decreto-ley nº 2281, 5 de junio de 1949 (sobre la tributación de las empresas de energía eléctrica); 9) decreto-ley nº 3128, 19 de marzo de 1941 (sobre la valuación de bienes de empresas eléctricas); 10) decreto-ley nº 3673, 25 de octubre de 1941 (consolida disposiciones sobre aguas y energía eléctrica); 11) decreto-ley nº 5287, 26 de febrero de 1943 (sobre los órganos auxiliares del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica); 12) ley nº 2308, 31 de agosto de 1934 (instituye el Fondo Federal de Electrificación y el impuesto único a la energía eléctrica); 13) decreto nº 36578, 8 de diciembre de 1954 (aprueba el reglamento para el control y recaudación del impuesto único a la energía eléctrica); 14) decreto nº 40007, 20 de septiembre de 1956 (sobre la distribución y aplicación del Fondo Federal de Electrificación y del impuesto único a la energía eléctrica); 15) ley nº 2944, 8 de noviembre de 1956 (sobre la distribución y aplicación del impuesto único a la energía eléctrica perteneciente a los estados, Distrito Federal y municipios); 16) decreto nº 40499, 6 de diciembre de 1956 (sobre la distribución y aplicación del Fondo Federal de Electrificación y del impuesto único a la energía eléctrica); 17) decreto nº 41019, 26 de febrero de

\* Documento ST/ECLA/CONF.7/L.7.1 y Add.1.—Abreviaturas usadas: *Argentina*: L., ley nº 15336, 15 de septiembre de 1960 (Ley Nacional de la Energía Eléctrica). *Brasil*: C. A., decreto nº 24643, 10 de julio de 1934 (Código de Aguas); R., decreto nº 41019, 26 de febrero de 1957. *Chile*: C. A., ley nº 9909, 13 de abril de 1951 (Código de Aguas); LSE, decreto con fuerza de ley nº 4, 24 de julio de 1959 (Ley de Servicios Eléctricos). *Costa Rica*: LSNE, ley nº 258, 18 de agosto de 1941 (Ley del Servicio Nacional de Electricidad). *México*: LIE, Ley de la Industria Eléctrica, 31 de diciembre de 1938; RLIE, Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, 11 de septiembre de 1945; LAPN, Ley de Aguas de Propiedad Nacional, 30 de agosto de 1934. *Nicaragua*: LIE, decreto nº 11-D, 1º de abril de 1957 (Ley sobre la Industria Eléctrica). *Panamá*: D. L., decreto-ley nº 31, 27 de septiembre de 1958. *Perú*: LIE, ley nº 12378, 8 de julio de 1955 (Ley de Industria Eléctrica); RLIE, decreto nº 3, 5 de enero de 1956 (Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica); C. A., Código de Aguas, 24 de febrero de 1902.

1957 (reglamenta los servicios de energía eléctrica); *Chile*: 1) ley n° 9909, 13 de abril de 1951 (aprueba el Código de Aguas); 2) D. F. L. n° 4, 24 de julio de 1959 (Ley General de Servicios Eléctricos); *Costa Rica*: 1) ley n° 258, 18 de agosto de 1941 (Ley del Servicio Nacional de Electricidad); 2) decreto-ley n° 449, 8 de abril de 1949 (crea el Instituto Costarricense de Electricidad); *México*: 1) ley de Aguas de Propiedad Nacional de 30 de agosto de 1934; 2) Reglamento de la Ley de Aguas de Propiedad Nacional, 24 de marzo de 1936; 3) Ley del Impuesto sobre producción e introducción de energía eléctrica, 29 de diciembre de 1932; 4) ley del impuesto sobre consumo de energía eléctrica, 31 de diciembre de 1938; 5) Ley de la Industria Eléctrica, 31 de diciembre de 1938; 6) Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, 11 de septiembre de 1945; 7) Clasificación Uniforme de Cuentas, 11 de septiembre de 1945; 8) decreto de 30 diciembre de 1948, que crea la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas; 9) decreto de 11 de enero de 1949, que establece bases para el funcionamiento de la Comisión Federal de Electricidad; 10) Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas, 21 de febrero de 1950; 11) Reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, 15 de septiembre de 1952; *Nicaragua*: 1) decreto n° 102, 14 de octubre de 1954 (dicta la Ley Constitutiva de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza Eléctrica); 2) decreto n° 18-D, 21 de marzo de 1955 (crea la Comisión Nacional de Energía); 3) decreto n° 11-D, 1° de abril de 1957 (Ley sobre la Industria Eléctrica); *Panamá*: 1) decreto-ley n° 17, 29 de agosto de 1957 (crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica); 2) decreto-ley n° 31, 27 de septiembre de 1958 (establece normas sobre la industria eléctrica); *Perú*: 1) Código de Aguas, 24 de febrero de 1902; 2) ley que crea el Consejo Superior de Aguas, 20 de junio de 1937; 3) ley n° 4391, 21 de octubre de 1921 (sobre aprovechamiento de las aguas como fuerza motriz); 4) ley n° 11195, 11 de octubre de 1949 (sobre el aprovechamiento de la energía hidráulica del país); 5) ley n° 12378, 8 de julio de 1955 (Ley de Industria Eléctrica); 6) decreto n° 3, 5 de enero de 1956 (Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica); 7) Sistema de Clasificación Uniforme de Cuentas, anexo al anterior Reglamento; 8) Código Eléctrico Nacional, aprobado por resolución suprema n° 2, 5 de enero de 1955; *Uruguay*: ley n° 4273, 21 de octubre de 1912, que crea la Administración General de las "Usinas Eléctricas del Estado".

Se ha dicho que la energía eléctrica es uno de los instrumentos más eficaces para el progreso económico y el bienestar de los pueblos. En efecto, el desarrollo industrial de un país depende en gran parte de la posibilidad de contar con energía eléctrica abundante y a precio bajo; además, el nivel de vida de un pueblo está relacionado con la posibilidad de consumo de esa fuerza. Destácase, pues, la importancia decisiva de la electricidad en cuanto a factor determinante de un desarrollo económico pleno y como elemento fundamental de bienestar.

La trascendencia del problema plantea, como acertadamente se ha señalado, "la necesidad imprescindible de establecer una política en materia de energía en cada uno de los países latinoamericanos. Los objetivos de esa política consistirían en asegurar el cumplimiento de las metas propuestas en cuanto a producción, y en obtener el financiamiento necesario para que se pueda disponer de energía en las cantidades y formas requeridas por el desarrollo económico".<sup>1</sup>

Entre los factores que influyen en una política de ese género debe mencionarse la necesidad de una legislación integral y orgánica en materia de energía eléctrica y la creación de los organismos oficiales encargados de administrarla, definiendo las relaciones entre aquéllas y la administración pública y el sector de la actividad privada.

Las actividades de la industria eléctrica, considerada básica para el desarrollo económico y social, requieren una regulación legislativa específica, que contenga una orientación general de la política eléctrica del estado, garantice a la vez los intereses de las empresas de electricidad y sus consumidores, y provea las normas y los instrumentos necesarios (técnicos, administrativos y financieros) para el control y vigilancia de una actividad tan esencial para el progreso y bienestar nacionales. Además, una legislación integral y orgánica sobre electricidad supone la solución del problema eléctrico no como un problema económico y social aislado, sino íntimamente conectado, coordinado, con el de la economía y bienestar generales de la nación. Es decir, las soluciones legales en materia eléctrica deben formar parte del programa de soluciones previstas para el desarrollo económico general.

El suministro o abastecimiento de energía eléctrica, por su importancia trascendente, es considerado generalmente como "servicio público" y, en consecuencia, como una actividad de "utilidad pública" o de "interés general", cuyo riguroso control concierne a la función estatal. La reglamentación, en el marco legal e institucional, influye decisivamente en el desarrollo eléctrico de los países, acelerándolo o facilitándolo cuando sus soluciones son acertadas y prácticas, y entorpeciendo cuando contiene normas inconexas o meramente circunstanciales, o cuando dicha reglamentación no existe. Con referencia a Guatemala, *v. gr.*, donde no existe ni un Código Eléctrico ni una Ley Reguladora del Servicio Público de Electricidad, se ha dicho: "... a esa falta de legislación se debe, indiscutiblemente, que en nuestra electrificación se haya producido una especie de anarquía en las obras e instalaciones ejecutadas hasta la fecha y asimismo haya existido un descontrol en la elaboración de las tarifas vigentes. . . Otras consecuencias de la falta de legislación y reglamentación en la industria eléctrica nacional es el descontrol de estadísticas referentes a producción y consumo de energía eléctrica, que trae como resultado una acumulación de energía restringida, esto por su

<sup>1</sup> La energía en América Latina (E/CN.12/384/Rcv.1), publicación de las Naciones Unidas (N° de venta: 1957.II.G.2), p. 14.

parte, influye naturalmente en lo elevado de las tarifas y con ello al poco desarrollo industrial y económico-social del país. . . Por la falta de un Código de Electricidad, se han construido nuestras hidroeléctricas únicamente con el fin de llenar las necesidades del momento, sin considerar un plan de electrificación nacional, en el cual se puedan interconectar todas las centrales productoras de energía eléctrica. . .”<sup>2</sup>

Es indiscutible, pues, la necesidad de una legisla-

<sup>2</sup> Normas y legislación eléctrica en Guatemala (CCE/SC.5/1/DT/7), 1959, p. 1.

## A. RÉGIMEN LEGAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

### 1. Objeto de las legislaciones sobre la industria eléctrica

Algunos de los ordenamientos examinados contienen declaraciones expresas de los fines que persiguen. Deben citarse como principales los siguientes: 1) Regular la generación, transformación, transmisión, distribución, compraventa, utilización y consumo de la energía eléctrica, con el fin de obtener su mejor aprovechamiento en beneficio de la colectividad (Argentina, L., art. 1º; México, LIE, art. 1º, fr. I; Nicaragua, LIE, art. 1º, fr. I; Panamá, D. L., art. 1º, frs. I y II; Perú, LIE, art. 7º, fr. I); 2) Fijar los requisitos a que debe sujetarse el otorgamiento de concesiones para el ejercicio de la industria eléctrica (México, LIE, art. 1º, fr. IV; Nicaragua, LIE, art. 1º, fr. V; Panamá, D. L., art. 1º, fr. VI; Perú, LIE, art. 7º, fr. VI); 3) Asegurar un servicio técnicamente adecuado a las necesidades del país y de los consumidores (Brasil, R., art. 119 y C. A., art. 178); 4) Fomentar el desarrollo y el mejoramiento de la industria eléctrica en el país (México, LIE, art. 1º, fr. II; Nicaragua, LIE, art. 1º, fr. II; Panamá, D. L., art. 1º, fr. II; Perú, LIE, art. 7º, fr. II); 5) Estimular la inversión del capital privado en la industria de electricidad, garantizando su recuperación y un adecuado interés al capital invertido en obras e instalaciones destinadas al servicio público (Nicaragua, LIE, art. 1º, fr. IV; Panamá, D. L., art. 1º, fr. III; Perú, LIE, art. 7º, fr. III); 6) Garantizar la estabilidad económica y financiera de las empresas eléctricas (Brasil, R., art. 119 y C. A., art. 178); 7) Establecer tarifas razonables para la remuneración del servicio eléctrico (Brasil, R., art. 119 y C. A., art. 178); 8) Establecer normas para la protección y seguridad de la vida e intereses de las personas, en lo que se relacione con la energía eléctrica (México, LIE, art. 1º, fr. III; Nicaragua, LIE, art. 1º, fr. III; Panamá, D. L., art. 1º, fr. V; Perú, LIE, art. 7º, fr. V).

Se hace referencia, como queda dicho, a declaraciones expresas de las diversas legislaciones mencionadas, ya que las que no lo han sido también regulan, en términos generales, las finalidades indicadas.

ción eléctrica adecuada en todos los países latinoamericanos, que regule íntegra y orgánicamente las actividades de la industria eléctrica y propugne por su mejor y más amplio desarrollo.

El resumen que se presenta pretende mostrar el panorama legal e institucional de la industria eléctrica en algunos países latinoamericanos, examinando, sin discutir, pero dando base para su discusión, las soluciones legislativas sobre los problemas más importantes que plantea esta actividad de tan grande importancia económica.

### 2. La industria eléctrica como actividad de utilidad pública y como servicio público

Las actividades de generación, transformación, transmisión, distribución, compraventa, utilización y consumo de energía eléctrica, comprendidas en la denominación genérica de “industria eléctrica”, son calificadas generalmente como de “utilidad pública”, para todos los efectos legales. En este sentido se expresan las legislaciones de Argentina (L., art. 3º, que habla de interés general), Brasil (C. A., art. 140), México (LIE, art. 3º), Nicaragua (LIE, art. 5º), Panamá (D. L., art. 5º) y Perú (LIE, art. 3º), y tácitamente reciben dichas actividades la misma calificación en los otros ordenamientos examinados, con lo cual trata de destacarse que la industria eléctrica representa un interés general, y que en caso de conflicto entre éste y los intereses privados (de las empresas eléctricas, de los consumidores o de terceros) éstos deben inclinarse ante aquél.

También esta noción de interés general es elemento esencial en la definición de servicio público. En efecto, el servicio público tiene por objeto la satisfacción de una necesidad de interés general. El estado erige una determinada actividad en servicio público cuando estima que la necesidad pública a la que corresponde esta actividad sería insatisfecha o mal satisfecha libremente por la iniciativa privada. Por tanto, es la satisfacción de una necesidad de interés general la que justifica y anima al servicio público.<sup>3</sup> Precisamente, desde este punto de vista, el suministro de energía eléctrica para uso colectivo (alumbrado público, comercial y particular y para usos industriales de terceros) constituye típicamente un “servicio público”, en cuanto existe un indudable interés nacional en explotar y extender los servicios de electricidad en forma tal que queden cubiertas continua y eficientemente las necesidades del crecimiento económico general y del bienestar social. Expresamente califican como “servicio público” al de suministro de energía eléctrica para uso colectivo las legislaciones de Argentina (L., art. 3º), Nicaragua (LIE, art. 7º), Panamá (D. L., art. 6º) y Perú (LIE, art. 4º), y, tácitamente, todas las demás examinadas.

<sup>3</sup> Laufenburger, *La intervención del Estado en la vida económica* (México, 1942), p. 19.

### 3. *La nacionalización de los servicios públicos eléctricos y la colaboración o participación de la iniciativa privada*

Ahora bien, el estado, en cumplimiento de su finalidad promotora del desarrollo económico y del bienestar social, se ve impelido a procurar la eficaz prestación de los servicios públicos eléctricos, reservando para sí el ejercicio de tal actividad, o permitiendo la colaboración o participación de los particulares, siempre bajo su control, y sin perjuicio de su actividad paralela o sustituta cuando la iniciativa privada es insuficiente o ineficaz para lograrlo.

Pueden distinguirse, pues, dos orientaciones y sistemas fundamentales: la nacionalización de los servicios públicos eléctricos, que supone la facultad exclusiva del estado de tomar directamente, o a través de organismos públicos descentralizados o empresas de participación estatal, la actividad eléctrica de suministro, y aquélla que abandona este campo a la iniciativa privada, sin descartar el control y vigilancia permanente del poder público, ni excluir la facultad del estado de prestar directamente los servicios de electricidad.

Con excepción de Uruguay, todas las legislaciones examinadas vigentes (Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México, Nicaragua, Panamá y Perú), adoptan la orientación señalada en segundo lugar. Inclusive, algunas de ellas (Nicaragua, LIE, art. 1º, fr. IV; Panamá, D. L., art. 1º, fr. III; Perú, LIE, art. 7º, fr. III), declaran expresamente, según vimos, que tienen por objeto, entre otros, el de “estimular la inversión del capital privado en la industria de electricidad”.

La exposición de motivos de la Ley de la Industria Eléctrica del Perú, explica su posición al respecto: “La segunda de las directivas confrontadas, que permite el mantenimiento de la industria en manos del capitalista privado —mientras la acción de éste se desenvuelva dentro de límites honestos, cuyo riguroso control concierne a la función estatal—, constituye la tendencia aconsejable porque permite acrecentar la potencialidad del país al fomentar la inversión de capitales nacionales y extranjeros sin excluir la posibilidad de adquisición por el estado de acuerdo con planes prudentes y previsores”.

Por el contrario, en el Uruguay, Costa Rica y México se encuentran principios contrarios al régimen de la iniciativa privada. En efecto, de acuerdo con el artículo 6º de la ley nº 4273 (21 de octubre de 1912) del Uruguay, se confirió a las “Usinas Eléctricas del Estado”, “con exclusión de toda otra empresa o persona, la provisión a terceros de energía eléctrica para alumbrado, fuerza motriz, tracción y demás aplicaciones en todas las ciudades y pueblos de la República”. Así, pues, la entidad oficial autónoma antes citada tiene en Uruguay el monopolio de la generación y venta de energía de uso público en todo el territorio nacional.

En Costa Rica, donde se permite la participación del capital privado en el ejercicio de la actividad pública de servicio eléctrico, la legislación vigente establece, sin embargo, un principio fundamental contra-

rio a aquella tendencia. En efecto, el artículo 49 de la Ley del Servicio Nacional de Electricidad, dispone como máxima finalidad de la Junta del Servicio Nacional de Electricidad la de mantener “la nacionalización eléctrica, preocupándose en todo tiempo por la mejor realización y efectividad posible de ese ideal nacional hasta donde las circunstancias existentes lo permitan y sea más conveniente para la República. Por consiguiente —añade el precepto citado—, dedicará especial atención a todo plan, proyecto o medida que en tal sentido se le someta, procediendo a las investigaciones, estudios y gestiones que estimare necesarios y favorables para tal propósito”.

Por lo que a México se refiere, es imprescindible señalar la reciente tendencia de la política estatal en materia eléctrica y la modificación esencial que la vigente regulación legal sufrirá en un futuro inmediato. En efecto, considerando el estado mexicano que el desarrollo económico del país está estrechamente vinculado con la creciente electrificación del mismo y que la iniciativa privada es incapaz del esfuerzo e inversión requeridos para incrementarla, prácticamente, a través de la adquisición de las empresas eléctricas privadas de mayor importancia (Impulsora de Empresas Eléctricas y Compañía Mexicana de Luz y Fuerza), ha realizado la nacionalización de una actividad que considera imprescindible para acelerar su proceso de industrialización. En este sentido, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (de 5 de febrero de 1917), por iniciativa del Poder Ejecutivo, ha sufrido una modificación esencial, al adicionarse el párrafo sexto de su artículo 27, en tal forma que en lo sucesivo no se expedirán concesiones a particulares para la realización de actividades de la industria eléctrica que constituyan servicio público, quedando la explotación de esa industria sujeta a las disposiciones de la Ley Reglamentaria correspondiente que habrá de expedirse.

La exposición de motivos de la iniciativa de ley presentada al Congreso de la Unión por el Ejecutivo Federal mexicano expresa: “Las crecientes demandas de energía eléctrica en la agricultura, en la industria, en las comunicaciones y transportes, así como en las diversas actividades económicas de la población urbana y rural, nos imponen la tarea indeclinable de atenderlas de acuerdo con el ritmo de su crecimiento. La prestación del servicio público de abastecimiento de energía eléctrica, comprendiendo la generación, transformación y distribución. . . deben ser realizados directamente por el estado, a través de los órganos competentes, ya que México ha sostenido tradicionalmente la tesis de que los recursos naturales y las fuentes de energía básicas, han de estar al servicio de la colectividad y de la elevación de los niveles de vida del pueblo mexicano. . . La generación, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica deben sustentarse en razones de beneficio social y no en motivos de interés particular. . .”

El texto propuesto por el Ejecutivo Federal como adición al párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política mexicana y promulgado por decreto de



23 de diciembre de 1960 (publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 del mismo mes y año), es el siguiente: "Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieren para dichos fines".

En esta forma el estado mexicano se hará cargo, de manera exclusiva, de la satisfacción de las necesidades eléctricas del país.

La reforma constitucional, a su vez, implicará la modificación y reestructuración del régimen legal de la industria eléctrica en México. Será precisa una ley reglamentaria sobre la materia, que contenga las reglas a las que deba sujetarse la actividad eléctrica que la nación se reserva en forma exclusiva, la administración y el control de dicha actividad. Deberán señalarse, además, las normas a que se sujetarán las concesiones otorgadas con anterioridad a la vigencia de la reforma.

Con esta aclaración se mencionan a continuación las disposiciones vigentes sobre la industria eléctrica en México, que de hecho tienen ya el carácter de transitorias en muchos aspectos.

Ahora bien, considerando el supuesto generalmente aceptado de la participación de los particulares (o iniciativa privada) en la prestación de los servicios públicos eléctricos, es interesante destacar la tendencia monopólica inherente a todas las empresas de servicio público.<sup>4</sup> Se señala como una de sus características esenciales la falta de competencia efectiva, lo que da a la empresa un excesivo poder económico y de contratación, suficiente para imponer unilateralmente condiciones a quienes no pueden prescindir de sus servicios,<sup>5</sup> o se dice que son aquéllas que tienden, por circunstancias técnicas, a adoptar la forma de monopolio y cuyas actividades requieren la intervención estatal para proteger los intereses de los consumidores.<sup>6</sup> Esta tendencia no es ajena a la industria de electricidad. En efecto, como señala Lara Beautell (*op. cit.*, p. 70), "Existe un monopolio de hecho como base de los negocios eléctricos. Protegidas de la competencia interior por las concesiones y de cualquier posibilidad de competencia exterior por las mismas concesiones y por las dificultades de conducción, las compañías eléctricas son, en toda la extensión de la palabra, monopolios con poderes limitados por el Estado".

Pero si el interés público y las necesidades económicas y técnicas pueden exigir que las empresas de servicios eléctricos reciban privilegios que tienden al monopolio, es evidente que una estructura de tal naturaleza debe quedar sometida, también en interés público, a una reglamentación muy estricta. Las consideraciones anteriores pretenden subrayar una vez más la necesidad y el motivo de una legislación adecuada en

materia eléctrica, mediante la cual pueda dirigirse y controlarse la participación y la colaboración de los particulares en la prestación del servicio público de electricidad.

Veremos a continuación las características de ese régimen legal en algunos países de América Latina.

#### 4. El régimen de la concesión

La facultad de los particulares para desarrollar la actividad consistente en la prestación de un servicio público de suministro de energía eléctrica deriva de un acto del estado que comúnmente recibe el nombre de *concesión*. Esto es, para la explotación de una empresa de servicio público de electricidad, es indispensable obtener la correspondiente concesión del Poder Público.

Así se establece en las legislaciones de Argentina (L., arts. 11 y 14), Brasil (R., art. 65), Chile (LSE, art. 1º), Costa Rica (LSNE, art. 5º), México (LIE, art. 5º), Nicaragua (LIE, art. 11), Panamá (D. L., art. 12) y Perú (LIE, art. 12).

##### a) Autoridad otorgante

La facultad de otorgar concesión para actividades de la industria eléctrica corresponde a autoridades distintas, según los países, e implica la intervención de diversas entidades, intervención que se refiere tanto al examen e instrucción técnica y administrativa de las solicitudes, cuanto a la determinación de si las mismas, y en su oportunidad el otorgamiento de la concesión, no se opone a proyectos de aprovechamiento de recursos naturales o a planes de electrificación de carácter nacional.

Por lo general las concesiones se otorgan directamente por el Poder Ejecutivo. En Argentina (en el ámbito de la jurisdicción nacional), se otorgan por el Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal de la Energía Eléctrica (L., art. 11); en Brasil, por Decreto del Presidente de la República, refrendado por el Ministerio de Agricultura, previa la opinión del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (R., art. 81); en Chile, por el Presidente de la República, previo informe de la Dirección General de Servicios Eléctricos (LSE, art. 15); en México, por el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Industria y Comercio (LIE, art. 2); en Nicaragua, por Acuerdo Ejecutivo, previo dictamen de la Comisión Nacional de Energía (LIE, art. 12); en Panamá, por resolución, del Órgano Ejecutivo, a través del Ministerio de Obras Públicas, previa recomendación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (D. L., art. 13) y en Perú, por el Supremo Gobierno, por intermedio del Ministerio de Fomento y Obras Públicas, previo dictamen del Consejo Superior de Electricidad (LIE, arts. 13 y 157).

En Costa Rica, el otorgamiento de las concesiones compete al Servicio Nacional de Electricidad, que es una institución del estado al que representa en esta

<sup>4</sup> Lara Beautell, *La industria de energía eléctrica* (México, 1953), p. 77.

<sup>5</sup> Thompson y Smith, *Public Utility Economics*, p. 56.

<sup>6</sup> Hawtrey, *Public Administration* (Londres, 1932), Vol. IV., p. 352.

materia (LSNE, arts. 6 y 34). Cuando se trata de concesiones para capacidad superior a 500 HP, se requiere la aprobación del Congreso Constitucional (LSNE, art. 7).

En el Brasil, las atribuciones propias del Poder Ejecutivo para el otorgamiento de concesiones eléctricas, podrán ser transferidas a los distintos estados, siempre que éstos cuenten con servicios técnico-administrativos eficientes a los cuales queden conferidos todos los asuntos relativos al estudio y valoración del potencial hidráulico, su aprovechamiento industrial, inclusive su transformación en energía eléctrica y su explotación (C. A., art. 191 y R., arts. 37 y 38).

Es interesante destacar en relación con el tema que nos ocupa la intervención de determinadas entidades en el proceso administrativo de concesión, intervención que, por regla general, tiene por objeto lograr una coordinación en materia de planificación eléctrica o un mejor empleo de los aprovechamientos energéticos nacionales.

Así, en el Brasil (R., arts. 8º y 9º), el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica debe opinar sobre las solicitudes de concesión que se presenten, pudiendo señalar sustitutivos a las soluciones propuestas y también, cuando se trate de concesiones que impliquen el aprovechamiento de recursos hidráulicos, deberán serle sometidos los estudios, proyectos y planes formulados, con el fin de procurar el aprovechamiento racional de los citados recursos. El Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica podrá, en este último caso, ordenar la elaboración de estudios complementarios.

En México, la Ley de la Industria Eléctrica (art. 12) establece que no se otorgarán concesiones si ello implica desacuerdo con los planes de electrificación que formule la Comisión Federal de Electricidad. Para dicho efecto, la Secretaría de Industria y Comercio, antes de tramitar las solicitudes de concesión, consulta a la Comisión Federal de Electricidad, la cual dispone de un plazo de diez días, prorrogable por otros tantos, para exponer a la citada Secretaría sus puntos de vista sobre el particular. Vencido el plazo y la prórroga, en su caso, sin que la Comisión Federal de Electricidad exponga lo conducente, se considerará que no existe oposición con sus planes de electrificación (RLIE, art. 20).

En Nicaragua (LIE, art. 24), Panamá (D. L., art. 29) y Perú (LIE, art. 28) no deberán otorgarse concesiones cuando ello implique desacuerdo con los respectivos planes de electrificación nacional, cuya determinación corresponde a la Comisión Nacional de Energía (en Nicaragua), a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (en Panamá) y al Consejo Superior de Electricidad (en el Perú).

#### b) *Calidad del solicitante*

A este respecto pueden distinguirse dos grupos o sistemas de legislaciones. El Brasil (C. A., art. 195), Chile (LSE, art. 17) y México (LIE, art. 15) adoptan en sus respectivas legislaciones la norma que esta-

blece que sólo a sus nacionales, personas físicas o morales, podrán ser otorgadas concesiones para el servicio público de electricidad. Por el contrario, de acuerdo con las leyes de Nicaragua (LIE, art. 25), Panamá (D. L., art. 32) y el Perú (LIE, art. 30), las concesiones eléctricas podrán ser otorgadas a personas físicas o morales nacionales o extranjeras, siempre que en este último caso tengan su domicilio o sede en territorio nacional.

En el Brasil, según el artículo 7º del decreto-ley nº 852 (11 de noviembre de 1938), que modifica el Código de Aguas, las acciones con derecho a voto de las sociedades brasileñas titulares de concesiones eléctricas sólo podrán pertenecer a brasileños, o a la Unión, estados o municipios, o a empresas brasileñas.

En aquellos países que admiten al posibilidad del otorgamiento de concesiones a extranjeros, se establece: 1) la renuncia del concesionario extranjero de ocurrir a la vía diplomática para la resolución de cualquier diferencia relacionada con la concesión; 2) el sometimiento del concesionario extranjero a las leyes y tribunales del país otorgante (Nicaragua, LIE, arts. 27, fr. X y 144; Panamá, D. L., arts. 8 y 32; Perú, LIE, art. 6º y 32).

#### c) *Traspaso de la concesión*

Se encuentra establecido en forma general el principio que dispone que la concesión de servicio eléctrico solamente podrá ser traspasada o enajenada mediante la previa autorización de la autoridad otorgante (Argentina, L, art. 19; Brasil, R., art. 8º, fr. VIII; Chile, LSE, art. 78; Costa Rica, LSNE, arts. 7 y 54; México, LIE, Art 14; Nicaragua, LIE, art. 25; Perú, LIE, art. 29).

#### 5. *El uso de las aguas para la industria eléctrica*

El aprovechamiento de los recursos hidráulicos de dominio público o de propiedad nacional para la generación de energía eléctrica de uso colectivo, está sujeto también al otorgamiento de la correspondiente concesión (Argentina, L., arts., 14, 15 y 16; Brasil, C. A., art. 140 y R., art. 65; Chile, C. A., art. 23; Costa Rica, LSNE, art. 5; México, LAPN, art. 10 y LIE, art. 5º; Nicaragua, LIE, art. 11; Panamá, D. L., art. 12; Perú, C. A., art. 158, ley nº 4391, 21 de octubre de 1921, art. 7º, y LIE, art. 12).

Ahora bien, como las aguas de dominio público son susceptibles de usos diversos destinados a la satisfacción de necesidades distintas a las de generación de energía hidroeléctrica, nos interesa mencionar aquellas normas que en cierta forma contienen criterios de coordinación o subordinación entre esos diferentes usos y necesidades.

En la Argentina las concesiones para aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica deberán establecer, entre otras condiciones, las normas reglamentarias del uso del agua, y en particular, las que interesen a la navegación, a la protección contra inun-

daciones, a la salubridad pública, la bebida y los usos domésticos de las poblaciones ribereñas, al riego conservación y libre circulación de los peces, la protección del paisaje y el desarrollo del turismo (L., art. 15). Añade el precepto citado que en estas normas se deberá tener en cuenta el siguiente orden de prioridad para el uso del agua: 1) la bebida y los usos domésticos de las poblaciones ribereñas; 2) el riego; 3) la producción de energía.

En el Brasil (C. A., art. 143), Nicaragua (LIE, art. 9º), Panamá (D. L., art. 10) y el Perú (LIE, art. 10) se establece que las concesiones para el aprovechamiento de energía hidroeléctrica, se otorgarán subordinándolas, o considerando los intereses generales relativos a la alimentación y necesidades de las poblaciones ribereñas; la salud pública; la navegación pública (exclusivamente en Brasil); la agricultura (riego); la protección contra las inundaciones; la conservación y libre circulación de los peces; el retorno de las aguas a sus cauces. Las anteriores disposiciones implican en ciertos casos la preferencia de dichos usos o finalidad sobre la producción de energía eléctrica y, en otras ocasiones, simplemente la necesidad de adoptar medidas que cautelen aquellos intereses.

El Código de Aguas de Chile (art. 30) establece que si se presentaren diversas solicitudes de concesión ("merced") para unas mismas aguas, su otorgamiento se hará en el siguiente orden de preferencia: 1) servicio de agua potable de las poblaciones y centros industriales; 2) usos domésticos y saneamiento de poblaciones; 3) abastecimiento de ferrocarriles y elaboración de salitre; 4) riego; 5) plantas generadoras de fuerza motriz o eléctrica; 6) industrias, molinos y fábricas; 7) otros usos. En todo caso, según los artículos 44 y 49 del Código de Aguas chileno, el uso de las aguas se establece de manera que en ningún caso perjudique a los riegos.

La Ley de Aguas de Propiedad Nacional de México (art. 21) establece el siguiente orden de preferencia en cuanto al uso de las aguas: 1) usos domésticos, servicios públicos, baños y abrevaderos de ganados; 2) abastecimiento de ferrocarriles y demás medios de transporte; 3) usos industriales distintos de la producción de fuerza motriz; 4) riego de terrenos; 5) producción de fuerza motriz; 6) lavado y entarquinamiento de terrenos; 7) otros usos. Sin embargo, según establece el artículo 22 de la Ley citada, en casos especiales, si concurren concesiones para riego, fuerza motriz o usos industriales, los factores económico y social determinarán, a juicio de la Secretaría de Recursos Hidráulicos, de acuerdo con la de Industria y Comercio, si debe alterarse el orden mencionado anteriormente para la tramitación de las solicitudes.

Por su parte, el Código de Aguas del Perú (art. 169) establece el siguiente orden de prioridad: 1) abastecimiento de poblaciones; 2) abastecimiento de ferrocarriles; 3) riegos; 4) canales de navegación; 5) molinos y otras fábricas, barcas de paso y puentes flotantes; 6) estanques para viveros y criaderos de peces. Señala también el mencionado Código que dentro de

cada clase serán preferidas las empresas de mayor utilidad e importancia.

Es conveniente señalar en este punto la tendencia al aprovechamiento múltiple y conjunto de los recursos hidráulicos. Así vemos grandes proyectos de "propósito múltiple", que tienen por objeto el aprovechamiento coordinado de tales recursos en riego a la vez que en la producción de energía, y como medio de prevenir inundaciones y salud pública. El uso de un mismo volumen de agua en más de un propósito requiere en todo caso una coordinación respecto al planeamiento y a las relaciones y operación entre los distintos organismos o empresas interesados.

También es importante advertir la tendencia legal e institucional en el sentido de procurar un aprovechamiento íntegro y racional de los recursos hidráulicos nacionales, estableciéndose la necesaria coordinación de intereses e intervenciones.

#### 6. Concurrencia de solicitudes de concesión y preferencia en su otorgamiento

Las diversas leyes sobre materia eléctrica, al prever la hipótesis de concurrencia de solicitudes de concesión para una misma zona, establecen determinados criterios de preferencia para su otorgamiento, señalando en algunos casos prioridades a favor de entidades de carácter público.

Así, la Ley de Servicios Públicos de Chile (art. 33) dispone que en el caso de concurrencia de solicitudes deberá preferirse al proyecto que consulte el mejor servicio público y el mayor interés nacional, o a aquél cuyos planes correspondan a una mejor concepción técnica de las obras.

En México, la Ley de la Industria Eléctrica (art. 13) establece que cuando concurren solicitudes de concesión en relación con un mismo recurso natural, se preferirá al solicitante que garantice el mejor aprovechamiento del recurso natural y el mayor beneficio colectivo, a juicio de la Secretaría de Industria y Comercio y de acuerdo con la de Recursos Hidráulicos, todo ello en los términos que fija el Reglamento de la citada Ley. En los demás casos, deberá observarse el orden de preferencia que establece el mencionado Reglamento, atendiendo al mayor beneficio social. Ese orden de preferencia es el siguiente: 1) solicitudes de la Comisión Federal de Electricidad y entidades que organice para realizar sus planes de electrificación; 2) solicitudes de los gobiernos de los estados o de los ayuntamientos para establecer los servicios públicos eléctricos o satisfacer otros servicios públicos en zonas de su jurisdicción, por sí o mediante empresas oficiales o semioficiales; 3) solicitudes de sociedades cooperativas; 4) solicitudes de otras empresas (RLIE, art. 15). Esta preferencia establecida por el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica supone que los proyectos de los servicios por establecerse son semejantes en cuanto a su extensión, objeto y monto de las inversiones, ya que de no ocurrir así, la concesión se otorgará a quien presente el proyecto más beneficioso para la co-

lectividad y garantice mejor el cumplimiento de sus obligaciones. Se entiende que un proyecto es más beneficioso para la colectividad, cuando: a) entrañe la ejecución de obras que hagan innecesaria en el futuro la de otras que requerirían el otorgamiento de nuevas concesiones; b) sea mejor el servicio o menor el costo de la energía para igual calidad de servicio; c) no incluya el proyecto de financiamiento inversiones de extranjeros (RLIE, art. 16).

Por su parte, el artículo 21 de la Ley de Aguas de Propiedad Nacional de México establece el siguiente orden para el otorgamiento de concesiones destinadas a la producción de fuerza motriz: 1) aprovechamiento que haga la Comisión Federal de Electricidad; 2) servicios públicos de las poblaciones, cuando el aprovechamiento lo hagan las autoridades municipales; 3) servicios propios de los solicitantes, cuando estén constituidos en sociedades cooperativas; 4) servicios propios de los solicitantes no comprendidos en el inciso anterior; 5) prestación de servicios a terceros mediante el cobro de cuotas.

Sin embargo, no obstante el orden establecido por el artículo 15 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica de México, tendrán preferencia sobre solicitudes de concesión los concesionarios ya establecidos que traten de extender o de ampliar sus servicios en zonas, lugares o poblaciones adyacentes a los que ya amparan sus títulos. En caso que dos o más concesionarios concurren para el efecto anterior, se preferirá al que mejor garantice la continuidad, duración y eficiencia del servicio y lo suministre al menor precio (art. 18 del Reglamento citado).

De acuerdo con las legislaciones de Nicaragua (LIE, art. 23) y el Perú (LIE, art. 26), en caso de concurrencia de solicitudes debe preferirse al solicitante que garantice el mejor servicio en los aspectos técnico y económico, y cuyos proyectos concuerden mejor con el respectivo Plan Nacional de Electrificación.

En Panamá (D. L., art. 27) se prefiere al solicitante que garantice el mejor servicio desde el punto de vista técnico y económico, "teniendo en cuenta los intereses nacionales".

La legislación costarricense (LSNE, art. 12) establece un derecho de prioridad del estado para el aprovechamiento de aguas, desarrollo de energía hidráulica o eléctrica así como también para la transmisión o distribución de fuerza eléctrica, mientras no haya sido otorgada concesión a particulares. Por su parte, el decreto-ley nº 449 (8 de abril de 1949), que creó el Instituto Costarricense de Electricidad (art. 16), dispone que tratándose de concesión para aprovechamientos hidráulicos mayores de 500 HP, aquella entidad pública tendrá un derecho de prioridad, sometido a la condición de demostrar que se procederá a desarrollar el sitio de que se trate dentro de un plazo de cinco años.

#### 7. Plazo de las concesiones

El plazo de la concesión, esto es, el término por el cual se concede al concesionario la facultad de explotación

del servicio público de suministro de energía eléctrica, varía según las diversas legislaciones.

En la Argentina (L., art. 15), las concesiones podrán otorgarse por tiempo indeterminado o por plazo fijo que no podrá exceder de 60 años.

En el Brasil, el plazo de duración es normalmente de 30 años pero, por excepción, la cuantía de las obras e instalaciones no permite su amortización en el plazo indicado mediante el suministro de energía eléctrica a precio razonable, podrán otorgarse por un término mayor, que en ningún caso, excederá de 50 años (C. A., arts. 157 y 158; R., art. 79).

En Chile, las concesiones se otorgan por un plazo no menor de 30 ni mayor de 90 años, término que se fijará tomando en cuenta el costo de primera instalación de la empresa concesionaria (LSE, art. 43).

De acuerdo con la Ley del Servicio Nacional de Electricidad de Costa Rica (art. 19), las concesiones deben otorgarse por un período no superior a 25 años en ningún caso.

Conforme a la Ley de la Industria Eléctrica de México (art. 7º), las concesiones deberán otorgarse por un plazo de 50 años.

En Nicaragua (LIE, art. 16) y Panamá (D. L., art. 17), las concesiones se otorgan por un término no mayor de 50 años ni menor de 5, en el primero de los países citados, ni menor de 20 en el segundo.

Según la Ley de Industria Eléctrica peruana (art. 17), las concesiones se otorgan por un término no mayor de 50 años ni menor de 15; pero cuando la concesión comprenda la generación, el plazo no será mayor de 50 años ni menor de 25 si la energía de base es de origen hidráulico y no mayor de 25 ni menor de 15 si la energía de base es de origen térmico.

El plazo o término de la concesión puede ser prorrogado o renovado —por lo general para un período igual al inicialmente concedido—, de acuerdo con las legislaciones del Brasil (R., art. 80) —siempre que el Poder Público al cual deben revertir los bienes e instalaciones no se oponga a la utilización de los mismos—, Costa Rica (LSNE, art. 7) —con la aprobación del Congreso Constitucional cuando se trate de concesiones para capacidad superior a 500 HP—, México (LIE, art. 7º), Nicaragua (LIE, art. 17), Panamá (D. L., art. 18) y el Perú (LIE, art. 18).

Por el contrario, en Chile (LSE, art. 43) el plazo de las concesiones es improrrogable. Sin embargo, vencido el plazo de la concesión se podrá otorgar una nueva, por períodos sucesivos de 30 años, sobre las bases que se establecerán dentro de los cuatro años anteriores al último de la concesión original o de cada uno de los períodos siguientes, según el caso. Entre esas bases se incluirán las siguientes: 1) reconocimiento a favor del estado de la parte de capital amortizado durante el período de concesión, como participación estatal en el capital de la empresa; 2) obligación de ejecutar dentro de plazos determinados las obras de ampliación y mejoramiento que determine el Presidente de la República, a propuesta de la Dirección General de Servicios Eléctricos (LSE, art. 79).

En Nicaragua (LIE, art. 19), Panamá (D. L., art. 21) y el Perú (LIE, art. 22), el concesionario, vencido el plazo de la prórroga, tiene derecho preferente para obtener una nueva concesión, en las condiciones que resulten exigibles en ese tiempo.

Tanto el derecho a la prórroga del plazo de la concesión, como el de obtener una nueva, vencido el plazo y su prórroga, quedan sujetos a la condición de que el concesionario hubiere cumplido con todas sus obligaciones.

#### 8. La zona de concesión

Las concesiones de servicio público de electricidad establecen a la vez el derecho y la obligación de sus titulares de suministrar energía dentro de determinada zona específicamente delimitada. Una cuestión importante en relación con este punto es la de determinar si es posible o no el otorgamiento de otra concesión para prestar servicio público eléctrico dentro de la misma zona servida en virtud de una concesión anterior. Las soluciones legales al respecto son diferentes.

En Chile (LSE, art. 22) y en Costa Rica (LSNE, art. 33) está establecido legalmente el principio de que las concesiones de servicio público eléctrico no constituyen en ningún caso monopolio y, por consiguiente, no otorgan derecho alguno de exclusividad. En tal virtud, según las legislaciones de los países citados, podrá otorgarse una segunda concesión para la misma zona en que opere ya otra empresa concesionaria, procurándose en todo caso la igualdad posible entre el primero y subsiguientes concesionarios, salvo el caso (en Costa Rica), de que se trate de empresas estatales o municipales, a las que podrá otorgarse ventajas determinadas.

Por el contrario, la ley nicaragüense (LIE, art. 13) dispone —categóricamente y sin excepción— que para una zona determinada sólo se otorgará una concesión de distribución de energía eléctrica para servicio público.

Las legislaciones de México (LIE, art. 12), Panamá (D. L., art. 29) y el Perú (LIE, art. 28) establecen que no se otorgarán concesiones cuando ello implique una “duplicación antieconómica” de obras e instalaciones, a menos que lo exija el interés público. Según el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica de México (art. 19), existe duplicación antieconómica de obras e instalaciones, cuando en una zona determinada en la que exista un servicio público de abastecimiento de energía eléctrica, se trate de establecer otro para atender demandas que el concesionario existente estaría en aptitud de cubrir satisfactoriamente dentro de los términos de su concesión o mediante una modificación extensiva de la misma.

También en relación con este problema debemos aludir a las soluciones legales adoptadas en el Brasil, Panamá y el Perú, que imponen en determinados supuestos la restricción de la zona de concesión.

En el Brasil (R., art. 51) se establece legalmente la facultad del Poder Público de restringir la zona de la concesión, cuando el concesionario no tuviere la

capacidad necesaria para promover la ampliación y mejoramiento de sus obras e instalaciones, en tal forma que permita una prestación del servicio adecuada a las necesidades de dicha zona, siempre que exista otro concesionario que se obligue a realizar las obras e instalaciones necesarias para la expansión de los servicios.

La legislación de Panamá (D. L., art. 28) dispone que si en un sector dentro del área de la concesión se desarrolla un incremento de demanda superior a la que el concesionario está en condiciones de surtir, y siempre que éste declare formalmente que no posee la capacidad suficiente para atender esa demanda adicional dentro de un plazo prudencial que al efecto señale la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, ésta podrá segregarse de la concesión el sector mencionado y otorgar para el mismo una nueva concesión. Disposición semejante se encuentra en la legislación peruana (LIE, art. 27).

#### 9. Principales obligaciones de los concesionarios

Todas las legislaciones examinadas imponen a los concesionarios determinadas obligaciones, normales y extraordinarias, dictadas fundamentalmente para lograr un servicio público eléctrico eficiente y satisfactorio en relación con las necesidades de consumo presentes y futuras de la población o zona abastecida. Vamos a examinar las principales de dichas obligaciones.

La obligación fundamental del concesionario es suministrar energía eléctrica para el servicio público a todo el que la solicite, dentro de los límites de capacidad y zona establecidos en su concesión, sin preferencia alguna (Brasil, R., art. 136; Chile, LSE, art. 123; Costa Rica, LSNE, arts. 19 y 21; México, LIE, art. 19; Nicaragua, LIE, art. 29; Panamá, D. L., art. 35; Perú, LIE, art. 34), a menos que exista impedimento técnico o económico.

En principio, las empresas eléctricas, y esto es característico de toda empresa de servicio público, no tienen la facultad de elegir a sus consumidores, sino que están obligadas a prestar el servicio a todo el que lo solicita, siempre que llene las condiciones o requisitos establecidos por los reglamentos vigentes para el suministro.

En Nicaragua (LIE, art. 29), Panamá (D. L., art. 35) y el Perú (LIE, art. 34) se establece que deberán satisfacerse preferentemente las necesidades de alumbrado público y particular.

Algunas de las legislaciones examinadas contienen normas especiales que regulan los casos excepcionales en que el servicio debe ser proporcionado aun en exceso de la capacidad fijada en la concesión o fuera de los límites de la misma. Al mismo tiempo contienen dichas legislaciones los límites de la obligación de suministro de servicio. A todo ello vamos a referirnos a continuación.

En el Brasil (R., arts. 136 y ss.), la obligación de suministro del concesionario queda sujeta a la condiciones siguientes: 1) que las características de demanda y consumo no representen elevados porcentajes de la

potencia contractual del concesionario o no estuvieren previstas en la etapa siguiente de su desenvolvimiento; 2) que las instalaciones de utilización satisfagan las condiciones técnicas de seguridad y eficiencia que sean aceptables; 3) que los puntos de entrega estén localizados dentro del perímetro de la concesión, o fuera de él, como a continuación se indica: *a)* los sistemas de distribución primaria y secundaria serán por cuenta del concesionario para servicios dentro de su zona de concesión a las concentraciones de población configuradas en los planos elaborados de común acuerdo entre el concesionario y los municipios, con la aprobación del órgano de control; *b)* las extensiones del sistema de distribución secundaria no comprendidas en el inciso anterior, serán establecidas por cuenta del concesionario hasta el límite de tres veces el importe anual estimado del nuevo consumo; *c)* el consumidor está facultado para contribuir a la instalación de las extensiones, para compensar la diferencia entre el costo total de ella y el importe de tres veces el consumo anual previsto; *d)* las líneas de transmisión, de subtransmisión y de distribución primaria y las respectivas subestaciones con capacidad y reserva suficientes para la alimentación de los sistemas de distribución secundaria a que se refieren los incisos *a)* y *b)* serán por cuenta del concesionario; *e)* las ampliaciones de esas líneas y subestaciones para atender a los consumidores a que se refiere el inciso *a)* serán por cuenta de los concesionarios; *f)* las extensiones de esas líneas y subestaciones necesarias para la ejecución de las extensiones a que se refiere el inciso *b)* y las destinadas a los consumidores en media y alta tensión, serán establecidas por cuenta del concesionario hasta tres veces y media el importe del consumo anual estimado del nuevo servicio.

En Chile, la Dirección General de Servicios Eléctricos podrá ordenar el refuerzo de las instalaciones del concesionario, aun cuando el nuevo consumo exceda de la capacidad de las mismas, teniendo en cuenta en esta capacidad el aumento normal y vegetativo de las demandas y consumos, determinando la parte del costo de las obras correspondientes que deberá cubrir la empresa. El resto será a cargo del interesado, pero su valor no podrá incorporarse al capital inmovilizado para el efecto de su rentabilidad (LSE, art. 123). También podrá ordenar la Dirección General de Servicios Eléctricos a los concesionarios de servicio público que prolonguen a sus expensas sus líneas de distribución, aun fuera de las zonas obligatorias, si se garantiza por cada una de dichas instalaciones, como mínimo anual de consumo durante los tres primeros años, el 50 por ciento del valor de la instalación (LSE, art. 124). Por último, establece la Ley de Servicios Eléctricos chilena (art. 125), que cualquiera que sea la ubicación de poblaciones populares que se construyan por instituciones del estado, dentro del territorio de concesión de una empresa eléctrica, ésta quedará obligada a extender a dichas poblaciones sus redes de distribución, pudiendo fijarse la parte del costo de las instalaciones que será a cargo de la empresa, y sólo esa parte se in-

corporará al capital inmovilizado para los efectos de su rentabilidad.

El Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica de México delimita la obligación de suministro del concesionario en la forma siguiente: *a)* el concesionario deberá proporcionar servicio a cualquiera que lo solicite, dentro de las zonas urbanas que comprenda la concesión, hasta el límite de la capacidad que esté obligado a suministrar de acuerdo con dicha concesión y conforme al programa aprobado para el desarrollo de la empresa y a los reglamentos para el suministro de la energía eléctrica, siempre que no sea necesario extender más de 50 metros las líneas generales de distribución existentes, o que debieran existir conforme a dicho programa, y que estas líneas sean o debieran ser según el mencionado programa, de la tensión correspondiente al servicio solicitado; *b)* en las zonas no urbanas comprendidas en la concesión, el concesionario está obligado a suministrar el servicio cuando las obras que deban ejecutarse para ese fin impliquen una erogación igual o menor al ingreso que deba percibir el concesionario en un año, del consumidor o consumidores de que se trate; *c)* en el caso del inciso *a)* subsistirá la obligación de proporcionar el servicio dentro de las mismas zonas aunque sea necesario extender más de 50 metros las líneas generales de distribución, si el consumidor paga al concesionario el excedente del costo de las obras de transmisión y distribución necesarias para suministrar el servicio; *d)* en el caso del inciso *b)* si el costo de las obras es mayor al ingreso que deba percibir el concesionario en un año del consumidor o consumidores de que se trate, el servicio se suministrará siempre que éstos cubran al concesionario la diferencia. Las cantidades que las empresas concesionarias perciban como cooperación de los consumidores en los supuestos señalados no se considerarán como parte de las inversiones, no causando por tanto, rendimiento (RLIE, arts. 118, 119 y 120).

Por otra parte, la legislación eléctrica mexicana faculta a la Secretaría de Industria y Comercio para exigir excepcionalmente al concesionario la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica en forma diversa, esto es: *a)* proporcionarlo para un objeto distinto del que esté señalado en la concesión, siempre que para ello tengan capacidad las instalaciones; *b)* proporcionarlo en zona distinta de la marcada en la concesión y que las instalaciones alcancen a abastecer, o más amplia de la prevista en la concesión. Si el concesionario demuestra que las modificaciones acordadas lo perjudican económicamente, tendrá derecho a obtener del estado la compensación respectiva, que se fijará tomando en cuenta el negocio en conjunto autorizado por la concesión. La Secretaría de Industria y Comercio solamente podrá ordenar que el servicio se preste en forma diversa o más amplia a la establecida en la concesión cuando medien motivos de interés general para ello (LIE, art. 17 y RLIE, art. 69). En todo caso, la ampliación en el servicio de suministro o su prestación en forma diversa, podrá acordarse cuando el sistema del concesionario y su si-

tuación financiera lo permitan y no se le ocasionen perjuicios, a menos que la empresa acceda a realizar las obras respectivas o que el estado tome a su cargo el financiamiento de ellas (RLIE, art. 70).

En Nicaragua (LIE, art. 30) y el Perú (LIE, art. 36), en principio, el concesionario de servicio público eléctrico no está obligado a prestarlo fuera del perímetro de la zona de su concesión. Sin embargo, en caso justificado de necesidad pública, puede exigirse al concesionario el suministro de energía en forma más amplia que la prevista en la concesión, si sus instalaciones lo permiten y sin afectar sustancialmente el rendimiento normal de su empresa. Esta obligación emergente del concesionario cesará en cuanto desaparezca la causa que la hubiere motivado. Los gastos que se deriven del suministro adicional emergente serán sufragados por los beneficiarios del mismo.

Es también obligación principal del concesionario la conservación y mantenimiento de las obras e instalaciones en forma adecuada para asegurar la continuidad y eficiencia de los servicios eléctricos (Brasil, R., art. 132; Chile, LSE, art. 129; México, LIE, art. 19; Nicaragua, LIE, art. 29; Panamá, D. L., art. 35; Perú, LIE, art. 34), es decir, en tal forma que garanticen la prestación satisfactoria de los referidos servicios.

La legislación mexicana (RLIE, art. 116) entiende por prestación satisfactoria de los servicios eléctricos, la que cumple con los requisitos siguientes: 1) que las obras e instalaciones llenen las condiciones técnicas señaladas por el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas y demás disposiciones legales y reglamentarias; 2) que la cantidad de suministro de las obras e instalaciones responda a las obligaciones contraídas por la empresa en su concesión y en los contratos de suministro que tenga celebrados con sus consumidores; 3) que por lo menos el 90 por ciento de los consumidores reciban energía eléctrica de las características y en las condiciones previstas en los contratos de suministro; 4) que las interrupciones en el suministro del servicio sean únicamente las motivadas por reparaciones, mantenimiento o caso fortuito o de fuerza mayor.

Para lograr la satisfactoria prestación de los servicios eléctricos, algunas de las legislaciones examinadas imponen un régimen estricto en materia de construcción, operación y mantenimiento de las obras e instalaciones afectas a dichos servicios.

La ejecución de obras e instalaciones eléctricas queda sujeta en todo caso a la previa aprobación del órgano de control. La construcción de las referidas obras e instalaciones deberá hacerse de acuerdo con planos y proyectos aprobados también previamente, y atendiendo a determinados requisitos fijados en las concesiones mismas y en los Reglamentos de Obras e Instalaciones Eléctricas (México, RLIE, art. 103). En Costa Rica, la legislación eléctrica señala que los concesionarios construirán sus instalaciones de acuerdo con la práctica más moderna y en la mejor forma posible para que no causen daño a personas ni a propiedades (LSNE, art. 17). Las legislaciones del Brasil y Chile disponen que las obras e instalaciones deberán

quedar correctamente terminadas y dotadas de todos los elementos necesarios para una eficiente explotación (Brasil, R., art. 121; Chile, LSE, art. 121). También se establece que dichas obras e instalaciones serán ejecutadas bajo la responsabilidad de personas técnicamente capacitadas (Brasil, R., art. 121; Chile, LSE, arts. 45 y 121; Costa Rica, LSNE, art. 17; México, LIE, arts. 30 y 34; Nicaragua, LIE, art. 52; Panamá, D. L., art. 55; Perú, LIE, art. 55).

Además, las obras e instalaciones eléctricas no podrán ponerse en uso hasta que sean revisadas y aprobadas por el órgano de control (Brasil, R., art. 121; Chile, LSE, art. 121; México, LIE, art. 34; Nicaragua, LIE, art. 52).

Por lo que se refiere a la operación y mantenimiento de las obras e instalaciones, serán realizadas de modo que aseguren la continuidad y eficiencia del servicio, debiendo estar a cargo de personas técnicamente capacitadas (Brasil, R., art. 121; Costa Rica, LSNE, art. 17; México, LIE, art. 35).

Tanto la construcción como la operación y conservación de obras eléctricas se encuentra, pues, sujeta a un estricto control, para garantizar la continuidad y eficiencia del servicio y, además, la seguridad de las personas y bienes.

Para garantizar la continuidad del servicio, la legislación brasileña (R., art. 48), exige que las instalaciones de producción de energía eléctrica, deberán disponer, cuando sea posible, de capacidad de reserva, según normas de carácter técnico que señala. Además, impone a los concesionarios la obligación de mantener talleres de reparación y almacenes de materiales adecuadamente instalados y provistos de un stock suficiente de repuestos y materiales de consumo para sus instalaciones. Por lo que se refiere a las plantas termoeléctricas, exige la legislación brasileña el mantenimiento de una reserva de combustible mínima, a criterio del órgano de control (Brasil, R., arts. 133 y 134).

Con igual finalidad, el Reglamento de la Ley de la Industria de México (art. 117) dispone que los concesionarios de generación de energía eléctrica deben tener en disponibilidad una o más máquinas de reserva.

Para el caso de quiebra (falencia) o cesación de pagos se establece en algunas legislaciones eléctricas la facultad del estado de adoptar medidas de cautela para que el servicio no se suspenda ni menoscabe (México, LIE, art. 27 y RLIE, art. 162; Panamá, D. L., art. 126; Perú, LIE, art. 165).

En Chile (LSE, art. 130) si la explotación del servicio público eléctrico se interrumpiere o fuere en extremo deficiente, la Dirección General de Servicios Eléctricos podrá tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio.

Los concesionarios están también obligados a realizar la ampliación de sus obras e instalaciones en la proporción, condiciones y oportunidades fijadas en sus respectivas concesiones o en la Ley (Argentina, L., art.

18; Brasil, R., arts. 49 y 50; Chile, LSE, art. 70; México, LIE, art. 19; Panamá, D. L., art. 35; Perú, LIE, art. 34).

En el Brasil (R., art. 49) se establece que el concesionario deberá proveer instalaciones de producción para atender el crecimiento de carga en el sistema de un período mínimo de tres años, no pudiendo ser el respectivo factor de reserva global inferior a 1.10, en ningún caso. Una vez agotado el mínimo permitido para las disponibilidades de sus instalaciones de producción, el concesionario deberá, dentro de un plazo de seis meses, solicitar la respectiva concesión para el aumento de su capacidad contractual, adjuntando a la solicitud los proyectos de las ampliaciones necesarias, debiendo iniciar y concluir las obras en los términos que le fueren fijados (R., art. 50).

En Chile (LSE, art. 70), el concesionario, a requerimiento de la Dirección General de Servicios Eléctricos, tiene la obligación de ampliar la capacidad de sus obras e instalaciones en concordancia con el aumento normal vegetativo de los consumos y demandas de servicios.

Según el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica de México (art. 22, fr. II), el concesionario está obligado a ejecutar las obras e instalaciones necesarias que requiera el desenvolvimiento posterior del servicio público, de acuerdo con los proyectos que apruebe la Secretaría de Industria y Comercio, y en los plazos y etapas que la misma autoridad fije.

Por su parte, el artículo 35 de la Ley de Industria Eléctrica del Perú dispone que el concesionario cuyo contrato de concesión comprenda los servicios de distribución estará obligado a suministrar anualmente hasta 1.1 veces la cantidad de energía entregada el año anterior para servicio público. Establece el mismo precepto que tal obligación podrá retardarse por el tiempo que disponga el Supremo Gobierno, de acuerdo con la opinión del Consejo Superior de Electricidad, si se presentare una situación de fuerza mayor o crisis industrial o económica.

Entre las obligaciones principales del concesionario se encuentra la de llevar la contabilidad de su negocio de acuerdo con las normas que en cada caso señala la ley según un determinado Sistema de Clasificación Uniforme de Cuentas (Argentina, L., art. 41; Brasil, R., art. 26; Chile, LSE, art. 134; Costa Rica, LSN, art. 28; México, LIE, art. 20; Nicaragua, LIE, art. 29; Panamá, D. L., art. 35; Perú, LIE, art. 34).

Están obligados los concesionarios a remitir a la autoridad encargada del control, sus balances anuales, las cuentas de pérdidas y ganancias y otros documentos y estados contables que varían de una legislación a otra, que permitan el conocimiento más exacto de la situación real, económica y financiera de la empresa de servicio público.

Los concesionarios también se encuentran obligados a proporcionar al órgano de control los informes técnicos, económicos y estadísticos que les sean requeridos, y en su caso, la documentación comprobatoria correspondiente (Brasil, R., art. 14; Chile, LSE, art.

162; México, RLIE, art. 31; Nicaragua, LIE, arts. 29 y 141; Panamá, D. L., arts. 35 y 128; Perú, LIE, arts. 34 y 167).

Además de las obligaciones examinadas, que podrían calificarse de ordinarias, algunas legislaciones contemplan obligaciones de carácter eventual o extraordinario, a cargo de los concesionarios de servicio público de electricidad.

Así, la legislación brasileña establece: 1) la obligación del concesionario de reservar una parte de la potencia concedida en provecho de los servicios públicos de la Unión, de los estados y de los municipios, energía que será pagada a la tarifa que estuviere en vigor, con una reducción razonable que será fijada por la División de Aguas, oídas las autoridades administrativas correspondientes. Estas reservas de energía no podrán privar a la planta de más del 30 por ciento de la que dispongan (C. A., arts. 153, 154 y 155; R., arts. 104, 105 y 106); 2) en los contratos de concesión deberán pactarse las condiciones de exigibilidad o no exigibilidad de las reservas de energía, así como la prioridad de la administración pública sobre las disponibilidades de energía, por la tarifa que estuviere en vigor, sin rebaja de ninguna especie (C. A., art. 156; R., art. 87).

La Ley de la Industria Eléctrica de México (art. 18) establece que el Gobierno Federal, al otorgar una concesión, podrá establecer la obligación del concesionario de proporcionar, en forma gratuita o en condiciones especiales, determinada cantidad de energía eléctrica para fines de interés público. También podrá establecerse dicha obligación cuando, por actos del Estado, el beneficiario de una concesión obtenga ventajas no previstas al otorgarse ésta. En este último supuesto, sólo podrá exigirse que se proporcione energía para fines de interés público en condiciones especiales o en forma gratuita, si el perjuicio resentido por el concesionario no sobrepasa el beneficio que obtenga de las ventajas otorgadas por el estado. Si esta obligación extraordinaria se establece en la concesión, deberá tomarse en cuenta tal circunstancia al fijarse las tarifas (RLIE, art. 72).

#### 10. *La interconexión de instalaciones eléctricas*

Uno de los problemas más importantes en esta materia, por su trascendencia, es el de la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales, considerada como solución técnica adecuada para lograr el mejor aprovechamiento del potencial eléctrico de un país. Precisamente, uno de los principales puntos del planeamiento eléctrico nacional, y de su política de ejecución, habrá de ser el relacionado con las posibilidades de interconexión de los distintos sistemas eléctricos. No es conveniente en modo alguno dejar al arbitrio de un concesionario aislado la solución de este problema.

“La aplicación más benéfica de la técnica al problema eléctrico —dice Lara Beautell<sup>7</sup>— tal vez fuera la interconexión de las redes y sistemas que constitu-

<sup>7</sup> Op. cit., pp. 116 y 117.



yen la industria eléctrica nacional". Y añade: "... la falta de interconexión en medida suficiente impide hacer un uso adecuado del equipo de capital y parte de él se desaprovecha parcialmente por los bajos factores de utilización con que tiene que operar. Si las zonas de abastecimiento se ampliaran en medida suficiente a través de la interconexión, una sola máquina generadora podría producir mayor número de kWh, se necesitarían menos unidades de reserva y, en general, el aprovechamiento de los recursos económicos mejoraría notablemente. En muchos aspectos tales mejoras equivaldrían a una verdadera adición al equipo generador."

Por su parte, Díaz Arias<sup>8</sup> afirma "que si la electrificación de un país se planeara por una autoridad única, es evidente que distribuiría estratégicamente las diferentes plantas que construyera —hidroeléctricas o termoeléctricas—, de modo que constituyeran un solo sistema. Es decir, organizaría el conjunto de plantas de modo que estuvieran entrelazadas sus líneas de distribución, a fin de aprovechar con la máxima eficiencia todas y cada una de las unidades generadoras instaladas en ese país. Con la aplicación de esta política electrificadora se lograrían ventajas indiscutibles".

Precisamente, uno de los temas principales de la Primera Reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación (reunido en San Salvador del 23 al 28 de noviembre de 1959), fue el examen de los problemas relacionados con el uso conjunto de recursos, sea a través de una interconexión de sistemas o por medio de entrega de energía entre países o grupos de países. Se señaló en la referida reunión, que la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales reduciría las necesidades de capacidad de reserva, con lo que las inversiones serían inferiores a las que habría que hacer si tales sistemas funcionaran aislados. "Por otra parte, la interconexión y venta directa de energía y potencia entre países al permitir, según el caso, la construcción de centrales de gran tamaño y el aprovechamiento integrado y complementario de diversas fuentes de generación y recursos existentes, resultarían en una mejor y más completa utilización de los potenciales eléctricos disponibles y, por lo tanto, en costos de producción inferiores a los que se obtendrían a base de desarrollos exclusivamente nacionales. Es obvio, además, que la utilización en forma armónica de las facilidades de generación térmica e hidroeléctrica, y dentro de estas últimas de las capacidades instaladas en plantas de caudal de afluencia continua y en centrales de embalses naturales o artificiales, resultaría en servicios estables y más seguros para el consumidor".<sup>9</sup>

En la Argentina (L., art. 18) se establece que en las concesiones de servicio público de jurisdicción nacional se señalarán las condiciones, derechos u obligaciones para la interconexión de las instalaciones. Se regula también en la legislación argentina lo que se de-

nomina "Red Nacional de Interconexión", es decir, el conjunto de sistemas eléctricos nacionales interconectados. La Secretaría de Energía y Combustibles, con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, tiene a su cargo el planeamiento y coordinación de las obras y servicios integrantes de la Red Nacional de Interconexión y la determinación de las centrales, líneas, redes de transmisión y distribución y obras e instalaciones complementarias que integran necesaria y racionalmente la misma. Añade la legislación argentina que cuando se trate de captaciones hidroeléctricas utilizables mediante aprovechamientos fluviales múltiples, su planeamiento, estudio y coordinación quedarán supeditados a las condiciones que contemplen la racional y económica utilización de todos los recursos naturales vinculados a la cuenca hídrica (L., arts. 35 y 36).

En el Brasil, el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica tiene la facultad de resolver —a petición de la División de Aguas (órgano de control) o por iniciativa propia— sobre la interconexión de plantas y sistemas eléctricos. También podrá obrar a solicitud de los concesionarios. En todo caso, el acuerdo de interconexión deberá justificarse por razones de interés nacional, con el fin de lograr la centralización de sistemas generadores de energía eléctrica, a fin de atender las deficiencias locales o para racionalizar la producción de una determinada región. Corresponde al propio Consejo Nacional determinar las condiciones de orden técnico y administrativo de la interconexión y la compensación que proceda (decreto-ley n° 3763, 25 de octubre de 1941, arts. 1° y 2°; R., art. 8° fr. V, arts. 149 y 159).

En Chile, la Ley de Servicios Eléctricos (art. 128) dispone que los concesionarios estarán obligados a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones cuando el Presidente de la República, con informe de la Dirección General de Servicios Eléctricos, lo considere conveniente para la mejor explotación de sus respectivas concesiones o de cualquiera de ellas. A falta de acuerdo entre los concesionarios, y oídos éstos, la Dirección resolverá sobre la forma de realizar la interconexión y de efectuar la transmisión o transferencia de la energía. En ningún caso la interconexión podrá significar gastos perjudiciales para los concesionarios.

En México (LIE, art. 19) se establece como obligación de los concesionarios la de interconectar sus instalaciones unas con otras, cuando sea conveniente a juicio de la Secretaría de Industria y Comercio (órgano de control), es decir: a) cuando se obtenga una mejor utilización de los recursos hidráulicos, de los combustibles o de las inversiones; b) cuando la capacidad de suministro de una instalación eléctrica y la energía que pueda producir sean insuficientes para la demanda o consumo de la zona que abastezca, y las de otra instalación eléctrica excedan de su demanda o de su consumo (en cuyo caso la interconexión se mantendrá sólo mientras esta última subsista); c) cuando dos o más empresas que operen dentro de la misma región al interconectarse: i) puedan proporcionar un servicio más

<sup>8</sup> *La industria eléctrica y la industrialización de México* (México, 1946), pp. 28-29.

<sup>9</sup> *Informe de la Primera Reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación* (E/CN.12/CCE/207), pp. 24-25.

continuo, más uniforme o más eficiente, siempre que esto no perjudique el servicio que proporciona cualquiera de las empresas que se interconecten; ii) logren una reducción de tarifas; iii) eviten el aumento del costo del servicio por inversiones en extensión o ampliación; d) cuando al realizarse la interconexión de plantas eficientes con plantas antieconómicas en operación activa, se posibilite que las primeras trabajen a mayor capacidad y las segundas queden como plantas de reserva; e) cuando mediante la interconexión se haga innecesaria, temporal o permanentemente, la instalación proyectada de una nueva planta (RLIE, art. 194).

La interconexión, de acuerdo con la legislación mexicana, podrá efectuarse a instancia de los concesionarios, a petición de la Comisión Federal de Electricidad o por iniciativa propia de la Secretaría de Industria y Comercio. No podrá ordenarse la interconexión en los casos siguientes: 1) cuando produzca un aumento en el costo de la energía eléctrica para las instalaciones interconectadas consideradas como un todo; 2) cuando cualquiera de las empresas cuyas instalaciones sean susceptibles de interconexión demuestre satisfactoriamente no tener los recursos económicos para efectuarla, y el gobierno no esté en disposición de afrontar los gastos consiguientes; 3) cuando contrarie los planes de electrificación formulados por la Comisión Federal de Electricidad (RLIE, arts. 193 y 194).

De acuerdo con la legislación de Nicaragua (LIE, art. 31), los concesionarios están obligados también a interconectar sus instalaciones cuando lo exija la Comisión Nacional de Energía por interés público.

En Panamá (D. L., art. 38) y el Perú (LIE, art. 37) se establece que los concesionarios de servicio público de electricidad podrán interconectar sus instalaciones únicamente previa la aprobación del respectivo órgano de control. El artículo 45 del Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica del Perú, dispone que el Plan de Electrificación Nacional comprende el estudio integral de las fuentes de producción de energía eléctrica existentes en la República, debidamente armonizado con otras obras públicas, su interconexión, transmisión y distribución hasta los puntos de consumo más importantes, considerando no sólo las necesidades inmediatas sino también las del futuro a fin de facilitar la integración ordenada de cada proyecto.

Ahora bien, la posibilidad o facilidad de integrar sistemas nacionales interconectados, requiere una normalización técnica o unificación de las normas nacionales sobre voltajes y frecuencias.

Así, en el Brasil (R., art. 123) se dispone que en una misma zona de concesión deberán ser uniformadas, en cuanto sea posible, por orden del órgano de control y de acuerdo con la determinación del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica, las características de frecuencia y de tensión de los suministros de la misma naturaleza. Por su parte, el artículo 46 del ordenamiento citado señala que en los servicios de energía eléctrica será adoptada la corriente alterna, trifásica, siendo admitidas, en cuanto no sean uniformadas en el país, las frecuencias de 50 y 60 ciclos por se-

gundo, según la zona en que estuvieren las instalaciones. La delimitación de estas zonas de frecuencia corresponde al Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica. El artículo 47 del ordenamiento citado establece las tensiones nominales que deben adoptarse en las nuevas instalaciones de energía eléctrica.

Con la finalidad indicada, el artículo 21 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica de México establece que no podrá otorgarse autorización para la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de características diferentes a las que correspondan a la zona respectiva, de acuerdo con el plan de electrificación del país que formule la Comisión Federal de Electricidad, salvo el caso de que la energía vaya a destinarse a actividades que requieran una corriente de características determinadas.

En Costa Rica (LSNE, art. 18) todas las empresas que suministren servicios de energía eléctrica deberán mantener y cumplir con las normas de frecuencia y voltaje que especifiquen sus respectivas concesiones o, en su defecto, las que les fijare el Servicio Nacional de Electricidad.

De acuerdo con las legislaciones de Nicaragua (LIE, art. 29), Panamá (D. L., art. 35) y el Perú (LIE, art. 34), los concesionarios están obligados a suministrar la energía con el voltaje efectivo y ciclos convenidos en el contrato de concesión.

### 11. Facilidades, franquicias y prerrogativas

Las legislaciones examinadas otorgan a los concesionarios de servicio público de electricidad determinadas facilidades, prerrogativas y franquicias, para el mejor desarrollo de su explotación. He aquí algunas de ellas:

a) El concesionario tiene por regla general el derecho de utilizar los terrenos de dominio público o propiedad nacional necesarios para la ejecución de las obras e instalaciones indispensables para el servicio, así como de sus dependencias accesorias.

b) El concesionario tiene el derecho de usar a título gratuito el suelo, subsuelo y espacio aéreo, tanto de los caminos públicos, calles y plazas, cuanto de los demás bienes de propiedad del estado o de los municipios y, asimismo, cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas, telegráficas y telefónicas, todo con el fin de tender líneas de transmisión y distribución, de construir cámaras subterráneas o de colocar otras instalaciones propias de la concesión, en tal forma que no se perjudique el uso principal de los bienes ocupados y se cumplan con los requisitos, reglamentos y disposiciones de policía y de seguridad (Brasil, R., art. 118; Chile, LSE, arts. 19 y 20; México, RLIE, art. 113; Costa Rica, LSNE, art. 13; Nicaragua, LIE, art. 72; Panamá, D. L., art. 69; Perú, LIE, art. 83).

c) La concesión confiere a su titular, en términos generales, el derecho de imponer, según el caso, servidumbres de acueducto y obras hidroeléctricas, de electroducto para establecer líneas de transmisión o distribución de paso, y todas aquéllas necesarias para los fines de la concesión y del servicio (Argentina, L.,

arts. 16 y 18; Brasil, R., art. 108; Chile, LSE, art. 84; Costa Rica, LSNE, art. 13; México, RLIE, art. 103; Nicaragua, LIE, art. 60; Panamá, D. L., art. 68; Perú, LIE, art. 71).

d) En el Brasil, el decreto-ley n° 300 (24 de febrero de 1938) concedió exención de derechos de importación a las maquinarias, equipos, instrumentos destinados a la construcción, instalación y funcionamiento de plantas o estaciones de energía eléctrica (art. 12, inc. 40). Asimismo, otorgó reducción del 50 por ciento sobre los derechos de importación establecidos a los materiales, maquinaria, piezas manufacturadas destinadas a la construcción, ejecución, mantenimiento y conservación de los servicios públicos de suministro de luz y fuerza, ejecutados por los estados, por el Distrito Federal y por los municipios, directamente o por empresas delegadas o concesionarias de los mismos o del Gobierno Federal (art. 13, fr. 3ª, inciso 1).

El artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica de México establece que los concesionarios gozarán de la exención de derechos de importación, por una sola vez, sobre la maquinaria, herramientas, enseres, implementos y materiales necesarios, con excepción de aquéllos que se produzcan en el país, en clase y cantidad que correspondan a los fines que se persiguen en la concesión.

En el Perú (LIE, art. 172), las maquinarias, repuestos, herramientas, enseres, implementos, materiales y equipos necesarios para los fines de las concesiones de servicio público de electricidad, quedan exonerados del pago de los derechos de importación y adicionales, creados o por crearse, siempre que no se trate de aquellos artículos producidos en el país en cantidad suficiente y calidad análoga a los correspondientes productos extranjeros.

e) En el Perú (LIE, art. 168), el estado, en la eventualidad de que no funcionare el libre cambio, proveerá al concesionario, al tipo de cambio oficial, de las divisas necesarias para el oportuno cumplimiento de las obligaciones contraídas en moneda extranjera y que hayan sido destinadas a invertirse en bienes afectos a la concesión.

f) En la Argentina (L., art. 17), el Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, podrá estimular bajo forma de aporte de capital, financiación, contribución y/o exenciones impositivas temporales a los titulares de las concesiones cuyos trabajos y obras originen beneficios múltiples o cuyo objetivo principal interese a la defensa nacional o procure un mejoramiento notable de las condiciones de utilización agrícola de los cursos de agua o la regulación de su régimen o facilite su navegación. También podrá el Ejecutivo avalar la financiación de obras de interés general, en aquellas concesiones que tengan cláusulas de reversión al estado.

## 12. Régimen fiscal

Es interesante destacar algunas características del régimen fiscal de la industria eléctrica, mediante el cual se pretende favorecer su desarrollo, impidiendo la pluralidad de gravámenes sobre la misma.

En la Argentina (L., art. 12), las obras e instalaciones de generación, transformación y transmisión de energía eléctrica de jurisdicción nacional y la energía generada o transportada en las mismas no pueden ser gravadas con impuestos o contribuciones, o sujetas a medidas de legislación local, que restrinjan o dificulten su libre producción y circulación. (No se comprenden en esta exención las tasas retributivas por servicios o mejoras de orden local.) Por añadidura, a este respecto, el Poder Ejecutivo Nacional está facultado, cuando las circunstancias así lo justifiquen, para disponer la exención de impuestos y gravámenes nacionales en relación con las concesiones eléctricas que se otorgue.

En el Brasil (R., art. 109), las empresas de electricidad están exentas de cualquier impuesto federal, estatal o municipal, con excepción de: 1) el impuesto sobre la renta; 2) los impuestos de consumo y sobre ventas mercantiles que incidan sobre el material eléctrico vendido o consignado; 3) los impuestos territorial y predial sobre tierras y predios no utilizados exclusivamente para fines de administración, producción, transmisión o distribución de energía eléctrica o servicios correlativos.

En México, según la Ley del Impuesto sobre Producción e Introducción de Energía Eléctrica (art. 16), los estados, territorios, Distrito Federal y municipios no podrán decretar impuestos, contribuciones o gravámenes, cualquiera que sea su origen o denominación, sobre: 1) producción, introducción, transmisión, distribución, venta o consumo de energía eléctrica; 2) actos de organización de empresas generadoras o importadoras de energía eléctrica; 3) capitales invertidos en los fines que señala el inciso 1; 4) expedición o emisión por empresas generadoras o importadoras de energía eléctrica de títulos, acciones, obligaciones y operaciones relativas a los mismos; 5) dividendos, intereses o utilidades que repartan o perciban las empresas generadoras o importadoras de energía eléctrica. Se exceptúa de lo anterior, el impuesto a la propiedad rústica que grava la tierra, pero no las mejoras, y la urbana que pertenezca a las plantas productoras o importadoras de energía eléctrica (art. 17 de la Ley citada).

En Perú (LIE, art. 170), se establece que los concesionarios de servicio público estarán sujetos durante el término de su concesión únicamente a las tasas e impuestos a las utilidades que estén vigentes al promulgarse la actual Ley de Industria Eléctrica (ley n° 12378, 8 de junio de 1955).

1. *Las tarifas*

Uno de los principales problemas abordados por las distintas legislaciones examinadas es el relativo a la regulación del precio de venta de la energía eléctrica: las tarifas eléctricas. Por su trascendencia, la fijación de las tarifas de electricidad no puede dejarse al arbitrio de las empresas concesionarias y ni siquiera como un elemento contractual de la concesión, es decir, como materia de un control bilateral a celebrarse entre concesionario y estado. Generalmente se acepta que la facultad de fijación de tarifas es una facultad reglamentaria que puede ser usada unilateralmente por la Administración Pública; pero sin que ese uso unilateral deba entenderse como un uso arbitrario y discrecional que sólo haya de guiarse por el propósito de hacer más barato el uso del servicio, sino que tiene que considerarse controlado o limitado por la necesidad de mantener el equilibrio financiero de la concesión y, consecuentemente, por la necesidad de que el servicio subsista y de que subsista en las mejores condiciones para beneficio público.<sup>10</sup>

Por esas razones, constituyen capítulos de especial importancia los relativos a la fijación de las tarifas eléctricas. Así, expresamente se señala en la legislación brasileña (C. A., art. 178, modificado según decreto-ley nº 3673, 25 de octubre de 1941, y R., art. 119), que el régimen legal de la explotación de los servicios públicos de electricidad tiene como finalidad, entre otras, la de establecer tarifas razonables para su remuneración.

Puede considerarse general la tendencia legislativa actual de someter la venta de energía eléctrica a la previa fijación o aprobación de las correspondientes tarifas por el estado. Así sucede en Brasil (arts. cits.), Argentina (L., arts. 18 y 39), Chile (LSE, art. 142), México (LIE, art. 37 y RLIE, art. 114), Nicaragua (LIE, art. 109), Panamá (D. L., art. 106) y Perú (LIE, art. 135).

Por lo que se refiere a Costa Rica (LSNE, art. 23), su legislación dispone que las tarifas para los servicios de energía eléctrica requieren la expresa y previa aprobación del Servicio Nacional de Electricidad, organismo que, de acuerdo con el artículo 51 del ordenamiento citado, está facultado para convenir o contratar con los concesionarios normas variables de tarifas eléctricas. Es decir, se acepta en cierta forma en este último caso que la regulación de las tarifas constituye uno de los elementos contractuales de la concesión y no, como en los demás países cuyas legislaciones hemos examinado, que es una facultad reglamentaria que puede usarse unilateralmente por el estado.

La intervención reguladora del estado en los aspectos de fijación de tarifas tiene fundamentalmente un propósito de protección del interés público y procura mantener constante equilibrio entre los intereses

de los usuarios o consumidores y las exigencias de la estabilidad económica de las empresas. "Siendo la industria eléctrica de importancia vital para las actividades industriales, comerciales y agrícolas, así como para la vida misma de la Nación, es indudable que su funcionamiento no debe ser de tipo especulativo, ya que la bancarrota de una empresa eléctrica tendría consecuencias sumamente graves para las poblaciones y regiones a las cuales da servicio; tampoco sería justo que esto se prestara a que los empresarios obtuviesen utilidades fuera de toda razón en perjuicio de los usuarios."<sup>11</sup>

El problema es, desde otro punto de vista, de gran interés, si se piensa en sus repercusiones económicas de carácter general, ya que, indudablemente, la tarifa influye decisivamente en el desarrollo de la industria, impulsando o frenando el uso de la energía eléctrica. Influyen también las tarifas como estímulo o restricción a la inversión de capitales privados en este campo de la actividad económica que nos ocupa. "La estructura de las tarifas eléctricas es otro de los elementos condicionantes del desarrollo de la industria de generación y distribución de energía. Aparte de su influencia sobre la tasa de ganancia prevista, y por tanto sobre la tasa de inversión privada, sus efectos sobre el mercado de energía contribuyen a fijar el límite y alcance de éste y hacen de las tarifas eléctricas una de las mayores armas potenciales de electrificación",<sup>12</sup> con fines de fomento de la inversión y del consumo.

2. *Órgano regulador de la tarifa eléctrica*

Pueden distinguirse dos grupos o sistemas legislativos. En algunos países (Argentina, Brasil, Costa Rica, Nicaragua y Panamá), la fijación o aprobación de las tarifas eléctricas (y en su caso, su revisión, modificación e interpretación) corresponde al mismo órgano encargado del control y vigilancia de la industria. Por el contrario, en otros países (Chile, México y Perú), dicha facultad está encomendada a un organismo público especialmente creado para dicho fin.

Así, dentro del primer grupo, las tarifas son fijadas (y en su caso, revisadas, modificadas e interpretadas) por la Secretaría de Energía y Combustible, en Argentina (L., arts. 37 y 39); por la División de Aguas del Departamento Nacional de la Producción Minera del Ministerio de Agricultura, en el Brasil (C. A., art. 178, modificado por decreto-ley nº 3673, 25 de octubre de 1941, y R., arts. 119 y 163); por la Comisión Nacional de Energía, en Nicaragua (LIE, arts. 93, 94 y 109), y por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en Panamá (D. L., arts. 91 y 106). Por lo que se refiere a Costa Rica (LSNE, arts. 23 y 51), corresponde al Servicio Nacional de Electricidad la aprobación de las tarifas y, en su caso, la celebración de los

<sup>10</sup> Fraga, *Derecho administrativo* (México, 1952), p. 425.

<sup>11</sup> *Revista Mexicana de Electricidad*, nº 219 (diciembre de 1958).

<sup>12</sup> Lara Beautell, *La industria de energía eléctrica*, p. xix.

contratos o convenios respectivos con los concesionarios tendientes a ese fin.

Por lo que se refiere a Chile, México y Perú, como hemos señalado, la fijación de las tarifas está a cargo de organismos técnicos, de carácter público, creados específicamente para ese objeto.

En Chile (LSE, arts. 142 y 155), la fijación de tarifas corresponde a la Comisión de Tarifas, organismo público cuya finalidad específica es precisamente la de intervenir en la fijación del capital inmovilizado (base de la rentabilidad) y de los pliegos de tarifas de las empresas eléctricas.

En México, el decreto de 30 de diciembre de 1948 creó la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, como organismo descentralizado con patrimonio propio y personalidad jurídica, entre cuyas facultades se encuentran las siguientes: 1) la fijación, revisión y modificación de tarifas eléctricas; 2) la interpretación de tarifas eléctricas; 3) la presentación de iniciativas sobre cualquier aspecto de la industria eléctrica que pueda tener relación directa con sus funciones principales (arts. 1º y 3º del decreto citado).

En el Perú (LIE, arts. 101, 106 y 135), la regulación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad está encomendada a la Comisión Nacional de Tarifas.

Por la trascendencia de las tarifas de electricidad, las tres últimas legislaciones citadas dan determinada intervención en la integración de las respectivas comisiones de tarifas, o en los procedimientos de regulación, a ciertos sectores que se suponen interesados o peritos en una política sobre esta materia.

Así, la Comisión de Tarifas de Chile (LSE, art. 156) se integra, entre otros, con representantes de la Corporación de Fomento de la Producción, del Instituto de Ingenieros de Chile y de la Confederación de la Producción y del Comercio. Además, la Comisión de Tarifas deberá oír en los procedimientos de fijación, cuando se trate de empresas generadoras o distribuidoras de energía eléctrica, a un representante general de tales empresas y a un representante general de los consumidores (LSE, art. 156).

En México (art. 17 del Reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas de 15 de septiembre de 1952), los dictámenes elaborados por la referida Comisión, cuando se trate de fijación, revisión o modificación de tarifas, deben ser conocidos no solamente de las partes interesadas en los respectivos procedimientos, sino también de las siguientes entidades o agrupaciones: Secretaría de Recursos Hidráulicos, cuando esté de por medio algún aprovechamiento de aguas de propiedad nacional, Comisión Federal de Electricidad, representante de las organizaciones sindicales de electricistas, tomadas en su conjunto, Confederación de Cámaras Industriales, Confederación de Cámaras Nacionales de Comercio, así como de cualquier otra institución oficial o privada cuya opinión en el caso particular se estime conveniente conocer.

La Comisión Nacional de Tarifas del Perú (LIE,

art. 102), está integrada, entre otros, por representantes delegados de la Sociedad Nacional de Industrias, de la Escuela Nacional de Ingenieros, de la Asociación Electrotécnica Peruana y de la Asociación de Empresarios Eléctricos del Perú.

Ahora bien, el Poder Público tiene, respecto de las resoluciones sobre tarifas emitidas por las respectivas comisiones, determinadas facultades encaminadas a lograr una coordinación de la política general de tarifas.

En Chile (LSE, arts. 155 y 156), independientemente del hecho de que el Presidente de la Comisión de Tarifas es el Director General de Servicios Eléctricos, las resoluciones de dicho organismo deben ser sometidas a la Contraloría General de la República.

En México (art. 6º del decreto de 30 de diciembre de 1948), las resoluciones respectivas de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas deben ser del conocimiento —con los antecedentes del caso— de la Secretaría de Industria y Comercio. Los acuerdos de la Comisión de Tarifas citada quedarán firmes si la Secretaría los aprueba expresamente o no los veta dentro del plazo de 15 días después de habérselos dado a conocer. La Secretaría puede interponer el veto por escrito, exponiendo las razones en que lo funde, veto que tendrá el efecto de que el asunto vuelva a ser tratado por la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, la cual no podrá emitir nuevo acuerdo en el mismo sentido del vetado. En todo caso se atribuye al Presidente de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas la función de coordinar la actividad de ese organismo con la política el Gobierno Federal en materia de regulación de la industria eléctrica (Reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, art. 7º).

En el Perú (LIE, arts. 102 y 114), independientemente de que la Comisión Nacional de Tarifas se integra, entre otros, con un delegado del Poder Ejecutivo (que la preside) y por un delegado de la Dirección de Industrias y Electricidad, sus resoluciones quedan sujetas al recurso de reconsideración, que puede interponer la citada Dirección de Industrias y Electricidad.

### 3. El rendimiento

El principio fundamental en esta materia consiste en asegurar al concesionario una utilidad justa y razonable sobre el monto de su inversión, independientemente de la recuperación de ésta.

Las distintas legislaciones examinadas contienen disposiciones específicas y detalladas que tratan de determinar en primer término el valor de la inversión sobre la cual ha de percibirse la utilidad y el procedimiento que se ha de seguir para la fijación de dicho valor, y en segundo lugar, el rendimiento que haya de obtenerse sobre la inversión. De este último aspecto nos ocuparemos ahora, señalando las normas y criterios de los diversos ordenamientos legales analizados.

En la Argentina (L., arts. 39 y 40), los precios y tarifas de la energía eléctrica, "dentro del principio

de lo justo y razonable”, deberán responder básicamente a los siguientes conceptos: 1) costos de capital; 2) costo de los sueldos del personal; 3) gastos generales, administración, dirección técnica y asesoría; 4) combustibles, lubricantes y en general todos los materiales cuyo consumo resulte necesario en el período correspondiente y que estén destinados a la generación, transformación, transmisión y distribución de electricidad; 5) valor de la energía que se adquiere a terceros; 6) intereses y gastos complementarios de financiación sobre bonos y otros capitales crediticios destinados a la explotación y que hayan sido aprobados previamente por el Poder Ejecutivo; 7) los demás gastos no especificados antes, siempre que guarden relación de causalidad con las actividades de explotación; 8) las pérdidas de energía por todo concepto; 9) cláusulas de ajuste. Las tarifas serán establecidas sobre la base de la demanda probable estimada como conveniente, que soporte cada central durante el año. La utilidad del concesionario debe señalarse en las concesiones (L., art. 18).

La legislación brasileña (R., art. 161), establece que la tasa de rendimiento de las tarifas será del 10 por ciento al año sobre la inversión del concesionario. También la Ley de Servicios Eléctricos de Chile (art. 144) señala que las tarifas serán fijadas de modo que produzcan a las empresas una utilidad neta anual del 10 por ciento sobre el capital inmovilizado vigente de la respectiva concesión. Para este efecto debe entenderse por utilidad neta la diferencia entre las entradas de explotación y los gastos de explotación (LSE, art. 148).

La legislación de Costa Rica no establece procedimiento o cifra alguna, declarando únicamente que se procurará que las tarifas sean de lo más favorables para el público consumidor, dentro del principio del servicio al costo, en tal forma que se permita al capital invertido apenas un “rédito justo” (LSNE, art. 51).

En México (LIE, art. 37), las tarifas deben fijarse sobre la base de permitir al concesionario una “utilidad razonable”. Aclara el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (art. 142), que el tanto por ciento de rendimiento anual se fijará tomando como base los rendimientos que tengan otras empresas de servicio público y en general los de otras inversiones que sean semejantes desde el punto de vista de los riesgos, la cuantía y el plazo. En ningún caso, dispone el Reglamento citado, se fijará un tanto por ciento inferior al más alto establecido para bonos y obligaciones del estado, a menos que el propio concesionario solicite y se conforme con uno menor. En todo caso el rendimiento deberá ser suficiente para cubrir los intereses de los bonos, obligaciones y valores emitidos por la empresa concesionaria con autorización de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas y, además, la correspondiente utilidad al dinero propio de la empresa invertido en el negocio eléctrico.

En Nicaragua (LIE, art. 89), el llamado “precio de venta anticipado” de la energía (es decir, el que resulta de la relación entre la suma del monto de los gastos estimados más el monto que represente una es-

timación de la “utilidad total permitida”, ambos tomados para un período igual y la energía estimada para entregarse durante ese mismo período), sirve de base para establecer las tarifas de electricidad. De acuerdo con el artículo 88 de la ley citada, se entiende por “utilidad total permitida” la suma de los siguientes conceptos:

a) Una *utilidad comercial anual*, que será fijada por la Comisión Nacional de Energía expresándose en un porcentaje uniforme para todas las empresas, sobre el “capital propio” y los créditos efectivamente invertidos en los bienes afectos a la concesión, teniendo en cuenta los porcentajes de utilidades rendidas en el país por capitales invertidos en empresas de riesgos similares;

b) Una *utilidad suplementaria variable*, que será fijada anualmente por la Comisión Nacional de Energía, teniendo en consideración los proyectos de expansión y mejora de cada empresa, así como las necesidades de la industria eléctrica y la situación económica del país. Esta utilidad suplementaria se expresará en un porcentaje sobre el valor de los bienes muebles e inmuebles destinados a las actividades de la concesión y solamente podrá utilizarse para el financiamiento de expansiones o mejoras de los bienes afectos al servicio, o en la amortización de créditos destinados al mismo objeto, y

c) Una *utilidad comercial extraordinaria*, que será permitida en concesiones que comprendan generación y cuyas ventas anuales de energía no excedan de cinco millones de kWh. Esta utilidad comercial extraordinaria oscilará entre 0 y 5 por ciento del “capital propio” del concesionario, en proporción inversa a las ventas totales de energía. El porcentaje de utilidad extraordinaria debe calcularse en la forma siguiente:

$$U = 5 \frac{(5 - P)^{P/n}}{5}$$

(Donde:  $U$  es igual a utilidad extraordinaria anual, en porcentaje del capital propio del concesionario; y  $P$  es igual a las ventas totales de energía por año en millones de kWh.)

La legislación de Panamá (D. L., art. 83) establece que el régimen económico por ella impuesto descansa en el principio básico de que el servicio eléctrico debe prestarse a su precio de costo a fin de que las tarifas no reporten mayores cargos que los indispensables para recuperar los gastos de operación, el demérito de los bienes y un “rendimiento justiciero”. El porcentaje autorizado por la legislación panameña sobre el capital neto invertido en el servicio eléctrico, después de pagado el impuesto sobre la renta, oscila entre el 8 ¾ por ciento y el 10 ½ por ciento (D. L., art. 85).

Por lo que se refiere al Perú, la Ley de Industria Eléctrica (art. 120) dispone que el llamado “precio previsto de la energía” (esto es, el que resulta de la relación entre el monto de los gastos estimados más la suma representativa del dividendo anual y de la utilidad comercial anual en un período determinado y la

cantidad de energía estimada por entregar en el mismo período), servirá de base para fijar las tarifas. Estas, pues, deben permitir al concesionario un dividendo anual y una utilidad comercial anual, en la forma siguiente (LIE, art. 120):

a) El *dividendo anual* del 8 ½ por ciento anual sobre el “capital propio” del concesionario efectivamente invertido en bienes afectos a la concesión cuando se trate de concesiones cuya entrega anual de energía sea igual o superior a cincuenta millones de kWh, o el que corresponda hasta un máximo del 12 por ciento, de acuerdo con la escala que establece el artículo 268 del Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica, en relación inversa al volumen de energía entregada, en los casos de concesiones cuya entrega anual no alcance el límite indicado;

b) La *utilidad comercial anual* de la explotación, que será igual al 3 por ciento sobre el “capital propio” del concesionario o de los concesionarios que conjuntamente tengan a su cargo el servicio de una misma zona.

Para el cálculo del dividendo y de la utilidad comercial citados no se incluirán en el “capital propio” las reservas libres constituidas con utilidades no distribuidas (LIE, art. 120).

La exposición de motivos del proyecto de la Ley de Industria Eléctrica del Perú justifica y explica el sistema. En primer término señala que la fijación de un rígido precio para los servicios impone la consideración de dos cuestiones esenciales: que la limitación permita el ejercicio económico previsto a los capitales comprometidos en la concesión y que, satisfecho ese fin, los beneficios que pudieran obtenerse de la explotación sirvan de aliciente al industrial en el desarrollo de sus actividades. “Una inversión a largo plazo como la que se requiere para las concesiones de servicio público de electricidad exige una rentabilidad segura aunque modesta y siempre relacionada al valor actual de los capitales invertidos, siendo ésta la razón que se considere entre los gastos un interés del 8 ½ por ciento anual para el capital propio del concesionario invertido en bienes físicos afectos a la concesión. Se ha considerado también la posibilidad de aumentar este interés hasta el 12 por ciento a fin de franquear efectivamente la concurrencia de capitales para concesiones cuyo rendimiento es manifiestamente exiguo ya que la financiación en favor de concesiones de pequeña entidad sólo puede obtenerse en esferas de crédito nacionales y únicamente un tipo de interés de cierta magnitud que pueda producir la atracción de los inversionistas”. Por lo que se refiere a la “utilidad comercial”, la citada exposición de motivos señala que ha sido instituida como retribución específica a la explotación industrial. “Determinado el concepto de rentabilidad de los capitales invertidos en bienes afectos a la concesión, no puede dejar de considerarse la actividad propiamente comercial o industrial del concesionario ya que éste no puede quedar confinado a la simple calidad de rentista. El ejercicio de la concesión supone dos actividades perfectamente diferenciadas: invertir

capitales que quedan afectos a un largo plazo para alcanzar su recuperación y ejercitar una actividad industrial que requiere ser retribuida”.

Por lo que se refiere al Uruguay, la fijación de las tarifas corresponde a la Administración General de las “Usinas Eléctricas del Estado”, tarifas que deberán ser aprobadas por el Poder Ejecutivo. En caso de existir excedentes de utilidades serán aplicados a rebajar las tarifas y en la ampliación de las instalaciones (ley nº 4273, 21 de octubre de 1912, arts. 17 y 21).

#### 4. La inversión remunerable

En todos los casos la rentabilidad o rendimiento se refiere, directa o indirectamente, al valor de las inversiones del concesionario reconocidas por la ley.

En el Brasil (R., art. 62), el rendimiento se calcula sobre la inversión reconocida, esto es, sobre la suma efectiva y permanentemente invertida en bienes afectos a la concesión (R., art. 58). El valor de las inversiones de las empresas eléctricas se determina sobre la base de su costo histórico y debe expresarse en moneda nacional (R., art. 59). Se entiende por costo histórico la cantidad realmente gastada por el concesionario, comprobada y registrada en su contabilidad (R., art. 60). El costo histórico de las propiedades del concesionario será verificado por el órgano de control, a través del examen de la contabilidad de la empresa y de los correspondientes comprobantes (R., art. 61). Los gastos en moneda extranjera serán contabilizados a la tasa legalmente negociada, en la fecha de la aplicación, o a la tasa media mensual, si aquélla no fuere conocida. Se exceptúa el caso de los gastos realizados con el producto de un crédito en moneda extranjera, en el que la tasa será la de la fecha del contrato (R., art. 61). Cuando las inspecciones o verificaciones del órgano de control no fueren satisfactorias para la determinación del costo histórico de las propiedades del concesionario, dicho costo será determinado mediante tasación pericial (R., art. 62).

En Chile (LSE, art. 136), la utilidad neta que deben producir las tarifas es determinada en relación con el valor del “capital inmovilizado” invertido en el aprovechamiento de las concesiones, que esté vigente en la fecha de la solicitud de fijación de tarifas. Se entiende por “capital inmovilizado” el costo de reemplazo de todas las obras, instalaciones y bienes físicos afectos a las respectivas concesiones, incluyendo los intereses intercalarios destinados a dar el servicio, considerados en su actual estado de conservación, los derechos, los gastos hechos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación (LSE, art. 137). El capital inmovilizado de las empresas eléctricas se determina, previo informe de la Dirección General de Servicios Eléctricos, por la Comisión de Tarifas, mediante convenio mutuo con las empresas, o en defecto de convenio, mediante tasación pericial (LSE, art. 139).

En Costa Rica, el rendimiento (“rédito justo”) ha

de calcularse, según el artículo 51 de la Ley del Servicio Nacional de Electricidad, sobre el "capital invertido", sin que este último concepto quede aclarado. En este caso, "la estipulación de la ley en lo que respecta a tarifas está interpretada en el contrato entre la Comisión reguladora (Servicio Nacional de Electricidad) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, que es la empresa eléctrica más importante del país. Según este contrato, la Compañía tiene derecho a percibir una rentabilidad del 10 por ciento sobre el llamado 'capital neto invertido', el que se define como la diferencia entre la 'inversión bruta' (bienes físicos según 'avalúo justo', capital de explotación y monto acumulado de la insuficiencia de capital) y las deudas y demás obligaciones de la compañía. En otras palabras, el 'capital neto invertido' corresponde al capital en acciones más las reservas de utilidades, determinado indirectamente en base al monto de las inversiones de la empresa".<sup>13</sup> Para determinar "el valor justo" de los bienes de las empresas eléctricas, el Servicio Nacional de Electricidad está facultado para ordenar, cuando lo crea conveniente, que se efectúen los avalúos, investigaciones, estudios e inventarios necesarios para ese fin, quedando las empresas obligadas a cooperar en esos trabajos y a facilitar todos los datos y comprobantes que sirvan para fijar los valores invertidos en los negocios eléctricos (LSNE, art. 51).

En México, la base de la "utilidad razonable" que debe corresponder al concesionario, se fija en relación con el llamado "capital base de tarifas", o sea la inversión hecha de manera prudente y adecuada, que consiste en: 1) obras hidráulicas permanentes o no permanentes, equipos, instalaciones y demás bienes físicos; 2) erogaciones por estudios de carácter general no atribuibles a obra determinada, concesiones, franquicias, derechos, organización y establecimiento del negocio, y otros intangibles igualmente especificados; 3) capital de operación, constituido por el importe de los materiales, combustible en su caso, y numerario, suficiente para satisfacer anticipadamente las necesidades del negocio, entretanto la empresa recibe de sus consumidores, por pago de servicios, cantidades equivalentes (Reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, art. 22).

De acuerdo con los artículos 7º de la Ley de la Industria Eléctrica y 274 y 275 de su Reglamento, de México, el valor de las inversiones de las empresas eléctricas ya existentes al 31 de diciembre de 1941, se determinará por el sistema de valores unitarios uniformes para iguales clases y tipos de instalaciones y propiedades, de acuerdo con las Tablas y Reglas contenidas en el Reglamento mencionado. Por lo que se refiere a las inversiones en bienes físicos efectuadas por los concesionarios con posterioridad al 31 de diciembre de 1941, se tomarán por su valor de costo, en moneda nacional, en el momento en que fueron hechas, de conformidad con las autorizaciones dadas por la Secre-

taría de Industria y Comercio y las comprobaciones que rindan los interesados.

En Nicaragua (LIE, art. 88) la utilidad (comercial anual y comercial anual extraordinaria) se fija sobre el "capital propio" del concesionario, que es el capital efectivamente invertido en los bienes afectos a la concesión, a saber: 1) todos los bienes muebles e inmuebles destinados a las actividades de la concesión, incluyéndose los gastos necesarios para ponerlos en condiciones de servir al objeto de la misma; 2) el activo intangible que incluye: gastos de promoción, planeamiento y organización, patentes y opciones, gastos de contratos y servicios incurridos durante la fase de organización y estudios preliminares; 3) los intereses y comisiones relativos al financiamiento de las obras e instalaciones iniciales de la concesión y de la expansión de las mismas; 4) el capital líquido de explotación, o activo circulante. El capital propio es el que aparece en el pasivo del balance de la contabilidad del concesionario y lo constituyen el capital pagado y las reservas libres establecidas con utilidades no distribuidas.

El valor inicial de los bienes afectos a una concesión será determinado por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo con los documentos auténticos presentados por el concesionario y, según veremos, dicho valor puede ser revaluado mediante tasación pericial (LIE, arts. 37 y 38).

En el Perú (LIE, art. 120) el dividendo y la utilidad comercial se calculan anualmente sobre el capital propio del concesionario efectivamente invertido en bienes afectos a la concesión, pero sin incluir en él las reservas libres constituidas con utilidades no distribuidas. Salvo en lo que se refiere a esta última modalidad, la legislación peruana contiene disposiciones semejantes a las de Nicaragua, ya examinadas.

##### 5. La revaluación de los bienes afectos a las concesiones

Algunas legislaciones autorizan, en determinados supuestos, la revaluación de los bienes afectos a las concesiones de servicio público de electricidad, señalando las normas de aplicación correspondientes.

La exposición de motivos del proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica peruana explica que "al instituir la revaluación periódica de los bienes afectos a la concesión y al permitir que el Fondo de Depreciaciones guarde estricta relación con el valor que le corresponde a su estado de desgaste, se llena la finalidad de asegurar, primordialmente, la conservación y eficiencia de los mismos en beneficio del interés público, así como también de procurar al concesionario la rentabilidad que le corresponde en relación con el valor actualizado de sus inversiones y, por último, hacerle posible la recuperación debida al extinguirse la concesión".

Por su parte, el Ing. Heriberto Petitjean,<sup>14</sup> comentando la legislación eléctrica de su país, escribe: "La

<sup>13</sup> El desarrollo eléctrico centroamericano (TAA/LAT/9), 1959, p. 37.

<sup>14</sup> Aspectos generales sobre la aplicación de la Ley 12378 a las actividades públicas y privadas de la industria eléctrica en el Perú, 1958, pp. 16 ss.



crisis económica en que se ha encontrado a la mayor parte de las concesiones, al tiempo de la aplicación de la Ley de Industria Eléctrica, es una consecuencia de la falta de una adecuada rentabilidad de los capitales invertidos y que obligaba a una existencia a base del capital propio. Ello conducía a la descapitalización de la industria, puesto que tenían que hacer frente a la desvalorización de la moneda, lo que se traducía en aumentos salariales; a un mayor costo de los materiales para el mantenimiento, no permitiendo pensar en futuras ampliaciones de las instalaciones. Esta es la razón por la que al aplicarse la Ley de Industria Eléctrica se ha tenido que imponer a los concesionarios para atender adecuadamente el suministro de energía eléctrica y, en consecuencia, el objeto de la revaluación de los bienes es permitir a los concesionarios la oportunidad de adquirir un fondo de reposición deducido a base de los valores de revaluación, que se encuentran de acuerdo con los valores actuales de los bienes que se han de reponer". Y señala, entre otras, las siguientes consecuencias de la revaluación: 1) mantiene el equilibrio de la economía de los concesionarios al producirse la desvalorización de la moneda; 2) el fondo de reposición a nuevo (Fondo de Depreciaciones) tiene por medio de la revaluación valores reales de acuerdo con los precios actuales; 3) permite asegurar la atención y el mantenimiento del servicio público de electricidad con valores que tienen los elementos en el momento requerido; 4) atrae la inversión de capitales para fomentar la industria eléctrica, asegurándoles una rentabilidad sobre valores actuales que provienen de la revaluación, desterrando el temor de que los capitales propios invertidos puedan quedar congelados; 5) aparentemente la revaluación se inclina en favor de los concesionarios; pero en el fondo es la atención de servicio público la que resulta protegida mediante inversiones que corresponden a la actualidad y no a las que pudieren corresponder en el pasado, cuando las exigencias y los precios y aun el valor de la moneda eran otros, con lo que se garantiza la continuidad del servicio.

Así, la Ley de Servicios Eléctricos de Chile (art. 141), establece que las empresas eléctricas de servicio público podrán revalorizar anualmente los activos de sus balances, bajo el control de la Dirección de Servicios Eléctricos, ajustándolos al valor de los bienes físicos del capital inmovilizado que haya sido determinado, haciendo las modificaciones correspondientes a sus pasivos, y expresando el equivalente en moneda corriente de las obligaciones en moneda extranjera, al tipo de cambio que esté vigente. Estas revalorizaciones, añade la ley citada, no constituirán renta para ningún efecto legal y serán, además, consideradas para la determinación del capital propio de las empresas.

También permiten y regulan la revaluación de los bienes afectos a la concesión las legislaciones de Nicaragua, Panamá y Perú.

Todos los bienes afectos a una concesión de servicio público de electricidad, dice la ley nicaragüense (LIE, art. 38), podrán ser revaluados por la Comisión

Nacional de Energía, mediante tasación pericial, cuando aquella entidad lo considere conveniente o lo solicite el concesionario por causa justificada.

En la misma forma, las legislaciones de Panamá (D. L., art. 44) y de Perú (LIE, art. 43), disponen que los bienes incorporados a una concesión podrán ser revaluados, mediante tasación hecha por peritos, respectivamente por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica o por la Comisión Nacional de Tarifas, si así se estima necesario por el Poder Público o lo solicita el concesionario, al realizarse la revisión ordinaria o extraordinaria de tarifas.

En Nicaragua (LIE, art. 38) y Perú (LIE, art. 43), la tasación pericial deberá determinar el valor de reposición a nuevo de los bienes muebles e inmuebles destinados a las actividades de la concesión y el activo intangible, apreciados en el momento de la operación. Este valor se incrementará con el importe de los intereses y comisiones correspondientes a la financiación de obras e instalaciones iniciales de la concesión y los de expansión de las mismas y con el capital líquido de explotación.

En Panamá (D. L., art. 44), la tasación deberá efectuarse partiendo del costo inicial de los bienes muebles e inmuebles destinados a las actividades de la concesión y el activo intangible y tomando también en consideración el valor de reposición del servicio. En el caso de que una empresa determinada tenga obligaciones por pagar en moneda extranjera se hará un reavalúo de tales obligaciones simultáneamente con el relativo a los bienes (D. L., art. 49).

Establece la legislación de Nicaragua (LIE, art. 40), que el nuevo valor de los bienes, que finalmente resulte fijado con motivo de la revaluación, será asentado en la contabilidad del concesionario en sustitución del valor anterior (en igual sentido la LIE peruana, art. 48).

La diferencia entre el valor de los bienes anterior a la revaluación y el que resulta después de efectuada se repartirá en el pasivo de la contabilidad del concesionario, en el orden siguiente: 1) para reajustar el Fondo o la Reserva de Depreciación a un nuevo valor que corresponda al verdadero desgaste y envejecimiento de las instalaciones; 2) para reajustar las sumas que expresan en moneda nacional las obligaciones contraídas en moneda extranjera; 3) para reajustar el capital propio del concesionario con el excedente que resultare después de los ajustes antes citados (Nicaragua, LIE, art. 40).

Por lo que se refiere a Perú (LIE, art. 48), la diferencia entre aquellos dos valores se distribuirá en el pasivo en el orden siguiente: 1) a reajustar el importe del Fondo de Depreciaciones, en la misma proporción en que resulten revaluados los bienes afectos a la concesión; 2) a modificar el importe que corresponde a la expresión en moneda nacional de las obligaciones contraídas en moneda extranjera, en la misma proporción en que resulten revaluados los bienes afectos a la concesión. La diferencia entre esta última expresión y el importe que realmente corresponde a dichas obliga-

ciones, expresado en moneda nacional, al tipo de cambio vigente para la transferencia de divisas para el pago de obligaciones en la fecha de la revaluación, será asentada en una partida especial denominada "cuenta de nivelación de cambios". Esta última operación se efectuará necesariamente al fin del ejercicio anual, al formular el balance; 3) a reajustar el capital propio del concesionario con el remanente que quede después de practicadas las anteriores operaciones, estableciéndose expresamente que como consecuencia de este último reajuste los concesionarios deberán modificar el valor de los títulos representativos de sus capitales.

#### 6. *Revisiones ordinarias y extraordinarias de las tarifas. Reajuste*

Fundamentalmente, a través de las tarifas se trata de recuperar el costo del servicio y los gastos que demanda su mantenimiento eficaz y continuo, incluyéndose además una utilidad o rendimiento para cuya fijación son variables los criterios legislativos.

Ahora bien, las tarifas no pueden fijarse para siempre, sino para un plazo más o menos largo, tomando en cuenta las variaciones normales del costo del servicio por el lapso que comprenden. También es preciso establecer procedimientos ordinarios y extraordinarios para la revisión o reajuste de las tarifas para adaptarlas a las nuevas condiciones económicas —normales o extraordinarias— de la prestación del servicio. Vamos a referirnos a las normas relativas a estos temas.

En el Brasil (C. A., art. 163; R., art. 172), las tarifas se fijan para un plazo de tres años, al vencimiento del cual deberán ser revisadas (revisión ordinaria). Pero aun antes del fin de dicho término de tres años las tarifas podrán ser reajustadas, en más o en menos, a iniciativa de la División de Aguas o por solicitud del concesionario, con el objeto de mantener la paridad entre el ingreso y el costo del servicio. Es interesante destacar en relación con lo anterior las siguientes situaciones: 1) si la empresa concesionaria fuere deudora de un crédito en moneda extranjera contraído para la instalación de su negocio eléctrico o para la ampliación del mismo, debidamente registrado por la Superintendencia de Moneda y Crédito, se considerará entre los gastos de explotación la diferencia que resulte entre el costo del cambio efectivamente pagado por las exhibiciones de capital e intereses y aquél al cual estuviere contabilizado el crédito, que sirvió de base para la determinación del costo histórico de los bienes e instalaciones construidos o adquiridos con el producto del mismo crédito; 2) también deben computarse en la tarifa las diferencias, en intereses y capital, de créditos con cláusula de escala móvil concertados con el Banco Nacional de Desarrollo Económico del Brasil (R., art. 166, núms. 3º y 4º). Dichas diferencias, en cuanto influyan en el costo del servicio, deberán tomarse en cuenta al fijar ordinariamente o en caso de reajuste extraordinario de tarifas.

En Chile (LSE, arts. 140 y 147), la fijación de tarifas se hace anualmente. Cada cinco años es fijado

el valor del capital inmovilizado de las empresas; pero en el lapso que medie entre dos fijaciones de capital inmovilizado, la Dirección General de Servicios Eléctricos agregará anualmente al capital inmovilizado anterior el valor de los bienes físicos y derechos que se hayan incorporado a la empresa y los aumentos que haya experimentado el capital de explotación, como asimismo disminuirá el valor de los bienes físicos que se hayan retirado del servicio y los derechos que se hayan eliminado, y restará las disminuciones del capital de explotación. Durante el mismo lapso, el valor del capital inmovilizado con las agregaciones y disminuciones señaladas, y con las deducciones por depreciación, será aumentado o rebajado anualmente en la misma proporción en que varíen los índices del costo de la vida. Para esta operación no se considerará el valor de los bienes físicos incorporados a la empresa en los seis meses inmediatamente anteriores. Es éste un procedimiento de reajuste automático de las tarifas, que regirá en todo caso cuando al expirar el plazo de cinco años y transcurridos seis meses de la presentación de la solicitud de nueva fijación de capital inmovilizado y de tarifas, no se llegue a fijarlas.

En Costa Rica (LSNE, art. 51), el Servicio Nacional de Electricidad está facultado para convenir con las empresas normas para el ajuste de tarifas eléctricas conforme se alteren las condiciones económicas que afecten el costo de los servicios; pero en todo caso el alza de tarifas requerirá la aprobación del Poder Ejecutivo.

De acuerdo con la legislación mexicana, las tarifas son fijadas para períodos no mayores de cinco años, revisables al vencimiento de su vigencia. Si la revisión ordinaria no se hace oportunamente, subsisten las tarifas que debieron revisarse (RLIE, art. 129). Por lo que se refiere a las empresas que inicien el servicio, o aquellas que hubieren sufrido una transformación radical en sus características de operación que las equipare a los casos de iniciación del servicio, la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas les fijará tarifas con carácter experimental. Estas tarifas experimentales se basarán en los datos existentes y en las estimaciones razonables que se hagan respecto a las inversiones, ingresos, gastos de explotación y cargos fijos. El plazo de duración de estas tarifas será el que se estime necesario para su experimentación prudente, sin que pueda exceder de tres años, a cuyo vencimiento se revisarán para sustituirlas por las que corresponda, basadas en la experiencia (Reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, art. 25).

En México (RLIE, art. 131), a iniciativa de la Secretaría de Industria y Comercio o a solicitud de las empresas, podrán revisarse anticipadamente las tarifas, en los casos siguientes: 1) cuando hayan variado fundamentalmente los factores económicos de las empresas, que sirvieron de base para calcularlas; 2) en los casos de interconexión.

En Nicaragua (LIE, art. 96) y Perú (LIE, art. 108), las tarifas se fijan por períodos de tres años, siendo

revisables a su vencimiento. En forma extraordinaria las tarifas serán revisadas cuando el concesionario notifique una modificación de las mismas o cuando la Comisión Nacional de Energía lo considere conveniente (Nicaragua, LIE, art. 96). De acuerdo con la legislación peruana (LIE, art. 108), las revisiones extraordinarias de tarifas se efectuarán por iniciativa de la Dirección de Industrias y Electricidad o a solicitud del concesionario cuando la utilidad comercial anual de la explotación resultara mayor del 3 ½ por ciento o menor del 2 ½ por ciento.

Según la ley panameña (D. L., art. 92), las tarifas iniciales deben fijarse al tiempo de firmarse el contrato de concesión respectivo, y permanecerán en vigor mientras no sean revisadas, modificadas o sustituidas, lo que podrá hacerse en cualquier tiempo a iniciativa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica o a pedido del concesionario.

### 7. Las llamadas cláusulas de ajuste y compensación

Como las tarifas son fijadas, en términos generales, por períodos fijos, y con el objeto de no entrar en largos y detallados estudios de tarifas con demasiada frecuencia y mantener a la vez el equilibrio de la economía de las empresas en estas épocas en que los costos de producción varían de día en día, las legislaciones prevén, en diversa medida y a través de sistemas o procedimientos distintos, la forma de mantener tal equilibrio mediante la aplicación de cláusulas y factores de ajuste previamente determinados.<sup>15</sup>

Con estas cláusulas o medios de ajuste se pretende dotar a las tarifas de la flexibilidad necesaria para cubrir las alzas del costo de la mano de obra, combustible, precio de la energía comprada, etc., a fin de garantizar la estabilidad económica de las empresas concesionarias y el rendimiento autorizado en la tarifa respectiva.

De acuerdo con la legislación argentina, en la fijación de tarifas deberán tomarse en cuenta las cláusulas de ajuste correspondientes, señalando los siguientes principios: 1) los costos de capital, mantenimiento y varios se ajustarán anualmente; 2) los cambios que sufra el precio de la mano de obra y de los combustibles serán reajustados dentro de los 30 días de producidos, de acuerdo con las fórmulas que debe establecer la Secretaría de Energía y Combustibles; 3) las disminuciones de costo originadas en una mayor eficiencia técnica serán acreditadas por partes iguales a favor de los consumidores y la empresa o entidad productora, transportadora o distribuidora que lo haya originado (L., art. 39).

En Brasil (R., art. 176), las tarifas pueden ser reajustadas, a título precario, en los casos siguientes: 1) por variación del costo de la energía comprada; 2) por variación del costo del combustible; 3) por aumento en los salarios o en las prestaciones de previsión social; 4) por variación en el pago de intereses y capi-

tal de créditos en moneda extranjera en los casos citados anteriormente y previstos por el artículo 166, números 3º y 4º del Reglamento. En el momento de la fijación trienal de tarifas deben establecerse los factores de influencia y los métodos de ajuste que se aplicarán en cada caso de variación. El concesionario deberá presentar al órgano de control un estudio retrospectivo (por períodos de seis meses en que haya sido aplicado algún factor de ajuste), en el que se muestren detalladamente las compensaciones recibidas por la aplicación de dichos ajustes. Si se comprueba que el concesionario realizó un ajuste indebido o exagerado, el órgano de control ordenará inmediatamente su suspensión, la devolución del exceso cobrado y podrá condicionar a su previa aprobación la aplicación de cualquier nuevo ajuste por el concesionario (R., art. 176).

En Chile (LSE, art. 147) las empresas eléctricas pueden solicitar reajustes de sus tarifas por una sola vez entre dos fijaciones anuales, en el caso de que hayan variado en más de un 10 por ciento los precios del combustible, los sueldos y salarios o el precio de compra de toda o parte de la energía que adquiera una empresa distribuidora. Mientras se tramita el pliego de nuevas tarifas, la Dirección General de Servicios Eléctricos podrá autorizar su aplicación provisional en todo o en parte, con los antecedentes que tenga en su poder.

La legislación mexicana contiene, en el artículo 143 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, una amplia y minuciosa regulación sobre la aplicación de factores de ajuste y compensación, en los casos de variación en el precio del combustible, de la energía comprada, en el costo de la hora de trabajo, en la tasa de los impuestos y en otros renglones que afecten los cargos y gastos de explotación.

Establece la disposición antes citada que las empresas tendrán el derecho y la obligación, respectivamente, de que se aumenten o disminuyan sus ingresos en la cantidad necesaria para compensar los aumentos o disminuciones que se produzcan en sus egresos, por los siguientes motivos: 1) variación en el precio del combustible; 2) variación en el precio de la energía comprada; 3) variación en el costo de la hora de trabajo, calculada tomando en cuenta los salarios y prestaciones sociales derivadas de los contratos y de las leyes sobre la materia; 4) variación en la tasa de los impuestos, o creación o supresión de tributos, exceptuándose los que graven las utilidades; 5) variación en el monto de la provisión anual para el Fondo de Retiros y Reemplazos.

Los aumentos o disminuciones de ingresos se llevarán a cabo por las empresas mediante la aplicación de los factores de ajuste y conforme a la derrama en las tarifas que se aprueben previamente para cada compensación. Las compensaciones que resulten no deben tener en ningún caso como consecuencia elevar o reducir las correspondientes tasas de rendimiento que hayan sido reconocidas al fijarse las tarifas, sino únicamente se tomarán en cuenta las variaciones mencionadas para determinar las compensaciones en cuan-

<sup>15</sup> Rodríguez Mata, *Generación y distribución de energía eléctrica en México (Período 1939-1949)*, p. 196.

to afecten los gastos y cargos de explotación. Al respecto se ha dicho que los factores de ajuste se calculan de suerte que aseguren al concesionario el disfrute de la tasa de rendimiento que se le hubiere aprobado; pero que al trasladar al consumidor los principales incrementos de costos tal vez se limiten los estímulos a su reducción.<sup>16</sup>

Cada caso de variación de los conceptos de egresos citados antes determinará, cuando proceda, la fijación del correspondiente factor de ajuste, previa solicitud de la empresa interesada o a promoción de la Secretaría de Industria y Comercio. Cuando se hubieren autorizado o negado, total o parcialmente, una o más compensaciones, y posteriormente, al término de un ejercicio, apareciere que por variación en la tasa de rendimiento de la empresa se han producido excesos o defectos de compensación, la empresa estará obligada a solicitar la correspondiente corrección de las compensaciones a fin de que se dicte una nueva resolución que permita la recuperación o restitución que procedan (México, RLIE, art. 143).

Los datos, elementos, límites, métodos y requisitos para la fijación y aplicación de los factores de ajuste, inherentes a las condiciones de cada empresa se consignarán en una cláusula que se incluirá en las disposiciones complementarias de sus tarifas, donde también se señalarán los datos e informes peculiares que deberá proporcionar con su solicitud para la fijación de los factores de ajuste y la determinación de la derrama de la compensación correspondiente (México, RLIE, art. 143).

Las solicitudes de fijación de factores de ajuste y determinación de las derramas deberán quedar definitivamente resueltas en un plazo de 120 días, contado a partir de la fecha en que cada solicitud empiece a ser tramitada por la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas. Si al término de dicho plazo no se ha dictado resolución definitiva, se tendrá como aprobada la solicitud en los términos de la misma, debiendo ponerse en vigor el factor de ajuste y la derrama propuestos (México, RLIE, art. 143).

Cuando los factores de ajuste fijados de conformidad con la norma examinada, conjuntamente considerados, produzcan una compensación a favor o en contra de la empresa de más de 30 por ciento de los ingresos que esté percibiendo por venta de energía eléctrica, sin incluir las propias compensaciones, la empresa o la Secretaría de Industria y Comercio podrán solicitar o promover la revisión extraordinaria de tarifas.

En la hipótesis de situaciones súbitas y de carácter agudo, que provoquen de manera inmediata, ya sea directa o indirectamente, desequilibrio en la economía de las empresas que de no remediarse pudiera originar perjuicios graves y siempre que se trate de empresas que estén operando en zonas en que el índice de precios, a juicio de la Secretaría de Industria y Comercio, acuse diferencia apreciable con el índice general de los

precios de la región central del país, y que además importen energía eléctrica en proporción no menor del 50 por ciento de sus necesidades de suministro, la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, a solicitud de la empresa afectada o a moción de la Secretaría de Industria y Comercio y sin más trámites que el de la formulación de la ponencia respectiva y la celebración de una junta de su Consejo Directivo, podrá autorizar a dicha empresa a poner en vigor, a partir de la fecha que se indique en la resolución, los aumentos que en concepto de la citada Comisión sean estrictamente indispensables para restablecer el equilibrio económico de la empresa en cuanto haya sido alterado por la situación de que se trata. La Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas deberá resolver lo que estime procedente dentro de los 10 días siguientes a la fecha en que hubiere recibido la solicitud correspondiente. Si transcurrido ese plazo no se hubiere dictado resolución, se tendrá por autorizado el ajuste solicitado. Al quedar firme la resolución citada, la empresa deberá presentar, dentro de los 60 días siguientes a la fecha en que se haya originado la variación correspondiente, formal solicitud de fijación de factor de ajuste definitivo o de revisión de tarifas, según proceda legalmente y como mejor convenga a sus intereses. Si la empresa no cumple con esta obligación dentro del plazo de 60 días citado, al vencimiento de éste, la resolución de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas quedará insubsistente y, por tanto, sin efecto los aumentos autorizados. Los efectos de la resolución a firme de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas sobre factor de ajuste definitivo o revisión de tarifas se retrotraerán a la fecha en que haya ocurrido la variación que originó el aumento, haciendo en su caso el ajuste que por tal motivo proceda (México, RLIE, art. 143).

En Nicaragua (LIE, art. 97), los concesionarios pueden modificar temporalmente sus tarifas, sin intervención previa de la Comisión Nacional de Energía, cuando el total de los costos legítimos de la concesión haya variado en un porcentaje mayor del 2 por ciento. Esos costos legítimos comprenden los conceptos siguientes: 1) los gastos de combustibles y otros materiales de consumo y mantenimiento destinados a la generación, distribución y venta de energía eléctrica; 2) los salarios, jornales y, en general, toda remuneración pagada por servicios prestados al concesionario por sus empleados y trabajadores; 3) los beneficios de asistencia y seguro social; 4) los gastos generales de administración; 5) los gastos de dirección técnica y servicios de consultores; 6) el costo de la energía comprada a terceros; 7) la suma anual que se aporte al Fondo de Depreciación; 8) el monto de arbitrios, gravámenes, impuestos y contribuciones fiscales, municipales o sociales que afecten a la industria eléctrica de servicio público; 9) en general, todos los demás gastos no especificados anteriormente, que tengan relación de causalidad con las actividades de la concesión (LIE, art. 90).

Sin embargo, esas modificaciones temporales de

<sup>16</sup> Lara Beaucell, *La industria de energía eléctrica*, p. 171.

sus tarifas que pueden efectuar los concesionarios quedan sujetas a la revisión y aprobación retroactivas por parte de la Comisión Nacional de Energía (LIE, art. 97).

En todo caso, para poder ejercitar el derecho de alterar sus tarifas en los términos antes indicados, los concesionarios deberán presentar a la Comisión Nacional de Energía las modificaciones que practiquen en sus tarifas, con la información justificativa de las mismas, con una anticipación de 30 días a la fecha en que tales modificaciones deban entrar en vigor. La resolución que la Comisión Nacional de Energía emita sobre las modificaciones de tarifas practicadas por los concesionarios tendrá efecto retroactivo a la fecha en que hubieren entrado en vigor las respectivas tarifas modificadas (LIE, art. 98). En caso que la resolución fuere desfavorable al concesionario, éste estará obligado: 1) a devolver al consumidor cualquier excedente percibido sobre las tarifas previamente aprobadas por la Comisión Nacional de Energía; 2) a establecer las tarifas de acuerdo con la resolución que dictará la propia Comisión (LIE, art. 99).

En Panamá (D. L., arts. 95, 96 y 97) se encuentra también establecido un procedimiento de ajuste de tarifas que consideramos conveniente exponer, aunque sea brevemente. La diferencia entre los ingresos derivados de los bienes afectos a la concesión, después de deducir los gastos de operación y la dotación anual para la reserva de depreciación, constituye el monto del rendimiento obtenido, el cual se pasará a una "cuenta de estabilización" en donde se enterará, también cada año, el monto del "ingreso autorizado" correspondiente, a fin de establecer la diferencia entre estos dos renglones (D. L., art. 90). El saldo acreedor o deudor de la "cuenta de estabilización", computado desde la fecha de la vigencia del decreto-ley n<sup>o</sup> 31 (27 de septiembre de 1958), que venimos comentando, servirá para establecer un "coeficiente de ajuste" por kWh, en la forma de una cifra de seis puntos decimales que se determinará en relación al monto total de la energía entregada durante el año anterior y que también se hará figurar al final de la "cuenta de estabilización" (D. L., art. 95).

La aplicación del citado "coeficiente de ajuste" se encuentra sujeta a las reglas siguientes: 1) no se aplicará cuando su importe resulte inferior a B/.0005 por kilovatio-hora; 2) en el caso de un coeficiente de ajuste correspondiente a un exceso de utilidades se rebajará su importe del factor o factores de ajuste que por el mayor o menor costo del combustible o de la energía comprada a terceros se haga figurar en las tarifas y cuando corresponda a un déficit en el rendimiento se sumará dicho importe al del referido factor o factores de manera que se aplicarán en conjunto; 3) las fracciones de centavo que resulten en relación con el importe total de las facturas se completarán hasta el centavo más próximo, haciéndose caso omiso cuando resulte exactamente medio centavo. A partir del día primero del tercer mes siguiente al final de cada año fiscal se aplicará el coeficiente de ajuste a toda la fac-

turación posterior y durante los doce meses subsiguientes y en combinación con el factor o factores a que se refiere el inciso 2 (D. L., arts. 96 y 97).

Ni en la legislación de Costa Rica ni en la de Perú encontramos regulado un sistema de ajuste de tarifas tendientes a compensar los aumentos o reducciones de los gastos de explotación en la forma establecida en las demás legislaciones examinadas.

### 8. Estructuración de las tarifas. Principios

Hemos visto cómo las diversas legislaciones examinadas, en cuanto al régimen de las tarifas se refiere, pretenden establecer el principio de que la atención de los servicios garantice a las empresas concesionarias un porcentaje de rentabilidad suficiente para cubrir sus costos de operación y, a la vez, permita un rendimiento razonable a la inversión y la recuperación de ésta, ofreciendo así al inversionista atractivos para sus programas de expansión. Ahora bien, también algunas de las legislaciones examinadas parecen tomar en cuenta, en la estructuración de las tarifas eléctricas, otra clase de consideraciones. En efecto, la fijación de tarifas, considerada como una parte de la política de electrificación de un país debe efectuarse en forma razonablemente discriminatoria en favor de aquellas actividades cuyo desarrollo es conveniente para la economía nacional o del sector de población de escasos recursos. Entre otros, el Colegio de Economistas, Contadores Públicos y Auditores de Guatemala,<sup>17</sup> se ha ocupado del problema: "...propugnamos decididamente porque el Estado establezca discriminaciones razonables que orienten en debida forma nuestro desarrollo económico y social... La política de electrificación (como uno de los tantos instrumentos de desarrollo) tendrá que ser esencialmente discriminatoria en favor de aquellas actividades que conforme al plan de desarrollo se trata de estimular... la discriminación que propugnamos debe ser hecha por el Estado en función de sus planes de desarrollo y mejoramiento social... y para democratizar su uso entre las clases pobres".

También el Subcomité Centroamericano de Electrificación, en su primera reunión (1959), al examinar los diversos problemas financieros que se presentan en relación con la extensión de los servicios eléctricos a zonas de rentabilidad reducida, se preguntó si los usuarios de estas zonas "deberían pagar los costos de las inversiones adicionales, en virtud de las cuales obtienen acceso al servicio, o si convendría, por el contrario, adoptar métodos alternativos que permitieran a las empresas compensar la reducida rentabilidad de dichas áreas con el rédito más elevado obtenido en otras —siempre en condiciones de un coeficiente global adecuado de rentabilidad—, o cubrir las diferencias correspondientes con un subsidio del Estado". Hubo acuerdo en el sentido de que convendría mantener una flexibilidad adecuada en forma tal que los

<sup>17</sup> La electrificación nacional en función del desarrollo económico y mejoramiento social, ponencia aprobada en sesión general de 18 de mayo de 1956.

usuarios de zonas poco redituables no tuvieran en todos los casos que hacerse cargo de los costos totales de la inversión.<sup>18</sup>

En relación con los problemas apuntados, la legislación mexicana (RLIE, art. 141) dispone que en la estructuración de las tarifas y en la determinación de las cuotas relativas, se tendrán en cuenta no solamente las características del consumo, sino también las finalidades de los servicios con el objeto de favorecer a aquéllos que representen una mayor utilidad social.

Por su parte, las legislaciones de Nicaragua (LIE, arts. 89 y 135) y de Perú (LIE, art. 135), afirman que al establecer las tarifas se tomarán en cuenta los siguientes factores: 1) la naturaleza del uso de la energía; 2) la influencia de dicho uso en el desarrollo económico e industrial del país; 3) su impacto o incidencia en el costo de la vida; 4) la capacidad económica de los consumidores.

También se desprende la posibilidad de una discriminación en las tarifas de la legislación brasileña (R., arts. 163 y 177), que señala únicamente la prohibición de fijar cuotas distintas para consumidores correspondientes a la misma clasificación o que se encuentren en condiciones iguales de utilización del servicio.

Esta última prohibición se encuentra también establecida en las leyes de Costa Rica (LSNE, art. 22), México (LIE, art. 37), Nicaragua (LIE, art. 109), Panamá (D. L., art. 106) y Perú (LIE, art. 135)

#### 9. Fondos o reservas para reversión, depreciación, ampliación, etc.

En algunas de las legislaciones examinadas se establece la creación o integración de determinados fondos o reservas, cuya finalidad es muy diversa. En todo caso, la constitución de tales fondos se realiza a través de las tarifas.

##### a) Brasil

i) *Reserva para reversión.* Tiene como finalidad la de proveer de los recursos necesarios para indemnizar al concesionario por la reversión de los bienes e instalaciones afectos al servicio, al término de la concesión (R., art. 33).

El total de las cuotas de reversión, durante los tres años de vigencia de las tarifas, deberá ser depositado en la agencia del Banco del Brasil, S. A., del domicilio de la empresa concesionaria. Dichos depósitos solamente podrán ser destinados a su finalidad principal o, mediante la aprobación del órgano de control, para la ejecución de obras e instalaciones para la ampliación de los servicios o para la amortización de créditos obtenidos con el mismo objeto (R., art. 33).

ii) *Reserva para amortización.* En esta cuenta de reserva deben registrarse las amortizaciones de los bienes que constituyen la inversión del concesionario. Las cantidades correspondientes al saldo de la reserva para

amortización, no se computarán en la determinación del importe de la inversión remunerable (R., art. 33).

iii) *Reserva para depreciación.* Esta reserva está destinada a compensar las pérdidas de valor originadas por el desgaste, destrucción, insuficiencia u obsolescencia de los bienes e instalaciones que integran la inversión del concesionario. El retiro de bienes e instalaciones, y la sustitución o reposición de los mismos, se harán con cargo a esta reserva para depreciación, acreditándose en la misma, en su caso, el valor de salivamento correspondiente (R., art. 32).

##### b) Chile

i) *Fondo de amortización.* Establece el artículo 146 de la Ley de Servicios Eléctricos, que las empresas eléctricas de servicio público están obligadas a destinar a amortización de capital una cantidad equivalente al 50 por ciento de la suma en que la utilidad neta anual exceda del 10 por ciento del capital inmovilizado. El Fondo de Amortización Acumulado será reajustado anualmente en proporción a los índices del costo de la vida.

ii) *Reserva para depreciación.* El artículo 148 de la Ley de Servicios Eléctricos considera entre los gastos de explotación, a las reservas para depreciación, señalando que los gastos de depreciación no podrán ser inferiores al 2 ½ por ciento ni superiores al 4 por ciento de los bienes físicos depreciables.

##### c) México

i) *Entero anual del 2 por ciento.* Establece el inciso a) del artículo 7º de la Ley de la Industria Eléctrica, que el concesionario con capacidad de suministro mayor de 100 kW, cubrirá al Gobierno Federal, durante el plazo de cincuenta años de su concesión, una cantidad igual al valor de las inversiones hechas para la prestación del servicio, con excepción de las obras hidráulicas permanentes, en forma de un entero anual de la cantidad equivalente al dos por ciento de dicho valor. Esta cantidad que el concesionario debe enterar al Gobierno Federal, será tomada en cuenta para los efectos de la fijación de tarifas (LIE, art. 7º, inciso c)).

En esta forma, al vencimiento de la concesión, el concesionario podrá retirar las instalaciones y disponer de todos los bienes afectos al servicio, con excepción de las obras hidráulicas permanentes que hubiere construido, las cuales quedan a beneficio de la nación sin compensación alguna (LIE, art. 7º, inciso f)), sin perjuicio en todo caso del derecho de adquirir aquellas instalaciones y bienes del estado.

Esta obligación de efectuar el entero anual del 2 por ciento sólo será exigible cuando el rendimiento obtenido por el concesionario en el ejercicio anual correspondiente haya sido igual o mayor al que le fue fijado en las tarifas, ya que en caso contrario, y siempre que no se deba a causas imputables a él, el concesionario tendrá el derecho de tomar a título de compensación para ser aplicada a su rendimiento la parte del 2 por

<sup>18</sup> Informe de la Primera Reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación (E/CN.12/CCE/207), p. 20.

ciento necesaria para completar el rendimiento que le hubiere sido concedido en las tarifas (RLIE, art. 62).

Además, la Secretaría de Industria y Comercio podrá renunciar total o parcialmente, y por determinado tiempo, al derecho que el Gobierno Federal tiene de percibir el entero cuando al practicarse los estudios necesarios para la fijación de tarifas se estime que la inclusión total o parcial del cargo correspondiente determinaría una elevación en las tarifas que se considere inconveniente. (RLIE, art. 62.)

El concesionario puede solicitar autorización para utilizar la cantidad que en determinado ejercicio le corresponda enterar por concepto del 2 por ciento para la ejecución de obras de ampliación. La cantidad que corresponda podrá quedar en poder del concesionario, en calidad de préstamo, siempre y cuando funde su petición en el hecho de que no cuenta con los fondos necesarios para ejecutar obras de ampliación en sus instalaciones (RLIE, art. 64).

La suma total que el Gobierno Federal obtiene por la recaudación de las cantidades correspondientes a este entero anual de 2 por ciento, se destina a incrementar el patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad, para los fines propios de su objeto (LIE, art. 7º, inciso e)).

ii) *Fondo de retiros y reemplazos.* Los concesionarios deberán separar anualmente de sus ingresos, durante los primeros cincuenta años de su concesión, la cantidad necesaria para constituir un fondo de retiros y reemplazos, cantidad que se fijará tomando en cuenta las condiciones de los bienes destinados a los fines de la concesión y demás factores que los afecten. En el transcurso del período de que se trata, los concesionarios no podrán hacer cargo alguno a las tarifas por depreciación o por amortización de los bienes sujetos al sistema de retiros y reemplazos (LIE, art. 26). Las tarifas, dice el artículo 144 del Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica, permitirán la constitución de un fondo de retiros y reemplazos, destinado a cubrir al concesionario una cantidad igual al valor aprobado de las instalaciones y equipos que se retiren, más el importe de los gastos que originen esos retiros. Esa cantidad en ningún caso excederá del 5 por ciento del valor atribuido a las propiedades del concesionario, exceptuadas las obras hidráulicas permanentes.

El fondo de retiros y reemplazos está destinado preferentemente a cubrir el valor de los bienes que se retiren y deban ser reemplazados. Los retiros de bienes se harán con cargo al fondo: aplicando a éste el valor de salvamento de los mismos (RLIE, arts. 153, 154 y 155). Cuando el bien retirado requiera ser reemplazado, el concesionario estará obligado a sustituirlo de su peculio (RLIE, art. 144).

El fondo de retiros y reemplazos será manejado por el concesionario, según estas bases: 1ª) deberá conservar en efectivo por lo menos un 20 por ciento; 2ª) el 80 por ciento restante podrá invertirlo: a) en ampliación de sus instalaciones, b) en valores públicos y privados de los aprobados por la Comisión Nacional de Valores, para inversión de las instituciones de crédito,

seguros y fianzas. Los rendimientos producidos por las inversiones citadas incrementarán el referido fondo y disminuirán al mismo tiempo las eventuales pérdidas que las mismas puedan producir (RLIE, art. 156).

iii) *Reserva para amortización y depreciación.* Los concesionarios de servicio público con capacidad de suministro de más de 100 kW, quedan facultados para hacer durante el segundo período de vigencia de sus concesiones una reserva anual para amortización de las obras hidráulicas permanentes (LIE, art. 7º, inciso b) y RLIE, art. 164).

También podrán hacer una reserva anual para depreciación de los demás bienes, siempre y cuando no prefieran mantener el sistema de constitución de un fondo de retiros y reemplazos. Al término del primer período de cincuenta años el saldo que pudiera haber del fondo de retiros y reemplazos, quedará automáticamente como primera partida de la reserva de depreciación (RLIE, arts. 161 y 164).

Los concesionarios estarán también facultados para amortizar durante el segundo período de vigencia de las concesiones los valores intangibles que formen parte del capital base de tarifas (RLIE, art. 164).

Las cuotas de amortización y depreciación que se fijen en ningún caso serán mayores del 4 por ciento anual sobre el valor de los bienes que se trate de amortizar o depreciar (RLIE, art. 165).

#### d) Nicaragua

i) *Fondo de reserva de expansión y mejora.* Este fondo debe constituirse con los ingresos derivados de la llamada "utilidad suplementaria variable" a que ya nos hemos referido, utilidad que será fijada anualmente por la Comisión Nacional de Energía teniendo en consideración los proyectos de expansión y mejora de cada empresa, así como las necesidades de la industria eléctrica y la situación económica del país. Las cantidades que integren este fondo solamente podrán utilizarse para el financiamiento de expansiones o mejoras de los bienes afectos a la concesión o para la amortización de los créditos empleados en los mismos objetos de expansión o mejora (LIE, art. 88).

ii) *Fondo de depreciación.* Los concesionarios crearán y alimentarán un fondo de depreciación, como compensación del desgaste y envejecimiento de los bienes muebles e inmuebles destinados a las actividades de la concesión (LIE, art. 104). Este fondo será alimentado con las cuotas que fije la Comisión Nacional de Energía, que serán consideradas en el cálculo de las tarifas. La acumulación de tales cuotas se llevará a una cuenta especial denominada reserva para depreciación, cuyo monto total no podrá superar al importe con que los bienes afectos a la concesión figuren en la contabilidad del concesionario (LIE, art. 105).

Hasta cinco años antes del vencimiento de la concesión o de su prórroga, las sumas aportadas al fondo de depreciación sólo podrán aplicarse a los siguientes fines: 1) a inversiones en bienes destinados a la misma concesión o a otras concesiones de servicio pú-

blico que funcionen en el país; 2) al reembolso de bonos y otros capitales crediticios cuyo monto hubiere utilizado el concesionario para la adquisición de bienes afectos a la misma concesión o a otras que funcionen en el país; 3) a depósitos en cuentas corrientes especiales que se efectuaren en instituciones de crédito establecidas en el país (LIE, art. 106).

La dotación anual del fondo de depreciación se calculará a base de los años de vida útil de cada uno de los elementos que constituyen los bienes afectos a la concesión (LIE, art. 107).

#### e) Panamá

La legislación eléctrica panameña crea una *reserva de depreciación* destinada a reintegrar los capitales invertidos por el concesionario en bienes percederos, ya por desgaste, ya como resultado de adelantos técnicos, ya por el crecimiento mismo de la demanda de energía eléctrica (D. L., art. 101).

El monto de la reserva de depreciación no podrá superar al importe con que los bienes depreciables figuren en la contabilidad del concesionario (D. L., art. 102).

La dotación anual para la reserva de depreciación deberá calcularse a base de los años de vida útil de los elementos que constituyen los bienes depreciables incorporados a la concesión, dotación que no podrá ser superior en conjunto a lo que indique la práctica de la industria eléctrica para empresas comparables en tamaño y tipo de generación (D. L., art. 103).

El concesionario deberá invertir anualmente en ampliaciones de su servicio o en aumento del capital de trabajo, o en ambas cosas, una suma equivalente al 25 por ciento por lo menos de las ganancias netas susceptibles de reparto como dividendo entre las acciones, más el importe de la dotación a la reserva de depreciación durante el año anterior después de haberse hecho los reembolsos necesarios para la amortización de bonos y otros capitales crediticios cuyo monto hubiere utilizado el concesionario para la adquisición de bienes incorporados en las concesiones de servicio público de electricidad que funcionen en el país (D. L., art. 104). El concesionario que no compruebe haber hecho anualmente la reinversión antes citada, o que deje de comprobar que se justifica el no haberlo hecho, no tendrá derecho a devengar en el período de doce meses, a partir de la comprobación del incumplimiento, más que el 85 por ciento de la rentabilidad que le haya sido fijada en sus tarifas (D. L., art. 105).

#### f) Perú

i) *Fondo de ampliaciones*. La Ley de Industria Eléctrica (art. 129) crea el fondo de ampliaciones destinado a cubrir el costo de la extensión de las instalaciones de distribución en alta tensión fuera del sector inicial señalado en la concesión y que el servicio requiera dentro de la zona de concesión. Se formará dicho fondo con las cuotas anuales que se señalen en

las tarifas. La acumulación disponible no podrá exceder del 20 por ciento del capital invertido en ampliaciones, sujeto a revaluación (LIE, art. 130). La dotación anual para el fondo de ampliaciones no podrá ser superior al 5 por ciento del valor de las inversiones efectuadas por el concesionario en el sistema de alimentación primaria y distribución secundaria, incluyendo el valor de las instalaciones costeadas por terceros e incorporadas a la concesión. El citado porcentaje se calculará sobre la cantidad representativa de la revaluación de los bienes a que se refiere y deberá ser previamente aprobado por la Comisión Nacional de Tarifas (LIE, art. 131).

Las instalaciones efectuadas con el fondo de ampliaciones serán utilizadas en forma exclusiva y a título gratuito por el concesionario, y su valor deberá ser claramente consignado en la contabilidad con el carácter de bienes de dominio público (LIE, art. 132).

El concesionario no podrá efectuar inversiones con cargo al fondo de ampliaciones, ni comprometerlas en operaciones de crédito, sin la autorización correspondiente del Supremo Gobierno, que se otorgará previo dictamen del Consejo Superior de Electricidad (LIE, art. 133).

ii) *Fondo de depreciaciones*. También crea la ley peruana (art. 125 de la LIE), un fondo de depreciaciones, destinado a reintegrar los capitales invertidos en la concesión y cuyos valores representativos son propiedad del concesionario, salvo la parte que corresponde a bienes del dominio público.

El fondo de depreciaciones se formará con el monto anual aprobado en las tarifas, cuya acumulación no podrá exceder del importe con que los bienes afectos a la concesión figuren en la contabilidad del concesionario (LIE, art. 126).

Hasta cinco años antes del vencimiento de la concesión o de su prórroga, las sumas que integren el fondo de depreciaciones sólo podrán aplicarse a los siguientes fines: 1) a inversiones en bienes destinados a la misma concesión o a otras concesiones de servicio público de electricidad que funcionen en el país; 2) al reembolso de bonos y otros capitales crediticios cuyo monto hubiere utilizado el concesionario para la adquisición de bienes afectos a concesiones de servicio público de electricidad que funcionen en el país; 3) a depósitos en cuentas corrientes especiales que se efectuarán en instituciones de crédito establecidas en el país (LIE art. 127).

La dotación anual de este fondo se calculará a base de los años de vida útil de cada uno de los elementos que constituyen los bienes afectos a la concesión y no podrá superar en conjunto el 5 por ciento del valor total con que los bienes afectos a la concesión sujetos a revaluación, estén asentados en la contabilidad del concesionario (LIE, art. 128).

#### 10. Contratación de créditos y emisión de títulos

Con el objeto de garantizar la estabilidad económica y financiera de las empresas eléctricas de servicio públi-



co, algunas de las legislaciones examinadas contienen normas que establecen la previa autorización del órgano estatal correspondiente cuando aquéllas tratan de obtener créditos o emitir títulos de deuda.

Así, en el Brasil (C. A., art. 181; R., arts. 36 y 119), se dispone que el órgano de control verificará en todo caso la emisión de títulos de deuda por las empresas eléctricas, y que solamente estará permitida dicha emisión cuando se realice: 1) para la adquisición de propiedades; 2) para la construcción, complemento, extensión o mejora de las instalaciones, sistemas de distribución y otras obras con ellas relacionadas; 3) para la adquisición de equipo destinado al mejoramiento de la operación de los bienes e instalaciones afectos al servicio; 4) para la renovación, sustitución o garantía de obligaciones; 5) para el reembolso de dinero de renta efectivamente aplicada a los fines antes indicados.

En Chile (LSE, art. 78), los concesionarios pueden contratar préstamos sobre sus concesiones, obras e instalaciones, siempre que los fondos que se obtengan sean destinados íntegramente a obras de mejoramiento o ampliación de sus servicios, o a operaciones financieras que apruebe la Dirección General de Servicios Eléctricos, y que estén relacionadas con la empresa.

La legislación de Costa Rica (LSNE, art. 53), establece que el Servicio Nacional de Electricidad ejercerá vigilancia sobre las finanzas y manejos comerciales de las empresas eléctricas, para evitar en lo posible cualquier especulación con los bonos, cédulas, obligaciones hipotecarias, acciones y cualquiera otro valor negociable emitido por ellas. La emisión de acciones y de cualquiera de los valores antes citados, requerirá en todo caso la previa aprobación del Servicio Nacional de Electricidad (LSNE, art. 54).

En México (LIE, arts. 28 y 29; RLIE, art. 169), los concesionarios deben obtener autorización de la

Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas para emitir acciones, obligaciones y otros valores, así como para contratar la obtención de capital para los fines de su concesión. Las emisiones y contratos citados sólo serán autorizados cuando sean necesarios para los fines de la concesión de que se trate, y deberán sujetarse a tales condiciones que los capitales que se obtengan en virtud de ellos serán redimibles mediante los ingresos que se reciban por la explotación de la concesión, sin que se tengan que elevar las tarifas en forma perjudicial para los consumidores. Añade la ley que el pago de intereses por las empresas eléctricas sobre bonos, obligaciones u otros valores, sólo se tomarán en cuenta al aprobar las tarifas, cuando las operaciones respectivas hayan sido previamente autorizadas por la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas. No se requiere dicha autorización para obtener créditos con vencimiento máximo de un año, siempre y cuando el total de estos créditos no sea superior en ningún momento al 50 por ciento de sus gastos de explotación en el año fiscal inmediatamente anterior, en la inteligencia de que la obtención de estos créditos no determinará elevación en las tarifas. (Véanse además los artículos 41 al 43 del Reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas.)

También en Nicaragua (LIE, art. 103) la emisión de valores y bonos por parte de concesionarios de servicios públicos de electricidad, para las actividades o fines de la concesión, está sujeta a la previa aprobación de la Comisión Nacional de Energía. Los intereses y las comisiones relativos al financiamiento de las obras e instalaciones iniciales de la concesión y de la expansión de las mismas, estarán sujetos asimismo a la aprobación de la Comisión Nacional de Energía (Nicaragua, LIE, art. 35; igual disposición en la LIE de Perú, arts. 21 y 41).

## C. RÉGIMEN INSTITUCIONAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

### 1. Política institucional

Corresponde ahora el examen del régimen institucional de la industria eléctrica establecido por los distintos ordenamientos latinoamericanos a que nos hemos referido; reseña meramente descriptiva, panorámica, que pretenderá tan sólo mostrar las funciones y facultades principales de aquellas entidades, instituciones, organismos o autoridades públicas, que en diferente grado y medida intervienen en materia eléctrica.

Esa intervención pública sobre las actividades propias de la industria eléctrica comprende tanto la mera función reguladora cuanto el análisis y solución de todos los problemas que plantea el abastecimiento de electricidad, desde el planeamiento hasta la explotación y ejecución de obras e instalaciones. Así, pueden distinguirse como fases distintas de la intervención pública, las siguientes: 1) programación y fomento; 2) control; 3) realización directa de obras y su explotación.

Hemos señalado antes la importancia y necesidad

de una legislación integral y orgánica en materia de energía eléctrica, lo cual supone, forzosamente, la creación de los organismos o entidades oficiales encargados de administrarla. Es decir, la actividad eléctrica, o mejor dicho el ejercicio de esa actividad, no puede quedar al libre arbitrio de las empresas sino que, por el contrario, debe estar sometida al control de la autoridad pública, intervención que ha sido destacada en la primera y segunda parte de este trabajo.

Por otra parte, el desarrollo restringido de la industria eléctrica en América Latina, que no guardaba relación con las necesidades y posibilidades de los diversos países, ha inducido a los gobiernos a abordar problemas de electrificación en escala nacional mediante planes de largo alcance. La programación y el fomento de la electrificación nacional son temas principales de la política de desarrollo económico de las naciones latinoamericanas.

Además, la insuficiencia de la inversión privada para el desarrollo eficaz de los programas nacionales de

electrificación, ha inducido a los gobiernos a la ejecución directa de las obras e instalaciones necesarias para ese fin y a la administración y operación directa de las mismas. En este aspecto, como se ha señalado, el financiamiento del suministro de energía eléctrica en América Latina se realizó hasta fines del período 1930 a 1939, casi sin excepciones, mediante la iniciativa privada, en especial de origen extranjero. "La participación de los gobiernos se limitaba a controlar al concesionario con el doble objeto de defender el recurso natural, en los casos de explotación de potencial hidráulico, y de asegurar al consumidor un abastecimiento continuo y a precios regulados dentro de los regímenes de concesión exclusiva en que estos sistemas operan por lo general. Si se exceptúa el Uruguay, los únicos casos de acción directa en el campo de la producción o distribución pública de energía se reducían a las centrales eléctricas en manos de organismos municipales, en su mayoría poco importantes. Este sistema de intervención municipal era necesario principalmente en las pequeñas poblaciones, donde el capital particular no encontraba mercados de tamaño suficiente para ofrecer actividad remuneratoria."<sup>19</sup> Pero, en años relativamente recientes, "como consecuencia de los cambios y de las dificultades económicas planteadas por los crecientes procesos inflacionarios", se pasó a la etapa siguiente en el establecimiento de centrales eléctricas: "la constitución de organismos públicos encargados de ejecutar las obras básicas previstas en planes o programas especiales".<sup>20</sup>

Vamos a examinar, pues, el régimen institucional de la industria eléctrica.

## 2. Argentina

El panorama institucional que se desprende de la reciente legislación eléctrica argentina, se integra de los siguientes organismos: a) Secretaría de Energía y Combustibles; b) Consejo Federal de la Energía Eléctrica; c) Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado. Nos referimos, además, al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica y al Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior.

### a) *Secretaría de Energía y Combustibles*

Es el órgano de control o supervigilancia con atribuciones sobre todas las funciones de gobierno, inspección y policía, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional. La Secretaría de Energía y Combustibles tiene a su cargo: 1) promover el desarrollo integral y racional funcionamiento de los sistemas eléctricos nacionales (constituídos por las centrales, líneas y redes de transmisión y distribución, y obras e instalaciones complementarias —sin distinción de las personas, públicas o privadas, a quien pertenezcan—,

<sup>19</sup> La energía en América Latina (E/CN.12/384/Rev.1), op. cit., p. 79.

<sup>20</sup> Ibid., p. 80.

sometidos a la jurisdicción nacional), mediante la interconexión de las centrales y redes de jurisdicción nacional; 2) asegurar la libre circulación y distribución de la energía eléctrica en todo el territorio de la nación; 3) mantener actualizado el inventario de las fuentes de energía, el catastro de las utilidades y la estadística de la industria eléctrica en todos sus aspectos; 4) asesorar al Poder Ejecutivo con relación al otorgamiento de las concesiones y autorizaciones para la utilización de las fuentes de energía eléctrica y para la instalación de centrales y redes de jurisdicción nacional; 5) ejercer las funciones de policía y seguridad técnica de los sistemas eléctricos nacionales, de los sistemas eléctricos del estado (esto es, las centrales, líneas y redes de transmisión, y obras e instalaciones complementarias, de propiedad del estado, o que él administra o explota) y de la red nacional de interconexión (esto es, el conjunto de sistemas eléctricos nacionales interconectados); 6) ejercer las funciones de inspección técnica y contable sobre las instalaciones, funcionamiento y régimen de tarifas de dichos sistemas; 7) impartir las normas técnicas y disposiciones necesarias para el funcionamiento y operación de los servicios de jurisdicción nacional; 8) someter a la aprobación del Poder Ejecutivo las tarifas y precios de compra y venta de la energía a los productores y a los distribuidores de la red nacional de interconexión y servicios públicos de jurisdicción nacional; 9) reglamentar el funcionamiento de los sistemas eléctricos nacionales, incluida la red nacional de interconexión, con aprobación del Poder Ejecutivo (L., arts. 35 y 37).

Para los anteriores efectos debe entenderse como de jurisdicción nacional la generación, transformación y transmisión, cuando: 1) se vinculen a la defensa nacional; 2) se destinen a servir el comercio de energía eléctrica entre la capital federal y una o más provincias o una provincia con otra o con el territorio de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur; 3) correspondan a un lugar sometido a la legislación exclusiva del Congreso Nacional; 4) se trate de aprovechamientos hidroeléctricos o maremotores que sea necesario interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente, para la racional y económica utilización de ellos; 5) en cualquier punto del país integren la red nacional de interconexión; 6) se vinculen con el comercio de energía eléctrica con una nación extranjera; 7) se trate de centrales de generación de energía eléctrica mediante la utilización o transformación de energía nuclear o atómica (L., art. 6º). También serán de jurisdicción nacional aquellos servicios públicos de electricidad destinados a atender las necesidades de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado, cuando una ley del Congreso evidenciara el interés general y la conveniencia de su unificación (L., arts. 3º y 6º).

### b) *Consejo Federal de la Energía Eléctrica*

Es una dependencia de la Secretaría de Energía y Combustibles, que tiene por objeto: 1) considerar y

coordinar los planes de desarrollo de los sistemas eléctricos del país y someterlos a la aprobación de los respectivos poderes jurisdiccionales; 2) actuar como consejo asesor y consultor del Poder Ejecutivo y de los gobiernos de las provincias que lo requieran, en todo lo concerniente a la industria eléctrica y a los servicios públicos de electricidad; las prioridades en la ejecución de estudios y obras; a las concesiones y autorizaciones; y a los precios y tarifas para la industria eléctrica y los servicios públicos de electricidad; 3) aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia eléctrica; 4) proponer las disposiciones reglamentarias de la ley reguladora de la industria eléctrica (L., art. 24).

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica (L., art. 28), delimitará "zonas de electrificación", integrada cada una de ellas por la provincia o provincias, que racional y técnicamente, constituyan un núcleo energético desde el punto de vista del afianzamiento gradual del sistema eléctrico argentino o tenga, cuando se trate de dos o más provincias, una interdependencia real o potencial en la materia. En cada zona de electrificación, funcionará un Comité Zonal de la Energía Eléctrica, dependiente del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Esos comités tendrán intervención informativa en todos los problemas de la competencia del Consejo Federal y la más amplia libertad de iniciativa para proponer las tarifas, la aplicación del fondo especial de desarrollo eléctrico del interior y las soluciones energéticas que juzguen de interés para la zona respectiva (L., art. 28).

### c) Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado

Tiene a su cargo el despacho de cargas en la red nacional de interconexión y el manejo y funcionamiento de los sistemas eléctricos del Estado, con las siguientes atribuciones: 1) comprar la energía eléctrica a las centrales integrantes de la red nacional de interconexión y atender a su comercialización mediante la venta a las empresas y organismos de prestación de servicios públicos de electricidad y a las grandes industrias; 2) establecer anualmente el régimen de funcionamiento de cada central integrante de la red nacional de interconexión; 3) impartir las órdenes necesarias para el despacho de cargas, de acuerdo con las normas establecidas por la Secretaría de Energía y Combustibles (L., art. 38).

### d) Fondo Nacional de la Energía Eléctrica

Este fondo ha sido creado con el fin de contribuir a la financiación de los planes de electrificación. Se integrará: 1) con un aporte del tesoro nacional que se fijará anualmente; 2) con el 50 por ciento como mínimo del producto de la recaudación del fondo nacional de la energía; 3) con las regalías sobre el uso de las fuentes hidráulicas de energía; 4) con el derecho de importación de electricidad que se establezca; 5) con el recargo de 0.10 pesos por kilovatio-hora sobre

el precio de venta de la electricidad, quedando facultado el Poder Ejecutivo para modificar este recargo, no pudiendo exceder del 15 por ciento de dicho precio de venta; 6) con el producto de la negociación de títulos de deuda nacional que se emitan con cargo a ser servidos con recursos del fondo; 7) con la recaudación por reembolso, y sus intereses, de los préstamos que se hagan con los recursos del fondo; 8) con donaciones, legados, aportes y otros recursos no especificados (L., art. 30). El 80 por ciento del fondo se destina a estudios, construcción y ampliación de las centrales, redes y obras complementarias o conexas, que ejecute el Estado Nacional y el 20 por ciento restante se transferirá al Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico.

### e) Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior

Este fondo especial se integrará, además del 20 por ciento indicado con: 1) los excedentes de las tarifas y recargos que establezca el Poder Ejecutivo en la capital federal y gran Buenos Aires; 2) los aportes del tesoro de la nación que correspondan a los compromisos del fondo de restablecimiento económico y todos los aportes que se determinen además en la ley de presupuesto; 3) el 10 por ciento del producto del Fondo Nacional de la Energía (L., art. 32).

Este Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, se aplicará: 1) para aportes y préstamos a las provincias para sus planes de electrificación, siempre que se encuadren en los planes aprobados con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y no graven el consumo de electricidad para otros fines que no sean exclusivamente de desarrollo de energía eléctrica. Para acogerse a estos beneficios, las provincias deberán establecer tarifas que prevean la amortización de tales aportes. Las sumas recaudadas en tal concepto deberán destinarse exclusivamente a la renovación, ampliación de plantas existentes o a la ejecución de redes de electrificación, o al reintegro, en su caso, de los respectivos préstamos; 2) para préstamos a municipalidades, cooperativas y consorcios de usuarios de electricidad, para sus obras de primer establecimiento, de construcción y ampliación de centrales, redes de distribución y obras complementarias; 3) para préstamos a empresas privadas de servicios públicos de electricidad para ampliación y mejoras de sus servicios en centrales de capacidad no superior a 2 000 kilovatios instalados (L., art. 33).

## 3. Brasil

La administración de la actividad eléctrica, en sus diversos niveles, está encomendada al Consejo Nacional de Agua y Energía Eléctrica, a la División de Aguas del Departamento Nacional de la Producción Minera del Ministerio de Agricultura y, en caso de transferencia de atribuciones, a los estados, o a sus órganos.

### a) Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica

En el artículo 200 del Código de Aguas de 10 de julio de 1934, se previno la creación de un "Consejo Federal de Fuerzas Hidráulicas y Energía Eléctrica".

El organismo a que se refería el artículo 200 del Código de Aguas quedó creado por el decreto-ley n° 1285 (18 de mayo de 1939), bajo la denominación de "Consejo Nacional de Aguas y Energía", cambiando posteriormente esta denominación por la que hoy ostenta (decreto-ley n° 1699, 24 de octubre de 1939).

Las facultades y funciones del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica, señaladas en el artículo 200 del Código de Aguas citado y en los decretos-leyes números 1285 y 1699, refrendados en el decreto-ley n° 41019 (26 de febrero de 1957), que reglamenta los servicios de electricidad, pueden resumirse así:

1) Estudiar: a) las cuestiones relativas a la utilización de los recursos hidráulicos del país para lograr su mejor aprovechamiento en producción de energía eléctrica; b) los asuntos relativos a la producción, explotación y utilización de energía eléctrica; c) los impuestos federales, estatales y municipales que incidan, directa o indirectamente, sobre la industria eléctrica.

2) Opinar —por orden del Presidente de la República— sobre: a) la creación de cualquier impuesto federal que grave, directa o indirectamente, la generación, transmisión, distribución o suministro de energía eléctrica; b) cualquier asunto relativo a las aguas y a la energía eléctrica; c) cualquier compromiso internacional que deba asumir el gobierno, que interese a la industria eléctrica.

3) Proponer al Gobierno Federal y a los estados las providencias convenientes para el desarrollo de la producción y el uso de la energía eléctrica, y para la realización de las conclusiones a que hubiere llegado en sus estudios.

4) Mantener estadísticas: a) de la producción y utilización de energía eléctrica en el país; b) del material y equipo eléctrico destinado a generar, transmitir, transformar y distribuir energía eléctrica.

5) Resolver: a) sobre la interconexión de las plantas y sistemas eléctricos; b) en grado de recurso, sobre las controversias entre la administración pública y los concesionarios, y entre éstos y los consumidores.

6) Elaborar y someter a la consideración del Presidente de la República la reglamentación del Código de Aguas y de las demás leyes vigentes o que deban regir en el futuro la utilización de los recursos hidráulicos y la energía eléctrica.

7) Opinar en los procedimientos relativos al otorgamiento, expropiación, reversión, transferencia o caducidad de concesiones y contratos para la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, y cualquiera otro asunto cuya solución deba adoptarse mediante decreto, así como indicar sustitutivos a las soluciones propuestas.

8) Ejecutar y fiscalizar el servicio de distribución y aplicación del fondo federal de electrificación y del impuesto único sobre energía eléctrica.

9) Organizar los planes de aprovechamiento de las fuentes de energía en el país, que serán sometidos a la aprobación del Presidente de la República. Una vez aprobados dichos planes, el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica procederá a la ejecución de los proyectos resultantes, a través de los órganos propios, determinando las fuentes de energía que deban utilizarse, las zonas de suministro y las interconexiones, coordinaciones e integraciones que sean consecuentes.

10) Coordinar el aprovechamiento racional de los recursos hidráulicos del país. Para tal efecto deben ser presentados al Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica los estudios, proyectos y planos, elaborados por órganos federales, estatales o municipales o por particulares, relativos a cualquier aprovechamiento de tal naturaleza, así como sus ampliaciones y modificaciones.

11) Proponer o determinar, con el fin de mejorar el aprovechamiento y el aumento de las disponibilidades de energía en el país, las medidas pertinentes: a) para la utilización más racional y económica de las instalaciones, tomando en cuenta: i) el mejor aprovechamiento de la energía producida, mediante cambios de horario de consumos, o por su agrupación en condiciones más favorables, el suministro a nuevos consumidores cuyas necesidades sean complementarias de las existentes, y cualquiera otra providencia análoga; ii) la reducción del consumo, por la eliminación de los que sean prescindibles o por la adopción de horarios especiales en las regiones y épocas del año en que fuere conveniente; b) para el aumento de capacidad o para una más eficaz operación de las citadas instalaciones, por la ejecución de modificaciones o ampliaciones destinadas a la producción, transformación y distribución de energía eléctrica; c) para el establecimiento de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica y para su transmisión, transformación y distribución, con el objeto de evitar deficiencias en las zonas de operación asignadas a las empresas eléctricas.

12) Establecer un orden de preferencia en el suministro de energía eléctrica, según la importancia de las finalidades a que se destine, cuando no fuere posible en determinadas zonas atender a todas las necesidades de consumo de energía eléctrica.

Debemos referirnos especialmente a las funciones y atribuciones del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica relacionadas con lo que se denomina "centralización de la producción".

La "centralización" de los sistemas generadores de energía eléctrica podrá llevarse a efecto con el fin de atender deficiencias locales de suministro, a través de la racionalización de la producción en una determinada región por cualquiera de los procedimientos siguientes: 1) por la interconexión de dos o más sistemas generadores de entidades diversas, manteniendo cada uno su propio criterio de operación y aplicando libremente sus disponibilidades de energía; 2) por la "integración" bajo una única propiedad y una operación centralizada, de la generación y distribución de energía eléctrica; 3) por la "coordinación" de las ope-

raciones de generación y transmisión para el suministro en bloque a entidades distribuidoras de electricidad (R., art. 149).

La centralización, en sus distintas modalidades, podrá ser solicitada por los concesionarios al Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica, y sólo se aprobará cuando así lo justifique el interés nacional. Podrá ser resuelta de oficio por el propio Consejo en el caso de los incisos 1) y 2) del párrafo anterior. El Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica, una vez oídas las entidades o empresas interesadas y el órgano de control (División de Aguas), determinará las condiciones de la centralización, así como las compensaciones que procedan y medidas técnicas, financieras y administrativas respectivas (R., arts. 150 y 151).

Establece el artículo 151 del R., que para los efectos de la "coordinación", el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica deberá organizar comisiones especiales, encargadas del estudio de la progresiva estructuración de los sistemas centralizados del país, estudio que comprenderá: 1) la elaboración de un plan de normalización técnica de las instalaciones eléctricas existentes en las diversas regiones, incluida la frecuencia y tensión de transmisión, que permita la interconexión de los sistemas eléctricos; 2) la delimitación de las regiones de centralización teniendo en cuenta sus recursos energéticos y la capacidad de consumo, según se desprenda de las concentraciones demográficas y de la estructura y situación de sus fuerzas económicas; 3) la organización de un programa seriado de interconexiones que deban realizarse y de un plan de coordinación de la generación, transmisión y del sistema primario interconectado, para suministro en bloque a las entidades o empresas de distribución directa a los consumidores; 4) el planeamiento de la concentración de la producción dentro de los sistemas regionales de centralización, por la construcción, cuando sea económicamente conveniente, de nuevas plantas generadoras de gran capacidad y eficiencia, sin perjuicio de la construcción de nuevas plantas, medianas o pequeñas, localizadas en la vecindad de los centros de carga. Las referidas comisiones especiales fueron creadas por el artículo 3º del decreto-ley nº 5287 (26 de febrero de 1943).

#### b) *División de Aguas*

Desempeña funciones de órgano de control o supervigilancia. Su competencia está señalada por el artículo 12 del R., a saber: 1) examinar e instruir técnica y administrativamente las solicitudes de concesión para el aprovechamiento de energía hidráulica y para la producción, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica; 2) fiscalizar técnicamente la producción, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica, en los siguientes aspectos: a) ejecución de los proyectos de obras e instalaciones eléctricas (para verificar si las obras fueron ejecutadas de acuerdo con los proyectos aprobados; para permitir o resolver modificaciones a esos proyectos cuando las cir-

cunstancias lo exijan; para autorizar la iniciación del servicio); b) explotación de los servicios (para garantizar la utilización apropiada de las instalaciones; la observancia de las normas legales y técnicas relativas a la operación y conservación de los bienes e instalaciones; la seguridad y salubridad públicas); c) la utilización de la energía (para garantizar el cumplimiento de las normas legales y técnicas relativas a dicha utilización); 3) ejercer la fiscalización económica y financiera de las empresas eléctricas; 4) aplicar en todo el territorio nacional el Código de Aguas y sus disposiciones reglamentarias. (Véanse además: R., arts. 15, 16 y 17; C. A., art. 144, modificado según decreto-ley nº 3763, 25 de octubre de 1941.)

La División de Aguas, dice el artículo 178 del Código de Aguas (modificado según decreto-ley nº 3673, 25 de octubre de 1941), fiscalizará la producción, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica con el triple propósito de 1) asegurar un servicio adecuado; 2) fijar tarifas razonables; 3) garantizar la estabilidad financiera de las empresas (R art. 119).

Para la realización de las finalidades mencionadas, la División de Aguas está facultada para revisar la contabilidad de las empresas y hacer todas las inspecciones y exámenes que juzgue oportunos y convenientes, quedando las empresas obligadas a dar toda clase de facilidades, informaciones, documentación y datos que se les soliciten (C. A., arts. 178 y 183; R., art. 13).

#### c) *Los estados*

La Unión puede transferir a los estados las atribuciones necesarias para conceder, autorizar y fiscalizar los servicios de energía eléctrica, dentro de sus respectivos territorios, siempre y cuando el estado interesado demuestre contar con una organización técnico-administrativa a la cual se encuentren especialmente encomendados los asuntos concernientes al estudio y valoración del potencial hidráulico, su aprovechamiento industrial, inclusive su transformación en energía eléctrica y su explotación, con capacidad necesaria para desempeñar las siguientes funciones: 1) estudios sobre el régimen de las corrientes de agua y valoración del potencial hidráulico; 2) otorgamiento de concesiones y autorizaciones, fijación de tarifas y realización de estudios económicos; 3) fiscalización técnica y contable y demás servicios necesarios para el desempeño de las atribuciones transferidas (R., arts. 37 y 38; C. A., arts. 191 y 192).

Los estados ejercerán, dentro de sus respectivos territorios, las atribuciones que les sean conferidas, en relación con todas las fuentes de energía y su aprovechamiento, exceptuadas las siguientes: 1) las existentes en corrientes del dominio de la Unión; 2) las de potencia superior a 10 000 kW; 3) las que por su situación geográfica interesen a más de un estado; 4) aquellas cuyo racional aprovechamiento exija trabajos de regularización o acumulación que interesen a más de un estado (C. A., art. 193; R., art. 41).

La transferencia de las facultades mencionadas a los estados se hará por Decreto del Presidente de la República, oída la División de Aguas y previa la opinión del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (R., art. 40).

Las dependencias estatales a las que sean transferidas las facultades citadas quedarán sujetas a la fiscalización del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (R., art. 42 y decreto-ley nº 1285, 18 de mayo de 1939, art. 10).

#### d) *Fondo Federal de Electrificación*

Fue creado por ley nº 2308 (31 de agosto de 1954). Se destina a promover y financiar obras e instalaciones para la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como para promover el desarrollo de la industria productora de equipo y material eléctrico (ley citada, art. 1º).

La ley mencionada creó además el impuesto único sobre el consumo de energía eléctrica, de cuya recaudación corresponde el 40 por ciento a la Unión y el 60 por ciento restante a los estados, Distrito Federal y municipios (art. 5º).

El Fondo Federal de Electrificación se integra: 1) con la parte correspondiente a la Unión en el rendimiento del impuesto único sobre consumo de energía eléctrica; 2) con las dotaciones consignadas en el Presupuesto Federal, que no serán inferiores al 4 por ciento de la recaudación total del impuesto citado; 3) con los rendimientos de los depósitos e inversiones de los recursos propios (art. 2º, ley citada).

De acuerdo con el artículo 7º del decreto nº 40499 (6 de diciembre de 1956), el Fondo Federal de Electrificación deberá emplearse en la realización de estudios, proyectos, construcción y operación de sistemas generales de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como en la fabricación de material eléctrico pesado y en la uniformación de la frecuencia de la corriente eléctrica para abastecimiento público. Además, el Banco Nacional de Desarrollo Económico, S. A., podrá tomar con cargo al Fondo Federal de Electrificación, y con la autorización del Presidente de la República, los fondos necesarios para su inversión en acciones y obligaciones de sociedades de economía mixta concesionarias de servicios públicos de electricidad, controlados por la Unión, los estados o el Distrito Federal, para transferir dichos valores posteriormente a la empresa que cree el Gobierno Federal para la ejecución de los programas de interés nacional en el campo de la energía eléctrica (art. 7º del decreto citado). Estas aplicaciones sólo podrán autorizarse cuando se trate de financiar proyectos previamente aprobados por el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica.

Por lo que se refiere a la aplicación de la cuota del 60 por ciento que en la recaudación del impuesto único sobre consumo de energía eléctrica corresponde a los estados, Distrito Federal y municipios, dispone el artículo 12 del decreto nº 40499 citado, que deberá destinarse a la producción, transmisión y distribución de energía

eléctrica. Esa aplicación podrá consistir: 1) en el costo directo de estudios, proyectos, obras y servicios realizados o mantenidos por los estados, Distrito Federal y municipios para el suministro público de energía eléctrica, incluyendo las líneas de distribución local, pero excluyendo el costo de los servicios de alumbrado público; 2) en el pago de créditos concertados para esa misma finalidad; 3) en la suscripción de acciones de empresas concesionarias nacionales, en las que la mayoría de las acciones pertenezca ya o dicha situación se produzca con la suscripción, a personas morales de derecho público, que controlen su administración; 4) en el financiamiento de empresas nacionales en plena actividad, que se dediquen a la producción, transmisión o distribución de energía eléctrica, mediante contratos aprobados por el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (art. 12 del decreto nº 40499 citado).

Los estados, Distrito Federal y municipios sólo podrán recibir las cuotas que les correspondan en la recaudación del citado impuesto cuando hayan sido aprobados por el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica los respectivos planes anuales de suministro de energía eléctrica, elaborados en forma coordinada con el Plan Nacional de Electrificación (art. 14 del decreto nº 40499 citado).

También los estados han instituido fondos de electrificación semejantes al que nos ocupa, destinados a la organización y ejecución de los respectivos planes estatales de electrificación. Así, han sido creados el Fondo de Energía Eléctrica del estado de Bahía (ley nº 425, 29 de octubre de 1951), el Fondo de Electrificación del estado de Paraná (ley nº 1384, 10 de noviembre de 1953), el Fondo de Electrificación del estado de Goiás (ley nº 1807, 19 de agosto de 1955); el Fondo Estatal de Electrificación del Estado de Mato Grosso (ley nº 830, 4 de agosto de 1956); el Fondo de Electrificación del Estado de Espírito Santo (ley nº 1088, 30 de agosto de 1956); el Fondo Estatal de Electrificación del Estado de Río de Janeiro (ley nº 3102, 21 de noviembre de 1956); el Fondo de Electrificación del Estado de Minas Gerais (creado por la Constitución del Estado); el Fondo de Energía Eléctrica del estado de Pernambuco (creado por la Constitución del Estado).

Es preciso destacar que la legislación de los estados se preocupa también de la resolución de los respectivos problemas locales de electrificación, promoviendo la ejecución de obras e instalaciones y el financiamiento y constitución de empresas eléctricas, todo ello con la finalidad de dar cumplimiento a los respectivos planes estatales de electrificación. Pueden citarse, como ejemplo, la ley nº 1807 (19 de agosto de 1955) del estado de Goiás, que crea "Centrais Eléctricas de Goiás, S. A.", sociedad por acciones de economía mixta, cuyo objeto es la realización de estudios, proyectos, construcciones y operación de plantas generadoras y de sistemas de transmisión o distribución eléctrica; la ley nº 510 (30 de noviembre de 1949) del Estado de Minas Gerais, que autoriza al gobierno local para organizar, dentro de su territorio, sociedades de economía

mixta y participar en ellas, para la construcción y explotación de centrales y plantas eléctricas (Centrais Elétricas de Minas Gerais, S. A.).

#### 4. Chile

En este país la actividad eléctrica está regulada en sus distintos aspectos por la Dirección General de Servicios Eléctricos y por la Comisión de Tarifas. También debe hacerse referencia a la Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (ENDESA).

##### a) Dirección General de Servicios Eléctricos

Es una dependencia del Ministerio del Interior a la que corresponde fundamentalmente la inspección y supervigilancia de la construcción y explotación de toda clase de obras y empresas de servicios eléctricos (LSE, art. 158). Sus atribuciones están señaladas específicamente en el artículo 150 de la Ley de Servicios Eléctricos, y son las siguientes: 1) velar por el cumplimiento de las leyes y reglamentos vigentes o que en el futuro se dicten en materia de instalaciones y servicios eléctricos; 2) estudiar e intervenir en todas las cuestiones a que de lugar la aplicación de dichas leyes y reglamentos, y proponer las modificaciones que la experiencia y los progresos de la técnica aconsejaren; 3) autorizar el empleo de maquinarias, instrumentos, aparatos, equipos, artefactos y materiales eléctricos de toda naturaleza, fiscalizando para ello su fabricación en el país o su importación; 4) otorgar, previo examen, los permisos y autorizaciones para ejercer las funciones de instaladores, electricistas de teatro, operadores de biógrafo u otros; 5) dictar normas para evitar interferencias mutuas entre sistemas eléctricos, y entre éstos y los de telecomunicaciones; 6) dictar normas para evitar acciones electrolíticas de difusión gaseosa o de otro orden que puedan ocurrir entre líneas y canalizaciones eléctricas subterráneas con líneas férreas, líneas de tranvías, cañerías de agua potable, cañerías de gas, alcantarillado, etc.; 7) dictar resoluciones, en casos de emergencia, para establecer racionamientos o restricciones en los servicios públicos eléctricos; 8) comprobar la exactitud de los instrumentos de medida de energía eléctrica suministrada a los consumidores, la potencia eléctrica o cualquiera otra magnitud; 9) informar las solicitudes de concesión de servicios eléctricos, y dictaminar sobre estudios, planos, especificaciones y presupuestos de las obras que presenten los concesionarios; 10) vigilar e inspeccionar la construcción de las obras de las concesiones, comprobar su conformidad con los planos aprobados y autorizar los planos de detalle de dichas obras; 11) vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los decretos de concesión; 12) hacer, a petición de los interesados, la recepción de las instalaciones eléctricas interiores nuevas e informar sobre el estado de las existentes; 13) resolver, oyendo a los afectados, los reclamos que se formulen por, entre o en contra de particulares, consumidores y concesionarios, y que se refieran a cualquier cuestión

derivada de la legislación eléctrica; 14) imponer a los concesionarios y particulares las multas autorizadas por la legislación eléctrica; 15) estudiar y someter a la aprobación de la Comisión de Tarifas el convenio mutuo de fijación del capital inmovilizado de las empresas de servicio público y de sus modificaciones; 16) estudiar e informar a la Comisión de Tarifas las solicitudes relativas a tarifas y sus condiciones de aplicación, que presenten las empresas eléctricas de servicio público; 17) autorizar, sin más trámites, a las empresas eléctricas de servicios públicos, tarifas provisionales mientras se fijen las definitivas o se modifiquen las vigentes; 18) pronunciarse sobre los reglamentos especiales de servicio de las empresas eléctricas, que sean sometidos a su aprobación; 19) supervigilar el cumplimiento de las normas de contabilidad fijadas a las empresas eléctricas, y examinar y revisar, cuando lo estime conveniente, dicha contabilidad; 20) llevar un archivo completo de todos los antecedentes relativos a cada empresa eléctrica y formar la estadística general de los servicios eléctricos del país; 21) asesorar a las municipalidades que deseen firmar contratos con las empresas eléctricas para el alumbrado público; 22) asesorar a las municipalidades en los proyectos de mejora y ampliación del alumbrado público; 23) asesorar a las municipalidades que sean concesionarias de servicios públicos de alumbrado y fuerza motriz; 24) administrar y explotar provisionalmente las empresas que el gobierno ordene intervenir por incumplimiento de las obligaciones fijadas en la concesión o por la suspensión del servicio.

Ahora bien, la Ley de Servicios Eléctricos (art. 159), encomienda también a la Dirección General de Servicios Eléctricos funciones que exceden a las de mero control, a saber: 1) hacer los estudios y proponer al Presidente de la República, la construcción de obras complementarias o de ampliación necesarias para cubrir el aumento de las demandas de servicio de las empresas eléctricas de servicio público; 2) estudiar la influencia que puedan ejercer las nuevas instalaciones que se proyecten sobre las existentes, y, en general, sobre todo los asuntos relativos a los servicios eléctricos que el gobierno le encomendare; 3) administrar y explotar las empresas eléctricas fiscales de servicio público que determine el Supremo Gobierno; 4) estudiar planes inmediatos o a largo plazo de ampliación y mejoramiento de servicios eléctricos públicos o privados del país, y de interconexión de los existentes, con el objeto de fomentar los consumos y dar mayor seguridad a los suministros de energía eléctrica.

Para el ejercicio de sus atribuciones, la Dirección General de Servicios Eléctricos cuenta con las necesarias facultades de inspección y de información (LSE, arts. 162 y 163).

##### b) Comisión de Tarifas

Es un organismo público creado por el artículo 155 de la Ley de Servicios Eléctricos, cuya finalidad específica consiste en intervenir en la fijación del capital

inmovilizado (base de la rentabilidad) y de los pliegos de tarifas de las empresas eléctricas.

c) *Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (ENDESA)*

Constituida en 1943, como sociedad anónima. Tiene por objeto examinar la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica y, en particular, realizar el plan de electrificación nacional, aprobado por el Consejo de la Corporación de Fomento de la Producción y los que la sociedad confeccione y apruebe dicho Consejo; y por finalidad principal, la de suministrar energía eléctrica al mayor número de consumidores, directamente o por intermedio de otras empresas (art. 4º de los Estatutos de la ENDESA).

Para el desarrollo de su objeto y cumplimiento de su finalidad, la ENDESA puede: 1) generar, transmitir, distribuir, vender y comprar energía eléctrica; 2) obtener, adquirir y gozar las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos; 3) adquirir los muebles, inmuebles, instalaciones, derechos, concesiones y valores que constituyan el patrimonio de cualquiera persona, física o moral, que haga o proyecte hacer en el país la generación, transmisión de energía eléctrica, así como acciones, valores u obligaciones emitidas por aquellas personas; 4) estudiar, construir e instalar nuevas plantas generadoras de energía eléctrica, hidráulicas o térmicas, y sus sistemas de transmisión y distribución; 5) celebrar con personas físicas o morales contratos de compra, de suministro o de intercambio de energía eléctrica; 6) participar en otras sociedades, empresas o cooperativas de aprovechamiento, distribución, transmisión o generación de energía eléctrica, o que tengan relación con estas actividades; 7) desarrollar cualquiera actividad industrial, comercial, financiera o de investigación, que convenga a la mejor consecución de sus fines (art. 4º de los Estatutos de la ENDESA).

## 5. Costa Rica

Son dos los organismos que intervienen, en distinto nivel, en la actividad eléctrica: el Servicio Nacional de Electricidad y el Instituto Costarricense de Electricidad.

a) *Servicio Nacional de Electricidad*

Constituye fundamentalmente el órgano de control y vigilancia de la actividad eléctrica.

Por medio de esta institución, dice el artículo 2º de la Ley del Servicio Nacional de Electricidad, el estado ejercerá su dominio, aprovechará, utilizará, gobernará o vigilará, según fuere el caso, todas las aguas y fuerzas eléctricas de dominio público. Por su parte, el artículo 34 del ordenamiento citado señala que el Servicio Nacional de Electricidad es una institución que representa al estado en todo lo que concierne a concesiones de aguas, fuerzas hidráulicas, generación, transmisión, transformación, distribución y compraventa de energía eléctrica.

En síntesis, corresponde al Servicio Nacional de Electricidad el otorgamiento de las concesiones en materia eléctrica y la suprema autoridad y vigilancia en todo lo relacionado con ella (LSNE, art. 6).

Debe señalarse también que el Servicio Nacional de Electricidad está facultado para establecer, adquirir y administrar plantas generadoras y sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica donde sea económicamente factible y necesario para cubrir la demanda (LSNE, art. 50).

b) *Instituto Costarricense de Electricidad*

Fue creado por decreto-ley nº 449 (8 de abril de 1949), con el propósito fundamental de encauzar el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la nación posee, en especial los recursos hidráulicos y, a la vez, encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del país (art. 1º del decreto-ley citado).

Sus finalidades principales son las siguientes: 1) dar solución pronta y eficaz a la escasez de fuerza eléctrica, cuando ella exista y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias, el uso de la electricidad en las regiones rurales y su mayor consumo doméstico; 2) unificar los esfuerzos nacionales para satisfacer la necesidad de energía eléctrica, mediante procedimientos técnicos que aseguren el mejor rendimiento de los aprovechamientos de energía y sus sistemas de transmisión y distribución; 3) promover el desarrollo industrial y la mayor producción nacional haciendo posible el uso preferencial de la energía eléctrica como fuente de fuerza motriz y de calefacción y ayudando por medio de asesoramiento y de la investigación tecnológica al mejor conocimiento y explotación de las fuentes de riqueza del país; 4) procurar la utilización racional de los recursos naturales y terminar con la explotación destructiva y desperdiciada de los mismos; 5) conservar y defender los recursos hidráulicos del país, protegiendo las cuencas, las fuentes y los cauces de los ríos y corrientes de agua; 6) ayudar a la habilitación de tierras para la agricultura por medio del riego y la regulación de los ríos, cuando esto sea económicamente factible al desarrollar en forma integral los sitios que se usen para producir energía eléctrica (art. 2º del decreto-ley citado).

El programa básico de trabajo del Instituto Costarricense de Electricidad consiste en la construcción de nuevas plantas de energía hidroeléctrica y de redes de distribución de la misma (art. 2º del decreto-ley citado). Sus programas, obras y proyectos serán exclusivamente producto de los estudios técnicos y financieros que realice, y en su determinación no interviene ningún otro organismo estatal, a menos que el propio Instituto haya solicitado su colaboración (art. 3º del decreto-ley citado).

La política financiera del Instituto, de acuerdo con el artículo 17 del decreto-ley que lo creó, será la de ca-



pitalizar las utilidades que obtenga de la venta de energía eléctrica y de cualquier otra fuente, en el financiamiento y ejecución de los planes nacionales de electrificación e impulso de la industria a base de energía eléctrica. "El Gobierno —dice el precepto citado—, no derivará ninguna parte de esas utilidades, pues el Instituto no deberá ser considerado como una fuente productora de ingresos para el Fisco, sino que deberá usar todos los medios a su disposición para incrementar la producción de energía eléctrica como industria básica de la nación."

El Instituto Costarricense de Electricidad tiene personalidad jurídica y patrimonio propio (arts. 4º y 16 del decreto-ley citado), y como institución autónoma ejerce su gestión administrativa y técnica con absoluta y total independencia del Poder Ejecutivo, "guiándose exclusivamente por las decisiones de su Consejo Directivo, el cual actuará conforme a su criterio y con apego a las leyes y reglamentos pertinentes y a los principios de la técnica" (artículo 7º del decreto-ley citado).

Cuando el Instituto Costarricense de Electricidad actúe como empresa de servicio público de electricidad, quedará sujeto al control del Servicio Nacional de Electricidad (otorgamiento de concesiones, aprobación de tarifas, contabilidad, control técnico y administrativo, etc.) (art. 19 del decreto-ley citado).

## 6. México

Tienen intervención preponderante en las actividades de la industria eléctrica la Secretaría de Industria y Comercio (Dirección General de Electricidad), la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas y la Comisión Federal de Electricidad.

### a) *Secretaría de Industria y Comercio (Dirección General de Electricidad)*

Es el órgano regulador o de control al que el Poder Ejecutivo ha encomendado la regulación de la generación de energía eléctrica, su transformación, transmisión, distribución, exportación, importación, compra-venta, utilización y consumo, a efecto de obtener su mejor aprovechamiento en beneficio de la colectividad (LIE, arts. 1º y 2º), con amplias facultades de inspección y vigilancia sobre tales actividades en los aspectos técnico, contable, financiero y administrativo.

### b) *Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas*

Es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, creado por el decreto de 30 de diciembre de 1948, cuyas finalidades son: 1) la fijación, revisión y modificación de tarifas generales; 2) la autorización para la celebración y modificación de contratos especiales; 3) aprobar las tasas de rendimiento que deberán producir las cantidades del fondo de retiros y reemplazos, que las empresas eléctricas pretendan invertir para la ampliación o mejora

de sus instalaciones; 4) autorizar las solicitudes de las empresas eléctricas de servicio público que pretendan emitir acciones, obligaciones u otros títulos seriales de crédito, o contraer obligaciones por virtud de las cuales se cree un gravamen real sobre los bienes afectos a la concesión; 5) interpretar las tarifas generales y los contratos especiales, a solicitud de las empresas interesadas, del usuario en un contrato especial de la Secretaría de Industria y Comercio; 6) presentar a la Secretaría de Industria y Comercio iniciativas sobre cualquier aspecto de la industria eléctrica que pueda tener relación directa o indirecta con las funciones antes citadas (art. 3º del decreto citado).

También corresponde a la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas la aprobación de las cláusulas de ajuste y compensación, resolver sobre la procedencia y cuantía de las compensaciones, la fijación de los factores de ajuste y de las derramas para producir dichas compensaciones, así como la corrección de los excesos o defectos de compensación (RLIE, art. 143; decreto que crea la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, art. 3º; Reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, art. 38). Corresponde a la Secretaría de Industria y Comercio la vigilancia del cumplimiento de las resoluciones citadas (RLIE, art. 143).

### c) *Comisión Federal de Electricidad*

Fue creada por la ley de 14 de agosto de 1937, con el objeto de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica "basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales".

El decreto de 11 de enero de 1949 dio a la Comisión Federal de Electricidad una nueva estructura, derogando la citada ley de 14 de agosto de 1937.

De acuerdo con el artículo 1º del decreto de 11 de enero de 1949, la Comisión Federal de Electricidad es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tiene por objeto: 1) estudiar el planeamiento del sistema nacional de electrificación y las bases de su funcionamiento; 2) ejecutar obras relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; 3) adquirir instalaciones de las mencionadas en el inciso anterior, así como valores y acciones relativos a la industria eléctrica; 4) participar con sociedades o individuos en la formación de empresas que se dediquen a los propósitos señalados en el inciso 2; 5) participar en sociedades que tengan por objeto la fabricación de aparatos y materiales utilizables en instalaciones eléctricas; 6) organizar cooperativas de consumidores de energía eléctrica, para procurar el abastecimiento en las condiciones más favorables a los usuarios; 7) intervenir en las actividades de electrificación que emprendan instituciones oficiales o semioficiales; 8) efectuar las operaciones y realizar todos los actos y contratos necesari-

rios para el cumplimiento de los propósitos antes indicados (art. 1º del decreto citado).

La Comisión Federal de Electricidad es fundamentalmente un órgano de planeamiento y fomento de la industria eléctrica, a través del cual el gobierno mexicano lleva a cabo la política nacional de electrificación.

Cuando actúa como empresa de servicio público de suministro de energía está sometida a la legislación sobre la materia y al régimen de concesión. En efecto, señala el artículo 23 de la Ley de la Industria Eléctrica, que la Comisión Federal de Electricidad necesitará concesión para todas las actividades relacionadas con la generación, transmisión, transformación, distribución y venta de energía eléctrica que le competan, aunque la Secretaría de Industria y Comercio podrá eximirla de llenar alguno o todos los requisitos legales o reglamentarios establecidos, "excepción hecha de los que se refieran a control técnico, vigilancia y policía".

Sin embargo, como ya lo indicamos en la Parte A de este trabajo, la Comisión Federal de Electricidad goza de preferencia en el otorgamiento de concesiones, principio que se encuentra reiterado en el artículo 7º del decreto de 11 de enero de 1949; "La Comisión Federal de Electricidad gozará de preferencia sobre los particulares, cuando el agua u otros bienes de propiedad se soliciten para aplicarlos a la industria eléctrica".

Además, la Comisión Federal de Electricidad tiene determinadas facultades en cuanto a los procedimientos de control: 1) la Secretaría de Industria y Comercio, antes de tramitar las solicitudes de concesión, debe consultar a la Comisión a efecto de que ésta exponga si considera que existe oposición con sus planes de electrificación, en cuyo caso no podría otorgarse la concesión solicitada (LIE, art. 12, fr. II; RLIE, art. 20); 2) la Secretaría de Industria y Comercio no podrá otorgar autorizaciones para la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de características diferentes a las que corresponden a la zona respectiva, de acuerdo con el plan de electrificación nacional formulado por la Comisión (RLIE, art. 21); 3) la Comisión está facultada para solicitar la interconexión entre dos o más instalaciones eléctricas; y tal interconexión no podrá ordenarse cuando la misma contraría sus planes de electrificación (RLIE, arts. 193 y 195, fr. III).

### 7. Nicaragua

La intervención pública en materia de energía eléctrica se realiza a través de la Comisión Nacional de Energía y de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, la primera como organismo de planeamiento y regulación y la segunda como entidad operadora y supervisora de las obras construidas.

#### a) Comisión Nacional de Energía

Fue creada por el decreto nº 18-D (21 de marzo de 1955) con el carácter de departamento adscrito al Ministerio de Fomento y Obras Públicas, con el obje-

to de procurar el desarrollo y óptimo aprovechamiento del sistema nacional de electrificación, mediante el estudio y formulación de programas para el planeamiento y coordinación de su desarrollo, el establecimiento de bases adecuadas para su funcionamiento y la regulación y supervisión de la generación, transmisión, distribución, compraventa, utilización y consumo de energía eléctrica en el país (arts. 1º y 2º del decreto citado).

La Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con el artículo 3º del decreto que la crea, tiene las atribuciones siguientes: 1) preparar y mantener al día el inventario de facilidades disponibles en el país para el suministro de energía eléctrica, público y privado; 2) investigar las necesidades presentes y futuras de energía eléctrica; 3) investigar los recursos potenciales para la producción de energía y las posibilidades y costos de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica; 4) elaborar programas de desarrollo de energía eléctrica y recomendar su realización a quienes corresponda, estableciendo las prioridades respectivas de los diversos proyectos; 5) estudiar y proponer al Poder Ejecutivo proyectos de ley y reglamentos que regulen el establecimiento y operación de centrales eléctricas, públicas y privadas, determinando los requisitos a que deben sujetarse para su instalación, así como las normas técnicas que deben ser observadas en la generación, transmisión y distribución de energía; 6) proponer al Poder Público un proyecto de ley que establezca un régimen uniforme de concesiones, señalando los privilegios y exenciones que puedan conceder a las empresas de energía, así como las obligaciones de los concesionarios (propósito cumplido al promulgarse el decreto 11-D (1º de abril de 1957), que contiene la ley sobre la industria eléctrica); 7) estudiar las condiciones bajo las cuales se podrá obtener en el campo de la energía la mayor colaboración posible entre el capital público y el privado, y hacer las recomendaciones pertinentes ante quien corresponda; 8) orientar las inversiones de capital que el gobierno o los particulares hagan en la industria eléctrica, sea directamente o a través de organismos financieros; 9) promover la formación de técnicos nicaragüenses especializados en los asuntos relativos al desarrollo de la industria eléctrica; 10) fomentar iniciativas ante quien corresponda sobre cualquier aspecto de la industria eléctrica que pueda tener relación directa o indirecta con las funciones de la Comisión; 11) establecer un sistema uniforme de contabilidad de las empresas eléctricas; 12) establecer normas técnicas para instalaciones de energía eléctrica; 13) fijar la base de los datos contables de cada empresa, las tarifas para la venta de energía al público y otras empresas; 14) disponer el establecimiento de interconexiones o intercambio de energía entre determinadas empresas, públicas o privadas, siempre que se trate de afrontar situaciones de emergencia o de mejorar los servicios públicos existentes; 15) extender licencias para construir, operar y mantener plantas de generación y sistemas de transmisión y distribución; 16) recomendar la aprobación de contratos que envuelvan con-

cesiones o privilegios contemplados por las leyes al respecto, para la operación y mantenimiento de plantas de generación y sistemas de transmisión y distribución; 17) supervigilar el estricto cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios; 18) opinar respecto de cualquier cuestión en materia de industria eléctrica que someta a su consideración el Poder Ejecutivo; 19) resolver cualesquiera otros asuntos cuya resolución le señale la Ley sobre la industria eléctrica y, en general, ejercer todas las funciones compatibles con el carácter que le corresponde.

Como se observa, la Comisión Nacional de Energía tiene todas las funciones y atribuciones propias de un organismo regulador en materia eléctrica y, además, actúa como una entidad de planeamiento y estudio general del desarrollo eléctrico.

#### b) *Empresa Nacional de Luz y Fuerza*

Entidad autónoma propiedad del estado, creada por el decreto nº 102 (14 de octubre de 1954), que tiene por objeto la producción y suministro, público y privado, de luz y fuerza eléctrica.

Esta empresa, en los términos del artículo 143 de la Ley sobre la Industria Eléctrica de Nicaragua, está sujeta al igual que las empresas privadas a todas las disposiciones reguladoras del servicio público de suministro de energía eléctrica.

### 8. Panamá

Tienen intervención en la actividad eléctrica, principalmente la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y secundariamente, las autoridades municipales.

#### a) *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*

El estudio y programación del desarrollo eléctrico así como la regulación y vigilancia de las actividades correspondientes están encomendados a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, creada por el decreto-ley nº 17 (29 de agosto de 1957).

Dicha Comisión tiene por objeto el desarrollo y óptimo aprovechamiento del sistema nacional de electrificación, mediante el estudio y formulación de programas para el planeamiento y coordinación de su desarrollo, el establecimiento de bases adecuadas para su funcionamiento y la regulación y supervigilancia de la generación, transmisión, distribución, compraventa, exportación, importación y venta en bloque, utilización y consumo de energía eléctrica.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica panameña tiene estructura y atribuciones semejantes a las de la Comisión Nacional de Energía de Nicaragua.

Una de las primeras tareas a la que se abocó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica consistió en la elaboración de un proyecto de ley sobre la industria eléctrica, promulgado según decreto-ley nº 31 (27 de septiembre de 1958).

#### b) *Autoridades municipales*

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica puede delegar total o parcialmente en las autoridades municipales sus atribuciones de inspección y control (D. L., art. 80).

Dichas autoridades municipales tienen además las atribuciones siguientes: 1) inspeccionar los servicios de alumbrado público dentro de sus respectivas jurisdicciones; 2) comunicar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las interrupciones o alteraciones que se produzcan en el servicio, indicando las causas que las originen; 3) comunicar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica los defectos que se advierten en la conservación de las obras y en el funcionamiento de las instalaciones; 4) sugerir a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las medidas que estimen convenientes para el mejoramiento de los servicios eléctricos en sus respectivas jurisdicciones (D. L., art. 81).

### 9. Perú

Las actividades de la industria eléctrica están sometidas a la acción del Ministerio de Fomento y Obras Públicas (a través de la Dirección de Industrias y Electricidad), de los Consejos Municipales, de la Comisión Nacional de Tarifas y del Consejo Superior de Electricidad.

#### a) *Ministerio de Fomento y Obras Públicas (Dirección de Industrias y Electricidad)*

Constituye el órgano regulador de la actividad eléctrica, con amplias facultades de inspección y control especialmente en lo que se refiere al otorgamiento de concesiones, obras e instalaciones, contabilidad, instrumentos de medición, aplicación de tarifas, etc.

#### b) *Concejos municipales*

La ley de la industria eléctrica les otorga las atribuciones siguientes: 1) inspeccionar los servicios de alumbrado público dentro de su respectiva jurisdicción; 2) inspeccionar las instalaciones de conexión de la red de distribución a los servicios domésticos y los aparatos de medición del consumo de energía eléctrica; 3) inspeccionar las instalaciones particulares de los consumidores en caso de defectos técnicos de dichas instalaciones que impliquen peligro para las personas y la propiedad y cuando medie denuncia sobre fraude o utilización indebida de la energía; 4) controlar el voltaje efectivo y los ciclos con que el concesionario debe suministrar la energía; 5) comunicar a la Dirección de Industrias y Electricidad las interrupciones o alteraciones que se produzcan en el servicio con indicación de las causas que las originen; 6) comunicar a la Dirección de Industrias y Electricidad los defectos que adviertan en la conservación de las obras y en el funcionamiento de las instalaciones; 7) sugerir al Ministerio de Fomento y Obras Públicas las medidas que crea

convenientes para el mejoramiento de los servicios eléctricos en sus respectivas jurisdicciones (LIE, art. 99).

Además, el Ministerio de Fomento y Obras Públicas podrá delegar en los Concejos Municipales las atribuciones de inspección y control: 1) de las obras e instalaciones y de sus ampliaciones, a fin de asegurar su debida construcción, conservación y funcionamiento; 2) de los instrumentos de medir instalados por el concesionario para el registro de la producción y entrega de la energía eléctrica; 3) de la aplicación de las tarifas (LIE, art. 98).

#### c) *Comisión Nacional de Tarifas*

Creada por el artículo 101 de la Ley de Industria Eléctrica, como organismo técnico cuya finalidad es regular las tarifas de los servicios públicos de electricidad. Sus atribuciones, como ya vimos, son: 1) fijar, revisar, modificar e interpretar las tarifas de venta de energía eléctrica; 2) imponer las sanciones correspondientes a los concesionarios cuando apliquen tarifas distintas a las autorizadas o cuando no proporcionen los datos, pruebas e informaciones necesarias (LIE, arts. 106 y 145).

La regulación de las tarifas se realiza en todo caso a iniciativa de la Dirección de Industrias y Electricidad o a petición de parte interesada (LIE, art. 109).

#### d) *Consejo Superior de Electricidad*

“La política de electrificación nacional, la solución de problemas generales que puedan presentarse, el otorgamiento de nuevas concesiones y la radical medida que supone la declaratoria de caducidad, requieren de

un elevado asesoramiento técnico y jurídico.” (Exposición de Motivos de la Ley de la Industria Eléctrica.)

Para dicho efecto, la ley peruana (LIE, art. 154) crea el Consejo Superior de Electricidad, como Cuerpo Consultivo del Ministerio de Fomento y Obras Públicas para todo lo relacionado con la industria eléctrica.

Son atribuciones del Consejo Superior de Electricidad, las siguientes: 1) absolver las consultas y evaluar los informes que el gobierno solicite sobre asuntos relacionados con la industria eléctrica; 2) dictaminar, con audiencia del interesado, en los expedientes organizados para el otorgamiento de concesiones para industria eléctrica y en los que se sigan con el objeto de declarar su caducidad; 3) proponer las medidas tendientes a estimular el desarrollo de la industria eléctrica en el país; 4) sugerir las modificaciones que requiera la legislación sobre la industria eléctrica; 5) proponer al Poder Ejecutivo las disposiciones que crea necesarias para la mejor aplicación de la legislación eléctrica vigente (LIE, art. 157).

### 10. *Uruguay*

Los servicios de energía eléctrica en este país se encuentran en manos de Usinas Eléctricas del Estado, entidad oficial autónoma, con personalidad jurídica y patrimonio propio, creada por la ley n° 4273 de 21 de octubre de 1912.

Usinas Eléctricas del Estado tiene el monopolio de la generación y venta de energía eléctrica de uso público en todo el territorio nacional, así como de la instalación de las centrales eléctricas y sistemas de transmisión y distribución que sean necesarios para la ampliación de los servicios eléctricos en el país.

# DONDE SE VENDEN LAS PUBLICACIONES DE LAS NACIONES UNIDAS Y LAS DE LA CORTE INTERNACIONAL DE JUSTICIA

## AFRICA

**CAMERUN:** LIBRAIRIE DU PEUPLE AFRICAINE  
La Gérante, B. P. 1197, Yaoundé.  
**DIFFUSION INTERNATIONALE CAMEROUNAISE**  
DU LIVRE ET DE LA PRESSE, Songmalima.  
**CONGO (Leopoldville):**  
INSTITUT POLITIQUE CONGOLAIS  
B. P. 2307, Leopoldville.  
**ETIOPIA:** INTERNATIONAL PRESS AGENCY  
P. O. Box 120, Addis-Abeba.  
**GHANA:** UNIVERSITY BOOKSHOP  
University College of Ghana, Legon, Accra.  
**KENIA:** THE E.S.A. BOOKSHOP, Box 30167, Nairobi.  
**MARRUECOS:** CENTRE DE DIFFUSION  
DOCUMENTAIRE DU B.E.P.I.  
8, rue Michaux-Bellaire, Rabat.  
**REPUBLICA ARABE UNIDA:** LIBRAIRIE  
"LA RENAISSANCE D'EGYPTE"  
9 Sh. Adly Pasha, Le Coire.  
**RHODESIA DEL SUR:**  
THE BOOK CENTRE, First Street, Salisbury  
**SUDAFRICA:** VAN SCHAIK'S BOOK STORE (PTY) LTD.  
Church Street, Box 724, Pretoria.

## AMERICA DEL NORTE

**CANADA:** THE QUEEN'S PRINTER  
Ottawa, Ontario.  
**ESTADOS UNIDOS DE AMERICA:** SALES SECTION,  
UNITED NATIONS, New York.

## AMERICA LATINA

**ARGENTINA:** EDITORIAL SUDAMERICANA, S.A.  
Alsina 500, Buenos Aires.  
**BOLIVIA:** LIBRERIA SELECCIONES  
Casilla 972, La Paz.  
**BRASIL:** LIVRARIA AGIR  
Rua México 98-B, Caixa Postal 3291,  
Rio de Janeiro.  
**COLOMBIA:** LIBRERIA BUCHHÖLZ  
Av. Jiménez de Quesada 8-40, Bogotá.  
**COSTA RICA:** IMPRENTA Y LIBRERIA TREJOS  
Apartado 1313, San José.  
**CUBA:** LA CASA BELGA  
O'Reilly 455, La Habana.  
**CHILE:**  
EDITORIAL DEL PACIFICO  
Ahumada 57, Santiago.  
**LIBRERIA IVENS**  
Casilla 205, Santiago.  
**ECUADOR:** LIBRERIA CIENTIFICA  
Casilla 362, Guayaquil.  
**EL SALVADOR:** MANUEL NAVAS Y CIA.  
1a. Avenida Sur 37, San Salvador.  
**GUATEMALA:** SOCIEDAD ECONOMICA-  
FINANCIERA  
6a Av. 14-33, Ciudad de Guatemala.  
**HAITI:** LIBRAIRIE "À LA CARAVELLE"  
Port-au-Prince.  
**HONDURAS:** LIBRERIA PANAMERICANA  
Tegucigalpa.  
**MEXICO:** EDITORIAL HERMES, S.A.  
Ignacio Mariscal 41, México, D. F.  
**PANAMA:** JOSE MENENDEZ  
Agencia Internacional de Publicaciones,  
Apartado 2052, Av. 8A, Sur 21-58, Panamá.  
**PARAGUAY:** AGENCIA DE LIBRERIAS  
DE SALVADOR NIZZA  
Calle Pta. Franco No. 39-43, Asunción.  
**PERU:** LIBRERIA INTERNACIONAL  
DEL PERU, S.A.  
Casilla 1417, Lima.  
**REPUBLICA DOMINICANA:** LIBRERIA  
DOMINICANA  
Mercedes 49, Santo Domingo.  
**URUGUAY:** REPRESENTACION DE EDITORIALES  
F. JF. M. D'ELIA  
Plaza Cagancha 1342, 1er piso, Montevideo.  
**VENEZUELA:** LIBRERIA DEL ESTE  
Av. Airanda, No. 52, Edf. Galipán, Caracas.

## ASIA

**BIRMANIA:** CURATOR, GOVT. BOOK DEPOT  
Rangoon.  
**CAMBOYA:** ENTREPRISE KHMÈRE  
DE LIBRAIRIE  
Imprimerie & Papeterie, Sàrl, Phnom-Penh.

**CEILAN:** LAKE HOUSE BOOKSHOP  
Assoc. Newspapers of Ceylon, P. O. Box 244,  
Colombo.  
**COREA (REPUBLICA DE):** EUL-YOO PUBLISHING  
CO., LTD.  
5, 2-KA, Changno, Seoul.  
**CHINA:**  
THE WORLD BOOK COMPANY, LTD.  
99 Chung King Road, 1st Section, Taipei, Taiwan.  
THE COMMERCIAL PRESS, LTD.  
211 Nanon Road, Shanghai.  
**FILIPINAS:**  
ALEMAR'S BOOK STORE, 769 Rizal Avenue, Manila.  
POPULAR BOOKSTORE, 1573 Doroteo José, Manila.  
**HONG KONG:** THE SWINDON BOOK COMPANY  
25 Nathan Road, Kowloon.  
**INDIA:**  
ORIENT LONGMANS  
Bombay, Calcutta, Hyderabad, Madras  
y New Delhi.  
OXFORD BOOK & STATIONERY COMPANY  
Calcutta y New Delhi.  
P. VARADACHARY & COMPANY  
Madras.  
**INDONESIA:** PEMBANGUNAN, LTD.  
Gunung Sahari 84, Djakarta.  
**JAPON:** MARUZEN COMPANY, LTD.  
6 Tori-Nichome, Nihonbashi, Tokyo.  
**PAKISTAN:**  
THE PAKISTAN CO-OPERATIVE BOOK SOCIETY  
Dacca, East Pakistan.  
PUBLISHERS UNITED, LTD.  
Lahore.  
THOMAS & THOMAS  
Karachi.  
**SINGAPUR:** THE CITY BOOK STORE, LTD.  
Callyer Quay.  
**TAILANDIA:**  
PRAMUAN MIT, LTD.  
55 Chakrawai Road, Wat Tuk, Bangkok  
NIBONDH AND CO., LTD.  
New Road, Sikak Phya Sri, Bangkok.  
SUKSAPAN PANIT  
Mansion 9, Rajadamnern Avenue, Bangkok.  
**VIET-NAM (REPUBLICA DE):** LIBRAIRIE-  
PAPETERIE XUÂN THU  
185, rue Tu-do, B. P. 283, Saigon.

## EUROPA

**ALEMANIA (REPUBLICA FEDERAL DE):**  
R. EISENSCHMIDT  
Schwanthaler Str. 59, Frankfurt/Main.  
ELWERT UND MEURER  
Hauptstrasse 101, Berlin-Schöneberg.  
ALEXANDER HORN  
Spiegelgasse 9, Wiesbaden.  
W. E. SAARBACH  
Gertrudenstrasse 30, Köln (1).  
**AUSTRIA:**  
GEROLD & COMPANY  
Graben 31, Wien, 1.  
B. WÜLLERSTORFF  
Markus Sittikusstrasse 10, Salzburg.  
GEORG FROMME AND CO., Spengergasse 39, Wien, V.  
**BELGICA:** AGENCE ET MESSAGERIES  
DE LA PRESSE, S. A.  
14-22, rue du Persil, Bruxelles.  
**BULGARIA:**  
RAZNOIZNOS, 1, Tzar Assen, Sofia.  
**CHECOSLOVAQUIA:**  
ARTIA LTD., 30 ve Smečkách, Praha, 2.  
ČESKOSLOVENSKÝ SPISOVATEL  
Národní Třída 9, Praha, 1.  
**CHIPRE:** PAN PUBLISHING HOUSE  
10 Alexander the Great Street, Stravlos.  
**DINAMARCA:** EJNAR MUNKSGAARD, LTD.  
Nørregade 6, København, K.  
**ESPAÑA:**  
LIBRERIA BOSCH  
11 Ronda Universidad, Barcelona.  
LIBRERIA MUNDI-PRENSA  
Castelló 37, Madrid.  
**FINLANDIA:** AKATEEMINEN KIRJAKAUPPA  
2 Keskkatu, Helsinki.  
**FRANCIA:** ÉDITIONS A. PÉDONE  
13, rue Soufflot, Paris (V<sup>o</sup>).

**GRECIA:** LIBRAIRIE KAUFFMANN  
28, rue du Stade, Athènes.  
**HUNGRIA:** KULTURA, P.O. Box 149, Budapest 62.  
**IRLANDA:** STATIONERY OFFICE  
Dublin.  
**ISLANDIA:** BÓKAVERZLUM SIGFÚSAR  
EYMUNDSSONAR H. F.  
Austurstræti 18, Reykjavik.  
**ITALIA:** LIBRERIA COMMISSIONARIA  
SANSONI  
Via Gino Capponi 26, Firenze,  
y Via Paolo Mercuri 19/B, Roma.  
**LUXEMBURGO:** LIBRAIRIE J. TRAUSSCH-  
SCHUMMER  
Place du Théâtre, Luxembourg.  
**NORUEGA:** JOHAN GRUNDT TANUM  
Karl Johansgate, 41, Oslo.  
**PAISES BAJOS:** N. V. MARTINUS NIJHOFF  
Lange Voorhout 9, 's-Gravenhage.  
**POLONIA:** PAN, Palac Kultury i Nauki, Warszawa.  
**PORTUGAL:** LIVRARIA RODRIGUES & CIA.  
186 rua Aurea, Lisboa.  
**REINO UNIDO:** H.M. STATIONERY OFFICE  
P. O. Box 569, London, S.E.1  
(y sucursales de HMSO en Belfast, Birmingham, Bristol,  
Cardiff, Edinburgh, Manchester).  
**RUMANIA:** CARTIMEX, Str. Aristide Briand 14-18,  
P.O. Box 134-135, Bucaresti.  
**SUECIA:** C.E. FRITZE'S KUNGL. HOVBOK-  
HANDEL A-B  
Fredsgatan 2, Stockholm.  
**SUIZA:**  
LIBRAIRIE PAYOT, S.A.  
Lausanne, Genève.  
HANS RAUNHARDT  
Kirchgasse 17, Zürich 1.  
**TURQUIA:** LIBRAIRIE HACHETTE  
469 Istiklal Caddesi, Beyoglu, Istanbul.  
**UNION DE REPUBLICAS SOCIALISTAS  
SOVIETICAS:**  
MEZHODUNARODNAYA KNYIGA  
Smolenskaya Plashchad, Moskva.  
**YUGOSLAVIA:**  
CANKARJEVA ZALOŽBA  
Ljubljana, Slovenia.  
DRŽAVNO PREDUZEĆE  
Jugoslovenska Knjiga, Terazije 27/11,  
Beograd.  
PROSVJETA  
5, Trg Bratstva i Jedinstva, Zagreb.  
PROSVETA PUBLISHING HOUSE  
Import-Export Division, P. O. Box 559,  
Terazije 16/1, Beograd.

## OCEANIA

**AUSTRALIA:**  
WEA BOOKROOM, University, Adelaide, S.A.  
UNIVERSITY BOOKSHOP, St. Lucia, Brisbane, Qld.  
THE EDUCATIONAL AND TECHNICAL BOOK AGENCY  
Parap Shopping Centre, Darwin, N.T.  
COLLINS BOOK DEPOT PTY. LTD.  
Monash University, Wellington Road, Clayton, Vic.  
MELBOURNE CO-OPERATIVE BOOKSHOP LIMITED  
10 Bowen Street, Melbourne C.1, Vic.  
COLLINS BOOK DEPOT PTY. LTD.  
363 Swanston Street, Melbourne, Vic.  
THE UNIVERSITY BOOKSHOP, Nedlands, W.A.  
UNIVERSITY BOOKROOM  
University of Melbourne, Parkville N.2, Vic.  
UNIVERSITY CO-OPERATIVE BOOKSHOP LIMITED  
Manning Road, University of Sydney, N.S.W.  
**NUEVA ZELANDIA:**  
GOVERNMENT PRINTING OFFICE  
Private Bag, Wellington  
(y librerías del Gobierno en Auckland,  
Christchurch y Dunedin).

## ORIENTE MEDIO

**IRAK:** MACKENZIE'S BOOKSHOP  
Baghdad.  
**ISRAEL:** BLUMSTEIN'S BOOKSTORES  
35 Allenby Rd. y 48 Nachlat Benjamin St.,  
Tel Aviv.  
**JORDANIA:** JOSEPH I. BAHOU & CO.  
Dar-ul-Kutub, Box 66, Amman.  
**LIBANO:** KHAYAT'S COLLEGE BOOK  
COOPERATIVE  
92-94, rue Bliss, Beyrouth.

**ALGUNAS PUBLICACIONES IMPRESAS DE LA COMISION ECONOMICA  
PARA AMERICA LATINA**

**Estudios anuales**

<i>Estudio Económico de América Latina 1955</i>		
Mayo de 1956	177 páginas	
E/CN.12/421/Rev. 1	No. de venta: 1956.II.G.1	Dls. 2.00
<i>Estudio Económico de América Latina 1956</i>		
Septiembre 1957	217 páginas	
E/CN.12/427/Rev. 1	No. de venta: 1957.II.G.1	Dls. 2.00
<i>Estudio Económico de América Latina 1957</i>		
Septiembre 1958	320 páginas	
E/CN.12/489/Rev. 1	No. de venta: 58.II.G.1	Dls. 3.00
<i>Estudio Económico de América Latina 1958</i>		
Septiembre 1959	168 páginas	
E/CN.12/498/Rev. 1	No. de venta: 59.II.G.1	Dls. 2.00

**Desarrollo económico**

<i>Manual de Proyectos de Desarrollo Económico</i>		
Diciembre 1958		
E/CN.12/426/Add. 1/Rev. 1	264 páginas	
TAA/LAT/12/Rev. 1	No. de venta: 58.II.G.5	Dls. 3.00
<i>Las Inversiones Privadas Extranjeras en la Zona Latinoamericana de Libre Comercio</i>		
Diciembre 1960	33 páginas	
E/CN.12/550	No. de venta: 60.II.G.5	Dls. 0.50
<i>Desarrollo Económico, Planeamiento y Cooperación Internacional</i>		
Junio 1961	94 páginas	
E/CN.12/582/Rev. 1	No. de venta: 61.II.G.6	Dls. 1.00
<i>Análisis y Proyecciones del Desarrollo Económico</i>		
VI. <i>El Desarrollo Industrial del Perú</i>		
Abril 1959	335 páginas	
E/CN.12/493	No. de venta: 59.II.G.2	Dls. 4.00
<i>Análisis y Proyecciones del Desarrollo Económico</i>		
VII. <i>El Desarrollo Económico de Panamá</i>		
Diciembre 1959	203 páginas	
E/CN.12/494/Rev. 1	No. de venta: 60.II.G.3	Dls. 2.50
<i>Análisis y Proyecciones del Desarrollo Económico</i>		
VIII. <i>El Desarrollo Económico de El Salvador</i>		
Diciembre 1959	175 páginas	
E/CN.12/495	No. de venta: 60.II.G.2	Dls. 2.00
<i>Análisis y Proyecciones del Desarrollo Económico</i>		
XI. <i>El Desarrollo Económico de Honduras</i>		
Diciembre 1960	222 páginas	
E/CN.12/549	No. de venta: 61.II.G.8	Dls. 3.00

**Agricultura y Ganadería**

<i>El Café en América Latina. Problemas de la Productividad y Perspectivas</i>		
I. <i>Colombia y El Salvador</i>		
Septiembre 1958	156 páginas	
E/CN.12/490	No. de venta: 58.II.G.4	Dls. 1.75
<i>El Café en América Latina. Problemas de la Productividad y Perspectivas</i>		
II. <i>Estado de São Paulo, Brasil</i>		
Diciembre 1960	122 páginas (Vol. 1)	Dls. 2.00
E/CN.12/545	111 páginas (Vol. 2)	Dls. 2.00
E/CN.12/545/Add. 1	No. de venta: 60.II.G.6	
<i>La Ganadería en América Latina</i>		
Octubre 1961	100 páginas	
E/CN.12/620	No. de venta: 61.II.G.7	Dls. 1.50

*(Continúa en la 2ª página de forros)*