

NACIONES UNIDAS
CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/VIII/3/Rev.1
23 de junio de 1980

ORIGINAL: ESPAÑOL

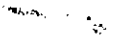
COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)
Octava reunión
(Managua, Nicaragua, 9 a 11 de julio de 1980)

Volumen I

INFORME FINAL DEL ESTUDIO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO



Volumen I

INDICE DE MATERIAS

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Introducción	3
1. Antecedentes	3
2. Los objetivos del estudio	5
3. Organización del estudio	6
4. La organización del informe	7
5. Reconocimiento	8
II. Resumen, conclusiones y recomendaciones	9
1. Resumen	9
2. Conclusiones y recomendaciones	14
III. Metodología	18
1. Puentes de beneficio	19
a) Interconexión con desarrollo aislado	19
b) Interconexión con desarrollo integrado	20
2. Alternativas de interconexión	21
a) Desarrollo aislado-operación conjunta (integrado A)	21
b) Sistema regional con desarrollo integrado o integración total (integrado B)	21
c) Sistema regional con dependencia limitada o integración parcial (integrado C)	22
3. Análisis metodológico general	22
a) Condiciones básicas	22
b) Proposición metodológica	25
4. Estudios de la expansión de los sistemas de generación	27
a) Modelos disponibles	27
b) Modelos elegidos	31
5. Estudios de operación de los sistemas y de transferencias internacionales de energía	32
a) Estudios de operación	32
b) Costos de operación y transferencias de energía	33

	<u>Página</u>
6. Estudio del sistema de transmisión	33
a) Método de estudio	34
b) Estudios eléctricos requeridos	34
c) Despacho de carga	35
7. Evaluación económica	36
a) Beneficios globales	36
b) Beneficios individuales	37
8. Resumen de la metodología utilizada	37
IV. Informaciones básicas	44
1. Proyecciones de la demanda	44
2. Características de los sistemas existentes	45
3. Recursos hidroeléctricos	55
a) Generalidades	55
b) Proyectos seleccionados	63
c) Estudios hidrológicos y de operación simulada	68
d) Estimación de los costos de inversión y operación	69
e) Costos unitarios de potencia instalada y costos de generación	72
4. Alternativas termoeléctricas	72
5. Recursos geotérmicos	82
a) Recursos potenciales	85
b) Proyectos desarrollables a corto y mediano plazos	85
c) Costos de instalaciones geotermoeléctricas	88
6. Parámetros económicos y condiciones supuestas para el uso de los modelos de planeación	88
a) Parámetros económicos	88
b) Características y precios del combustible	88
c) Condiciones y criterios del uso del modelo MCI	90
d) Condiciones de abastecimiento	91
e) Selección de las características principales de uso del modelo WASP	92
f) Representación de las proyecciones de la demanda (módulo LOADEY)	93

	<u>Página</u>
g) Representación de los sistemas de generación existentes (módulo FIXSYS)	94
h) Alternativas de desarrollo de los sistemas (modelo VARSYS)	97
i) Programación de las obras de generación (módulos CONGEN, MERSIM y DYNPRO)	97
V. Resultados de la planeación de las adiciones en generación	99
1. Desarrollo de la generación en los países aislados	100
a) Guatemala	100
b) El Salvador	103
c) Honduras	105
d) Nicaragua	107
e) Costa Rica	108
f) Panamá	110
2. Alternativa de integración total (integrado B)	113
3. Alternativa de integración parcial (integrado C)	128
4. Comparación de resultados	133
VI. Estudios de operación de los sistemas y de transferencias internacionales de energía	139
1. Costos de operación	140
a) Países aislados	140
b) Sistemas integrados	150
2. Transferencias de energía	150
a) Comentarios sobre los balances de energía	152
b) Comentarios sobre las transferencias	155
VII. Estudios de los sistemas de transmisión y del despacho de carga centralizado	157
1. Estudios de los sistemas de transmisión (1984-1994)	158
a) Desarrollo aislado	158
b) Caso integrado A	174
c) Caso integrado B	182
d) Caso integrado C	194

	<u>Página</u>
2. Estudio del Centro Regional de Despacho de Carga	205
a) Instalaciones nacionales de control existentes y programadas	205
b) Filosofía y operación	206
c) Control regional de operación	207
d) Sistema de comunicación	212
e) Costos estimados	213
f) Programa de trabajo del proyecto	214
3. Modificaciones en los resultados de los estudios de transmisión para propósito de evaluación económica	216
VIII. Evaluación económica	220
1. Conceptos generales	220
2. La alternativa A de interconexión regional	223
3. Alternativas B y C de integración total	227
a) Distribución de los costos de inversión de las obras de generación	235
b) Distribución de los costos del sistema de transmisión	236
c) Valorización del excedente de energía acreditada	236
d) Utilización del "premio" por la disponibilidad hidroeléctrica y geotérmica	236

INDICE DE CUADROS^{*/}

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
Capítulo IV		
1	Istmo Centroamericano: Proyecciones de la demanda de potencia y energía	46
2	Istmo Centroamericano: Tasas de crecimiento del consumo eléctrico sectorial	47
3	Istmo Centroamericano: Programas de adiciones de generaciones en el corto plazo	56
4	Istmo Centroamericano: Centrales hidroeléctricas existentes y comprometidas a 1983	57
5	Istmo Centroamericano: Centrales termoeléctricas existentes y comprometidas a 1983	58
6	Istmo Centroamericano: Estimaciones del potencial hidroeléctrico	62
7	Istmo Centroamericano: Proyectos hidroeléctricos seleccionados para el estudio de interconexión	64
8	Istmo Centroamericano: Costos de la capacidad instalada y generación hidroeléctrica	73
9	Istmo Centroamericano: Costo de la capacidad instalada y generación termoeléctrica	83
10	Istmo Centroamericano: Potencial geotérmico probable	86
11	Istmo Centroamericano: Programa preliminar de posibles instalaciones geotérmicas	87
12	Istmo Centroamericano: Costos de capacidad instalada y generación geotérmica	89
13	Istmo Centroamericano: Coeficientes de polinomio de quinto grado para ajuste de las curvas de carga	95
Capítulo V		
14	Istmo Centroamericano: Integrado A. Programa de adiciones de generación adoptado	114
15	Istmo Centroamericano: Integrado B. Programa de adiciones de generación adoptado	124
16	Istmo Centroamericano: Integrado C. Programa de adiciones de generación adoptado	129
17	Istmo Centroamericano: Adiciones de potencia de los programas seleccionados por el modelo MGI	135

^{*/} Los capítulos I, II y III no presentan cuadros.

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
18	Istmo Centroamericano: Adiciones de potencia de los programas seleccionados por el modelo WASP	136
19	Istmo Centroamericano: Programa de inversiones en generación de la solución aislada restringida y las alternativas de interconexión A y C	137
20	Istmo Centroamericano: Programa de inversiones en generación de la solución aislada libre y la alternativa de interconexión B	138
Capítulo VI		
21	Guatemala: Costos anuales de operación del sistema aislado	141
22	El Salvador: Costos anuales de operación del sistema aislado	142
23	Honduras: Costos anuales de operación del sistema aislado	143
24	Nicaragua: Costos anuales de operación del sistema aislado	144
25	Costa Rica: Costos anuales de operación del sistema aislado	145
26	Panamá: Costos anuales de operación del sistema aislado	146
27	Istmo Centroamericano: Integrado A. Costos anuales de operación por países	147
28	Istmo Centroamericano: Integrado B. Costos anuales de operación por países	148
29	Istmo Centroamericano: Integrado C. Costos anuales de operación por países	149
30	Istmo Centroamericano: Resumen de dependencia por períodos y por países	153
31	Istmo Centroamericano: Transferencias netas por los interconectores, por período	156
Capítulo VII		
32	Istmo Centroamericano: Desarrollo aislado. Programa de líneas de transmisión	165

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
33	Istmo Centroamericano: Inversiones anuales en líneas de transmisión	167
34	Istmo Centroamericano: Inversiones anuales en subestaciones	168
35	Istmo Centroamericano: Integrado A. Programa de líneas de transmisión adicionales a los sistemas aislados	178
36	Istmo Centroamericano: Integrado A. Inversiones anuales en líneas de transmisión adicionales a los sistemas aislados	179
37	Istmo Centroamericano: Integrado A. Inversiones anuales en subestaciones adicionales a los sistemas aislados	180
38	Istmo Centroamericano: Integrado B. Programa de líneas de transmisión	185
39	Istmo Centroamericano: Integrado B. Inversiones anuales en líneas de transmisión	191
40	Istmo Centroamericano: Integrado B. Inversiones anuales en subestaciones	192
41	Istmo Centroamericano: Integrado C. Programa de líneas de transmisión	197
42	Istmo Centroamericano: Integrado C. Inversiones anuales en líneas de transmisión	202
43	Istmo Centroamericano: Integrado C. Inversiones anuales en subestaciones	203
Capítulo VIII		
44	Istmo Centroamericano: Integrados A, B y C. Costos totales de transmisión y despacho de carga	217
45	Istmo Centroamericano: Integrados A, B y C. Costos totales en el sistema internacional de transmisión	219
46	Istmo Centroamericano: Costos totales de abastecimiento, soluciones aisladas y alternativas A, B y C de interconexión	224
47	Istmo Centroamericano: Integrado A. Ejemplo de repartición trimestral de beneficios	228
48	Istmo Centroamericano: Integrado A. Ejemplo de compensaciones trimestrales por tránsito de energía	229
49	Istmo Centroamericano: Integrado A. Beneficios netos totales e individuales actualizados a 1984	230
50	Istmo Centroamericano: Relación beneficio-costos de la alternativa "A" de interconexión	232

INDICE DE GRAFICOS

<u>Gráfico</u>		<u>Página</u>
Capítulo III		
	Esquema metodológico	41
Capítulo IV		
1	Guatemala: Curva típica de duración de la demanda para el periodo noviembre, diciembre y enero	48
2	El Salvador: Curva típica de duración de la demanda para el periodo noviembre, diciembre y enero	49
3	Honduras: Curva típica de duración de la demanda para el periodo noviembre, diciembre y enero	50
4	Nicaragua: Curva típica de duración de la demanda para el periodo noviembre, diciembre y enero	51
5	Costa Rica: Curva típica de duración de la demanda para el periodo noviembre, diciembre y enero	52
6	Panamá: Curva típica de duración de la demanda para el periodo noviembre, diciembre y enero	53
7	Sistema integrado: Curva típica de duración de la demanda para el periodo noviembre, diciembre y enero	54
8	Guatemala: Costos de generación de proyectos hidroeléctricos	76
9	El Salvador: Costos de generación de proyectos hidroeléctricos	77
10	Honduras: Costos de generación de proyectos hidroeléctricos	78
11	Nicaragua: Costos de generación de proyectos hidroeléctricos	79
12	Costa Rica: Costos de generación de proyectos hidroeléctricos	80
13	Panamá: Costos de generación de proyectos hidroeléctricos	81
14	Costos de generación termoeléctrica y geotérmica	84
Capítulo VIII		
	Calendario de trabajo del sistema regional de despacho de carga	215

Gráfico

Página

Capítulo VIII

15	Integrado A: Beneficios netos acumulados actualizados por países	231
----	--	-----

INDICE DE MAPAS

Mapa

Capítulo IV

1	Istmo Centroamericano: Sistema de generación-transmisión existentes a 1983	59
2	Istmo Centroamericano: Proyectos hidroeléctricos seleccionados	65

Capítulo V

3	Istmo Centroamericano: Sistema integrado A. Centrales de generación	117
4	Istmo Centroamericano: Sistema integrado B. Centrales de generación	126
5	Istmo Centroamericano: Sistema integrado C. Centrales de generación	131

Capítulo VII

6	Guatemala: Sistema de transmisión. Desarrollo aislado 1983-1994	159
7	El Salvador: Sistema de transmisión. Desarrollo aislado 1983-1994	160
8	Honduras: Sistema de transmisión. Desarrollo aislado 1983-1994	161
9	Nicaragua: Sistema de transmisión. Desarrollo aislado 1983-1994	162
10	Costa Rica: Sistema de transmisión. Desarrollo aislado 1983-1994	163

<u>Mapa</u>		<u>Página</u>
11	Panamá: Sistema de transmisión. Desarrollo aislado 1983-1994	164
12	Istmo Centroamericano: Sistema de transmisión integrado A	176
13	Istmo Centroamericano: Sistema de transmisión integrado B	185
14	Istmo Centroamericano: Sistema de transmisión integrado C	200

Volumen II

INDICE DE MATERIAS

Anexos

Presentación	i
I. Evaluación de metodologías de planeación eléctrica	3
A. Comparación de las metodologías disponibles	5
1. Metodologías disponibles	5
2. Descripción comparativa de los modelos	6
3. Análisis de los aspectos más relevantes de las metodologías	7
4. Conclusiones	12
B. Resultado de las pruebas de los sistemas metodológicos SIPSE, WASP y MGI	13
1. Hipótesis del estudio	14
2. Resultados obtenidos con la metodología SIPSE	19
3. Resultados obtenidos con el modelo WASP	23
4. Resultados obtenidos con el Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI)	30
5. Conclusiones generales sobre los resultados obtenidos con las tres metodologías	42
II. Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI)	45
1. Planteamiento general	47
2. Condiciones y criterios	48
3. Ecuaciones de abastecimiento	49

<u>Anexo</u>	<u>Página</u>
4. Representación de las centrales hidroeléctricas previsibles	50
5. Centrales térmicas a vapor y turbinas a gas previsibles	53
6. Centrales geotérmicas previsibles	54
7. Sistemas de transmisión previsibles	55
8. Instalaciones de generación y transmisión existentes	56
9. La función del costo	56
III. Modelo WASP	59
A. Modelo WASP-3	61
1. Generalidades	61
2. Estructura del programa	61
3. Flujo de información entre programas	62
4. Simulación probabilística	64
5. Descripción de los módulos	65
B. Modificaciones al modelo WASP-2	76
1. Resumen	76
2. Medición de la probabilidad de pérdida de carga	79
3. Valorización de la energía no servida	81
4. Hipótesis para la distribución en base y punta de la energía aportada por las centrales hidráulicas	84
5. Cálculo de la generación esperada de las plantas termoeléctricas que operan conjuntamente con plantas hidráulicas mediante simulación probabilística	94
IV. Modelo TRANSF	105
1. Planteamiento general	107
2. Procedimiento de cálculo	107
3. Descripción del modelo	108
4. Datos de entrada	119
5. Resultados	120
V. Estudios de transmisión	145
1. Programas de computación	147
2. Criterios de planificación de la transmisión	151
3. Sistema de transmisión	153

<u>Anexo</u>		<u>Página</u>
VI.	Metodología para la distribución de los beneficios de la interconexión eléctrica en la alternativa A	159
	1. Consideraciones generales	161-162
	2. Descripción de la metodología utilizada	163-164
VII.	Datos de demanda para modelos de planeación	171
	1. Proyecciones globales de potencia y energía	173
	2. Distribución de las demandas por centros de carga	173
	3. Variación mensual de la demanda	175
	4. Características de las curvas de duración	175
VIII.	Sistemas de generación y transmisión existentes a 1983	195
	A. Instalaciones de generación	197
	1. Plantas hidroeléctricas	197
	2. Centrales termoeléctricas	197
	3. Agrupación de plantas termoeléctricas para utilización del modelo WASP	207
	4. Sistemas de transmisión existentes	208

Volumen III

Presentación		xiii
IX.	Proyectos hidroeléctricos	223
	A. Características técnicas y de operación	225
	1. Características técnicas	225
	2. Características de operación	225
	B. Costos	244
	1. Estimación de costos de inversión y operación	244
	2. Costo de transmisión asociada	247
	3. Costos de potencia instalada y generación	255
X.	Alternativas termoeléctricas y geotérmicas	265
	1. Características técnicas y costos de alternativas termoeléctricas	267
	2. Características técnicas y costos de alternativas geotérmicas	270

<u>Anexo</u>	<u>Página</u>
XI. Balances y transferencias de energía	275
1. Resumen de las transferencias de energía	277
2. Resultados de los balances de energía	291
XII. Programa de adiciones de subestaciones	297
1. Caso aislado	299
2. Integrado A	315
3. Integrado B	319
4. Integrado C	333
XIII. Resultados de la repartición de beneficio en el Integrado A	349

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

PRESENTACION

Este documento describe la información básica, la metodología, los trabajos realizados, los resultados y las conclusiones de estudios llevados a cabo con el propósito de estimar los beneficios que podrían obtener los países del Istmo Centroamericano al interconectar sus sistemas eléctricos.

El Estudio Regional de Interconexión Eléctrica en el Istmo Centroamericano (ERICA) fue realizado por la subsección en México de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), a petición de los organismos eléctricos de la región. Contó para ello con el apoyo técnico y financiero del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Las instituciones de electrificación del Istmo tuvieron también una importante participación técnica en el estudio.

La presente versión, de carácter provisional, comprende tres volúmenes que serán presentados en la octava reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) --organismo regional de contrapartida-- que se efectuará en la ciudad de Managua.



I. INTRODUCCION

1. Antecedentes

Los estudios y actividades relacionados con la integración de los sistemas eléctricos de los países del Istmo Centroamericano datan de mediados de la década de los años sesenta. Ante las propuestas de su secretaría, desempeñada por la Subsección de la CEPAL en México, y con el fin de prestar atención prioritaria al tema, el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos --organismo subsidiario del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano (CCE)-- creó el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE).

Ese Grupo Regional, integrado por representantes de los organismos que en cada país se encargan del desarrollo del sector eléctrico, celebró en mayo de 1963 su primera reunión. En ella, el Grupo decidió realizar estudios tendientes a definir las posibilidades de interconectar los sistemas eléctricos de la región.^{1/}

Como resultado de lo anterior, se elaboraron varios estudios preliminares sobre las posibilidades de interconectar los sistemas eléctricos de pares de países adyacentes,^{2/} y se efectuó un análisis sobre los aspectos legales relacionados con la compra y venta de energía eléctrica entre los países.^{3/} Tales estudios motivaron la celebración de reuniones bilaterales y la construcción de una línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, que comenzó a operar en 1976.

Al comenzar la crisis energética en 1974, los países decidieron realizar un nuevo estudio sobre la interconexión eléctrica de alcance regional, con el fin de aprovechar racional y eficientemente los recursos

1/ Véase el Informe de la primera reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE), (E/CN.12/CCE/SC.5/63), mayo de 1963.

2/ Véase La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano: Evaluación de las interconexiones para sistemas eléctricos combinados: Guatemala-El Salvador; El Salvador-Honduras; Nicaragua-Costa Rica, Costa Rica-Panamá (CEPAL/MEX/69/20).

3/ Véase Lineamientos generales de un convenio centroamericano sobre intercambio y suministro de potencia y energía eléctrica. División de Desarrollo, SIECA, 1968.

--hidroeléctricos y geotérmicos-- disponibles en la región, para aminorar las repercusiones de la crisis sobre sus economías.^{4/}

El Estudio Regional sobre Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA) se inició en octubre de 1975, y se dividió en dos fases de características definidas. La primera, se destinó al ensayo de metodologías alternas para planificar el desarrollo eléctrico, las cuales --con base en información básica de carácter provisional-- permitieron cuantificar el orden de magnitud de los beneficios que traería consigo una interconexión de tipo regional. Ante resultados tan alentadores, --analizados durante la tercera y cuarta reuniones del GRIE--^{5/} los países decidieron abordar la segunda fase del estudio, para lo cual solicitaron de la comunidad internacional un apoyo técnico-financiero más amplio.

Durante la segunda etapa, iniciada a fines de 1977, se actualizó la información básica requerida --incluyendo los datos hidrológicos, los estudios del mercado eléctrico y los costos de los proyectos--, se desarrolló la metodología de planificación a emplear en definitiva, se formularon los programas futuros de obras de generación para los sistemas aislados e interconectados, se determinaron los sistemas de transmisión, se estudió en forma preliminar el despacho de carga y, finalmente, se realizó una evaluación económica de varios esquemas alternos de interconexión regional.

Los resultados así obtenidos se sometieron a la consideración de los representantes de los organismos eléctricos de la región durante la séptima reunión del Grupo Regional que tuvo lugar en noviembre de 1979 en la ciudad de México.^{6/}

4/ Véase Informe de la segunda reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE), (E/CEPAL/CCE/SC.5/105; CCE/SC.5/GRIE/II/4/Rev.1), mayo de 1975.

5/ Véase Informe de la tercera reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE), (E/CEPAL/CCE/SC.5/109; CCE/SC.5/GRIE/III/7/Rev.1), e Informe de la cuarta reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE), (E/CEPAL/CCE/SC.5/119; CCE/SC.5/GRIE/IV/11/Rev.1).

6/ Véase Informe de la séptima reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE), (E/CEPAL/CCE/SC.5/131; CCE/SC.5/GRIE/VII/9/Rev.1), noviembre de 1979.

Con base en los resultados de dicha reunión se realizaron estudios adicionales en relación con la distribución entre los primeros de los beneficios de la interconexión, y se elaboró el presente documento que será presentado en la octava reunión del GRIE.

Cabe mencionar que a pesar de los ingentes esfuerzos realizados para presentar el informe lo más actualizado posible, por razones de orden práctico y económico ello no se logró en todos los casos. Al respecto, se desea dejar constancia expresa de que la información consignada en este documento tiene como único objeto servir de base para el estudio comparativo de diversas alternativas de integración eléctrica regional y, por lo tanto, no debe ser interpretada como representativa de los programas nacionales de ningún país en particular.

2. Los objetivos del estudio

Los objetivos de largo plazo que los países pretendían alcanzar al realizar el estudio regional de interconexión eléctrica son los siguientes:

- Reducir las repercusiones negativas que las cada vez más costosas importaciones petroleras tienen sobre las economías y el desarrollo social de los países de la región;
- Desarrollar para ello, en la forma más amplia y eficiente, los recursos energéticos --hidroenergía y geotermia-- de que dispone la región;
- Integrar los sistemas eléctricos de la región dentro de una red única que permita concretar los objetivos previamente anotados.

En el plazo inmediato el estudio regional habría de permitir alcanzar los siguientes objetivos:

- Determinar los esquemas y programas alternos de desarrollo eléctrico integrado;
- Estimar los beneficios económicos que podrían obtener los países al interconectar sus sistemas eléctricos;
- Identificar las acciones --bilaterales o regionales-- por realizar en el futuro para llegar eventualmente a la integración eléctrica total.

3. Organización del estudio

El estudio tuvo una duración de unos cinco años a partir de 1975 y hasta mediados de 1980, período que incluye la etapa inicial de prueba y selección de metodologías y la fase final del estudio propiamente dicho; también comprende el tiempo que hubo de destinarse a gestiones para obtener los recursos humanos y económico-financieros que se requirieron en cada una de las etapas anteriores.

La ejecución del estudio estuvo a cargo de la subsección de la CEPAL en México. Para su realización se constituyó un grupo técnico ad hoc cuya composición varió a lo largo de las diferentes etapas.

Durante la primera fase, el grupo ad hoc estuvo integrado por personal de la Sección de Recursos Naturales, Energía y Transporte de la subsección de la CEPAL en México, así como por expertos proporcionados por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), consultores de corto plazo asignados por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y funcionarios de los organismos eléctricos centro-americanos.

Para la segunda fase, además del personal de la CEPAL y del PNUD, se contó con la colaboración de las empresas consultoras Montreal Engineering Company (MONENCO) y Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (ENDESA), así como con la de otros consultores independientes. El grueso de los trabajos, sin embargo, se llevó a cabo en las oficinas de la subsección de la CEPAL en México, la que proveyó el apoyo logístico requerido.

El costo total del estudio, durante el período anotado, ascendió a 1.4 millones de dólares aproximadamente. La participación de los organismos internacionales en dicho financiamiento fue la siguiente: Banco Centroamericano de Integración Económica, 7%; Banco Interamericano de Desarrollo, 40%; Comisión Económica para América Latina, 26% y Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, 27%.

Las aportaciones de los organismos de las Naciones Unidas --la CEPAL y el PNUD-- se emplearon para financiar el grupo técnico base, algunos consultores individuales y equipo y materiales de computación. Los fondos de los bancos --el BCIE y el BID-- se utilizaron en la contratación de expertos y consultores, así como para financiar los servicios de computación y otros gastos.

/En la fase

En la fase final del estudio, el grupo técnico ad hoc tuvo a su cargo la dirección y coordinación general del estudio; la recopilación y el procesamiento de gran parte de la información básica; la definición del inventario y características técnicas y de operación de los proyectos hidroeléctricos; el potencial geotérmico preliminar desarrollable; la formulación de los programas de adiciones de generación; los análisis sobre transferencia de energía; la evaluación de los beneficios económicos de la interconexión y su distribución probable entre los países; para ello contó con el apoyo de un consultor en planificación eléctrica de la ENDESA. La empresa Montreal Engineering realizó la estimación uniforme de costos de los medios de generación; la determinación del mercado eléctrico y la definición de los sistemas de transmisión y análisis de prácticas de despacho de carga.

El estudio se llevó a cabo empleando técnicas modernas de planificación eléctrica, sobre la base de modelos matemáticos sofisticados y el uso de computadoras. Se dispuso de una minicomputadora instalada en las oficinas de la CEPAL y los procesos que requirieron de mayor capacidad se realizaron en centros de cómputo de entidades del gobierno mexicano.

4. La organización del informe

El informe final del estudio regional de interconexión consta de tres volúmenes. En el primero, que comprende ocho capítulos, se describe la información utilizada, la metodología empleada, los estudios realizados y los resultados obtenidos. El segundo y el tercer volumen incluyen una serie de anexos donde se describen en detalle los aspectos metodológicos, los modelos matemáticos y los programas de computación desarrollados durante el estudio; las proyecciones del mercado; las características técnicas y de operación; los costos de los sistemas de generación-transmisión; los resultados de las transferencias y los balances de energía; los programas de adiciones en subestaciones y los resultados de la evaluación económica.

Además de lo anterior, se dispone de los informes parciales elaborados por la empresa consultora Montreal Engineering Company de los temas que se le encomendó desarrollar, así como de las investigaciones y análisis realizados por el grupo ad hoc de la CEPAL durante el desarrollo del estudio regional.

/5. Reconocimientos

5. Reconocimientos

Se desea dejar constancia y agradecer la valiosa colaboración de algunas entidades del gobierno mexicano, que hizo posible la realización del estudio. En primer lugar, debe citarse a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que proporcionó valiosos términos metodológicos durante la fase inicial del estudio. Deben mencionarse en seguida al Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), a la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) y al Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), que generosamente prestaron sus centros de cómputo.

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) de las Naciones Unidas, con sede en Viena, brindó una especial colaboración en la elaboración y el procesamiento de la metodología usada en el estudio.

II. RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Resumen

El abastecimiento de la energía en general, y de la energía eléctrica en particular, ha constituido un serio problema para el Istmo Centroamericano en los últimos años, tanto por la ausencia de recursos petroleros conocidos en la región --con excepción de los recientes descubrimientos en Guatemala-- como por los considerables aumentos en los precios de los hidrocarburos a partir de 1973, en circunstancias en que los sistemas eléctricos existentes requieren de cantidades importantes de ese combustible. Esta situación se torna cada vez más crítica debido a las elevadas tasas de incremento del consumo eléctrico que, de acuerdo con estimaciones del estudio, se ampliará 5.6 veces entre 1980 y el año 2000.

A lo anterior cabe agregar que los recursos hidroeléctricos y geotérmicos de la región constituyen una fuente de energía que no ha sido explotada con la intensidad que se requiere para aminorar la dependencia del petróleo importado.

La idea de interconectar los sistemas eléctricos del Istmo a fin de aprovechar en mejor forma los recursos naturales de la región y obtener los beneficios de la operación conjunta no es nueva; sin embargo, hasta la fecha sólo se ha podido poner en práctica en escala muy reducida^{1/} debido a múltiples problemas de orden político y económico-financiero.

El presente informe se fundamenta en la certidumbre de que el conocimiento exhaustivo de los beneficios que podrían obtenerse de la interconexión de los sistemas eléctricos del Istmo favorecería en gran medida la toma de decisiones en la materia. Por esta razón, se estableció como propósito principal del estudio la estimación de los beneficios globales de la integración y su distribución entre los países.

Entre otros objetivos conexos cabe mencionar el diseño de una metodología básica de planeación eléctrica aplicable tanto a los sistemas

^{1/} Existe una línea de interconexión de 220 kV entre Honduras y Nicaragua que se utiliza para intercambios de tipo marginal.

nacionales como a la integración de dos o más países con miras a su eventual adopción en el ámbito regional, así como la definición de un sistema regional de transmisión viable a mediano plazo que pueda servir de marco de referencia a las interconexiones parciales que se vayan realizando.

En la selección de la metodología para alcanzar las metas propuestas se tomó en cuenta, por una parte, que en general los programas de obras de los países estaban poco definidos y, por otra, la necesidad de estudiar un período adecuadamente largo. Se consideró que dicha metodología debería incluir el estudio de la expansión de los sistemas eléctricos tanto para el caso de los países aislados como para la integración regional de los sistemas nacionales, y se estimó conveniente estudiar alternativas de interconexión que significaran diferentes grados de dependencia de un país con respecto al resto de la región.

Finalmente, debido a restricciones de tiempo y de fondos se descartó la idea de preparar modelos especiales para la definición de los programas de obras, y se recurrió en consecuencia a modelos disponibles aplicables a condiciones similares a las existentes en el Istmo Centroamericano.

El estudio metodológico señaló la conveniencia de aplicar un conjunto de modelos matemáticos en forma sucesiva a fin de resolver las diferentes etapas del problema. La existencia de un número elevado de proyectos hidroeléctricos en la región obligó, en primer lugar, a definir aquellos que deberían tomarse en cuenta en el desarrollo de los sistemas en períodos de varios años mediante un modelo de programación lineal llamado Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI). Dicho modelo permite prestar atención especial a cada proyecto hidroeléctrico y utilizar varios nodos para representar el sistema integrado, por lo cual resultó particularmente apropiado para la situación prevaleciente en el Istmo Centroamericano. Con el modelo denominado WASP (Wien Automatic System Planning Package) fue posible, en una etapa posterior, determinar los planes de expansión de los sistemas, y calcular aspectos como la fecha de la entrada en operación de las centrales generadoras y los costos trimestrales de operación, tomando en cuenta la variabilidad de los

principales parámetros. En el caso de los sistemas integrados, por medio del modelo TRANSF --ya que el WASP es de representación uninodal-- se desglosaron la operación y los costos de las centrales y se establecieron las transferencias de energía entre países. Mediante programas de computación convencionales se estudió en seguida el desarrollo de la transmisión internacional. Por último, un grupo de programas de evaluación permitió estimar los beneficios de la interconexión y su distribución entre países. Cabe destacar que el sistema metodológico descrito resultó uno de los logros más importantes del estudio, incluyendo el desarrollo de la versión 3 del modelo WASP, que puede considerarse un aporte en materia de planeación eléctrica.

Otro aspecto que requirió atención especial fue la preparación de la información básica, habida cuenta que los resultados del estudio dependían fundamentalmente de ella. Por este motivo, se recopilaron, revisaron y procesaron los datos sobre características y costos de operación de los sistemas de generación y de transmisión existentes; se realizó un estudio de las proyecciones de la demanda por países y para el sistema integrado; se identificaron alrededor de 60 proyectos hidroeléctricos existentes, cuyos estudios se encontraban en grados muy diferentes de maduración; se estudió su producción mediante análisis de operación simulada y se actualizaron sus estimaciones de costo, y se calcularon los costos de inversión y operación de plantas tipo termoeléctricas que serían consideradas como alternativa a las anteriores.

Los resultados de estos estudios indicaron que la demanda de los países centroamericanos en conjunto^{2/} aumentará de unos 2 000 MW en 1980 a unos 11 000 en el año 2 000, y que el consumo para este último año será de unos 60 000 millones de kWh. Los 75 proyectos hidroeléctricos seleccionados para el estudio alcanzaron unos 12 000 MW con una producción media de unos 57 000 millones de kWh por año, y se estimó que el potencial geotérmico podría alcanzar cuando menos unos 1 100 MW, volumen suficiente para producir unos 8 000 millones de kWh por año.

2/ Suma aritmética.

En las alternativas de interconexión estudiadas se consideraron los casos extremos de dependencia entre países. El caso mínimo se basó en la interconexión de los sistemas nacionales que se han desarrollado en forma independiente a fin de aprovechar exclusivamente los beneficios derivados de una operación conjunta (integrado A). En el otro extremo se estudió al conjunto de sistemas nacionales como un sistema regional, es decir, considerando su expansión y operación como si fuera un solo país (integrado B). Finalmente, se analizó una alternativa intermedia (integrado C), que contempló una de las múltiples posibilidades entre los casos extremos antes mencionados.

Lo anterior dio como resultado diferentes programas de obras de generación (y de la correspondiente transmisión asociada) para cada uno de los países aislados y para cada sistema integrado, bajo criterios de planeación uniformes. En este aspecto se utilizaron un período de 17 años (1984-2000) y costos de fines de 1977, sin escalamiento; costos de combustible equivalentes a 12.50 dólares el barril de bunker para fines de 1977, con aumentos en dólares constantes de 3.53% anual, y una tasa de actualización del 12% anual. Cabe mencionar que según esta hipótesis, el precio del bunker a principios de 1980 resultaría de 13.40 dólares por barril en comparación con el precio real alcanzado en el Caribe para ese mismo período de 19.49 dólares por barril, ambos a costos de 1977, lo que representa una diferencia del orden del 45%. Tal diferencia establece un sesgo en los resultados del modelo que tiende a subestimar los beneficios de la sustitución de la energía térmica por energía hidroeléctrica o geotérmica. En otras palabras, los beneficios derivados de la interconexión eléctrica que reporta el ejercicio de simulación, de hecho ya son sumamente conservadores.

Como programa básico para comparar las alternativas de interconexión antes mencionadas, se utilizó la sumatoria de los programas de expansión de los sistemas eléctricos en el desarrollo aislado de los países. Se consideraron dos soluciones aisladas, una denominada libre que se utiliza para la comparación con la alternativa B de interconexión y otra denominada restringida --toma en consideración criterios ya adoptados por los países-- que se usa para la comparación con las alternativas B y C de interconexión. Las instalaciones en la solución aislada restringida sumaron 11 141 MW subdivididos, 6 976 MW en proyectos /hidroeléctricos

hidroeléctricos, 1 015 MW en geotérmicos y 2 150 MW en térmicos convencionales. La solución aislada libre considera un total de 10 788 MW, de los cuales 6 343 son hidro, 945 geotérmicos y 3 000 en térmicas convencionales. Las inversiones totales oscilaron entre 10 millones (aislada restringida) y 9 276 millones de pesos centroamericanos, en valores corrientes, mientras que los costos totales de abastecimiento --inversión más costos de operación y mantenimiento-- alcanzaron 4 496 y 4 267 millones de pesos centroamericanos en valores actualizados a 1984 para las soluciones aisladas restringida y libre, respectivamente.

En el integrado A, como se mencionó anteriormente, se mantuvieron tanto las instalaciones en generación de los desarrollos nacionales aislados (solución restringida) como las inversiones por dicho concepto. El total de abastecimiento fue de 4 029 millones de pesos, lo que implicó un beneficio de 407 millones, ambas cifras actualizadas a 1984.

En términos de energéticos, esta operación integrada de los sistemas reduciría la importación de combustibles en unos 50 millones de barriles entre 1984 y el año 2000, de los cuales un 40% corresponderían a los primeros seis años. Esta cifra equivale a la mitad de los combustibles que importarían las empresas eléctricas de continuar operando aisladamente y a un 5% del consumo total de hidrocarburos previsto en el período del estudio para el Istmo Centroamericano.

En el integrado B, el total de las instalaciones de generación llegó a unos 10 165 MW que comprenden 7 385 MW en centrales hidroeléctricas, 980 MW en plantas geotérmicas y los restantes 1 800 MW en centrales termoeléctricas. Esto significó inversiones del orden de 9 250 millones de pesos centroamericanos. Los costos totales de abastecimiento resultaron en 3 340 millones, lo que dio un beneficio neto de 927 millones de pesos centroamericanos en valores actualizados a 1984. Cabe destacar que el integrado B, en relación con el programa básico, implicó ahorros tanto en inversiones como en costos de abastecimiento.

Para la estimación de los costos de los sistemas de transmisión, y los correspondientes al despacho de carga, requeridos para la operación integrada de los seis países, se realizaron estudios convencionales de flujo de carga, estabilidad y corto-circuito para verificar el sistema programado a 1983, y la evolución de los sistemas en un período de 10 años, en sentido inverso al tiempo, partiendo de 1994, definido como año horizonte

del estudio. Los costos totales resultantes en inversiones y operación de los sistemas de transmisión para las alternativas A, B y C fueron de 146, 183 y 259 millones de pesos centroamericanos, respectivamente.

La distribución de los beneficios anteriores entre los seis países del Istmo implicó el diseño de una metodología especial, dado que no fue posible encontrar antecedentes directamente aplicables a la situación particular del Istmo Centroamericano y a los planteamientos considerados en el estudio. Dicha metodología sólo se presenta para la alternativa A de interconexión, donde los beneficios se circunscriben a los ahorros derivados de la operación conjunta del sistema regional. Dichos ahorros se reparten en función de los intercambios de energía entre países y los correspondientes costos reales y alternativos de generación. Los resultados indicaron una participación porcentual que osciló entre 10% y 17% para todos los países, con excepción de Costa Rica, cuya producción fue de 29%.

Como medida de la conveniencia económica financiera de la interconexión mencionada se calcularon las relaciones beneficio/costo que cada país obtendría. Los valores obtenidos resultaron altamente favorables para cuatro de los seis países y en menor grado para El Salvador y Panamá.

2. Conclusiones y recomendaciones

a) Conclusiones

1. La planificación y operación integrada de los sistemas eléctricos de los países del Istmo Centroamericano como un solo sistema regional es técnica y económicamente factible.

2. La adopción a nivel regional de una metodología común para la planeación del desarrollo de los sistemas eléctricos, tanto en el ámbito nacional como en el subregional y el regional facilitaría la eventual interconexión total del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano. La metodología utilizada en el estudio, que se adecuó a las características particulares de la región, debería tener una utilidad intrínseca para los países.

3. Los recursos hidroeléctricos conocidos podrían agotarse en el futuro previsible a largo plazo. Por el lado de la oferta, el potencial de generación de todos los proyectos identificados, sin considerar restricciones de ningún tipo, llega a los 120 millones de kWh, y sin embargo, los

proyectos más atractivos seleccionados para el estudio sólo generarían la mitad de esa cifra. Por el lado de la demanda, en los próximos 20 años los requerimientos de energía aumentarían de 10 a 60 millones de kWh, monto que se duplicaría en el primer decenio del año 2000.

4. La interconexión a corto plazo de los sistemas eléctricos nacionales facilitaría el desarrollo oportuno y la utilización más eficiente del potencial hidroeléctrico disponible en la región, ya que en los primeros 10 años los países contarían con excedentes importantes de energía hidráulica, que luego se reducirían gradualmente a medida que aumentasen los requerimientos nacionales.

5. En igual forma la interconexión regional podría fomentar la utilización de la energía geotérmica de poderse desarrollar ésta en cantidades superiores a las demandas de los países que disponen de ese recurso.

6. Los beneficios regionales derivados de la interconexión que oscilan entre 407 y 927 millones de pesos centroamericanos --en valores actualizados a 1984-- representan un ahorro considerable de recursos financieros, dado que equivalen a un 9% y 22% respectivamente de los costos totales de abastecimiento --inversión y operación y mantenimiento-- correspondientes a la solución aislada utilizada como programa de referencia.

7. La repartición regional de los beneficios anteriores entre los países participantes en lo que concierne a la alternativa A de interconexión resulta altamente favorable en todos los casos obteniéndose relaciones beneficio-costo que oscilan entre 2.0 y 5.0 en números redondos.

b) Recomendaciones

Las conclusiones del estudio permiten recomendar:

1. Que se le dé el seguimiento apropiado al Estudio Regional de Interconexión Eléctrica con miras a:

i) Fomentar la difusión, aplicación y eventual adopción generalizada de la metodología de planeación eléctrica utilizada;

ii) Actualizar y mantener al día los resultados y conclusiones de la investigación, incluyendo estudios de sensibilidad sobre las principales variables y consideraciones de escenarios alternos previsibles.

2. Que se amplíe el catálogo de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos y se analicen con el detalle necesario los que resulten más indicados para desarrollarlos en el mediano plazo. Tal análisis deberá incluir con la participación de los países interesados, estudios de proyectos binacionales y de importancia regional.

/3. Que se



3. Que se aceleran entre todos los países del Istmo, las gestiones y acciones necesarias para la pronta puesta en marcha de los programas de interconexión binacionales, como una contribución efectiva a la integración regional del subsector eléctrico.

4. Que se adopten las decisiones de política requeridas para la integración regional de los sistemas eléctricos nacionales, incluyendo la suscripción de convenios y la institucionalización permanente de los organismos binacionales y regionales indispensables para impulsar dicha integración. Al respecto se recomienda la concentración de esfuerzos hacia la pronta conclusión de una interconexión regional convencional tipo A, con miras a asegurar el usufructo de sus beneficios por una parte, y a sentar las bases para etapas más avanzadas de integración por la otra.

5. Que las empresas nacionales de electrificación y los organismos regionales e internacionales interesados proporcionen el apoyo técnico y financiero requerido para asegurar el desarrollo efectivo de las gestiones y acciones que permitan a los países, en particular, y a la región en general disfrutar en un plazo razonable de los cuantiosos beneficios estimados en el estudio.

6. Que se integre cuanto antes el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), cuya creación ya ha sido recomendada por la Reunión de Presidentes y Gerentes de Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano como organismo propulsor de la integración del subsector eléctrico a nivel regional. Cabe recalcar la importancia estratégica de contar con este mecanismo propio de la región que mantenga la continuidad de las gestiones, esfuerzos y acciones que resultan indispensables para asegurar la obtención de resultados tangibles en el corto plazo.

III. METODOLOGIA

La determinación de las ventajas económicas que provendrían de la posible interconexión de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano es un problema de características muy particulares --para el cual no fue posible encontrar precedentes-- tanto por el número de países involucrados como por el tamaño, grado de desarrollo y particularidades de sus sistemas. Las obras de este tipo que se han realizado entre países están destinadas, por lo general, a intercambios de tipo marginal que no afectan el desarrollo de los sistemas. En el presente caso, en cambio se analizan alternativas que van desde la evaluación de ahorros de combustible mediante traspasos de energía entre sistemas desarrollados en forma aislada hasta el aprovechamiento óptimo de los recursos en el ámbito regional, mediante la planificación conjunta de los sistemas.

La forma de abordar un estudio de esta naturaleza dependerá del grado de detalle con que se deseen evaluar los beneficios. Un estudio de interconexión de sistemas aislados, dentro de un país, enfocado con criterio nacional podría demandar solamente la determinación de los beneficios globales, mientras que la interconexión entre países requiere de la determinación con cierto detalle de los beneficios que se derivarían para cada uno de los sistemas nacionales, incluyendo el orden de magnitud de los intercambios de energía.

Las consideraciones anotadas obligaron a realizar un estudio metodológico orientado a proponer un procedimiento de análisis que permitiera obtener resultados adecuados para el caso en estudio. La metodología propuesta, que se incluye más adelante, comprende cuatro etapas fundamentales: los estudios para definir programas de obras a largo plazo; los estudios de operación de los sistemas y de las transferencias de energía; los estudios de los sistemas de transmisión y la evaluación y distribución de los beneficios económicos. A continuación se presenta un compendio del proceso de selección de la metodología y un resumen de éste.

1. Fuentes de beneficio

Los beneficios de una interconexión eléctrica entre dos o más países provienen de fuentes más o menos amplias que pueden considerarse bajo los siguientes dos supuestos:

i) Que la interconexión no modifique los programas de instalaciones requeridas por el desarrollo individual de los sistemas involucrados;

ii) Que la interconexión condicione la planificación de los sistemas nacionales, modificando en mayor o menor grado sus programas de desarrollo.

a) Interconexión con desarrollo aislado

La operación coordinada o conjunta de un sistema interconectado hidrotérmico se traduce generalmente en ahorros de combustible que reducen los costos. Sus beneficios se derivan principalmente de la operación más económica de los equipos existentes mediante: i) el mejor aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas y geotérmicas, las cuales al operar en el sistema interconectado, pueden aumentar su factor de utilización y, en el caso de las primeras, disminuir o eliminar derrames; ii) el aprovechamiento de las diferencias de rendimiento y costos de combustible de las unidades termoeléctricas, y iii) el aprovechamiento de la diversidad horaria y estacional de la demanda.

Desde el punto de vista operativo, la interconexión tiene la ventaja de mejorar la seguridad del servicio frente a salidas forzadas de equipos, al contar cada sistema con el respaldo del sistema vecino en las situaciones de falla. Aunque teóricamente es posible calcular el beneficio por el aumento en la seguridad del servicio --a partir del costo de la energía no servida y de probabilidades de pérdida de carga de los diversos equipos--, en la práctica resulta difícil disponer de cifras que permitan estimarlo. Este aspecto se considerará como beneficio adicional de la interconexión, pero sin pretender cuantificarlo.

/b) Interconexión

b) Interconexión con desarrollo integrado

Los beneficios se derivan en este caso de factores mucho más amplios, y varían con el grado de dependencia aceptado entre los sistemas involucrados. Pueden suponerse dos casos:

i) Planificación de los sistemas como una sola área, lo que permite cambiar la prioridad y la fecha de puesta en servicio de los proyectos.

ii) Planificación de los sistemas como multiárea, caso que acepta alteraciones menores en los programas de obras, tales como postergaciones de uno a dos años y/o disminución de la reserva nacional, con respaldo en la línea de interconexión.

Consecuentemente, las fuentes de beneficio se amplían, en mayor o menor grado, con respecto a las anteriormente citadas, por la obtención de ahorros en inversión y operación provenientes de:

- Cambio en la prioridad de los proyectos (adelanto de los más atractivos y la correspondiente postergación de otros; proyectos hidroeléctricos de países con mejores recursos que eliminan o postergan instalaciones termoeléctricas en países de recursos hidroeléctricos escasos).
- Disminución de la potencia total instalada por menor necesidad de reserva para una misma seguridad de servicio.
- Disminución de la potencia total instalada por menor demanda total, debido a los factores de diversidad de demanda entre sistemas, y la incertidumbre existente en las proyecciones de la demanda.^{1/}
- Complementación hidrológica anual (porque los períodos secos no afectan en la misma forma a toda la región) y estacional (porque las temporadas seca y húmeda son algo diferentes en los países). En estas situaciones las centrales con embalses de regulación anual y plurianual juegan un papel muy importante.

^{1/} De aceptarse cierto grado de aleatoriedad en las demandas, se produciría un efecto compensatorio entre las probabilidades de que las demandas individuales de los países sobrepasen o bien resulten inferiores a las proyecciones.

- Economías de escala, tanto en los proyectos hidroeléctricos como termoeléctricos (al permitir el sistema integrado instalaciones de mayor tamaño).

2. Alternativas de interconexión

Ya se mencionó que existen diferentes alternativas de interconexión que significan un mayor o menor grado de dependencia para los sistemas nacionales. En consecuencia, para disponer de un margen amplio que permita a los países tomar decisiones en esta materia se ha considerado conveniente estudiar las diversas posibilidades definidas por situaciones extremas dentro de un esquema de integración eléctrica, como se explica a continuación:

a) Desarrollo aislado-operación conjunta (integrado A)

En este caso se mantiene el desarrollo del sistema eléctrico de cada país aisladamente,^{2/} es decir, los programas nacionales de adiciones de generación de los sistemas aislados. Luego, considerando la interconexión por medio de los sistemas de transmisión entre los países involucrados, se estudia la operación óptima conjunta del sistema integrado a nivel regional durante todo el período de análisis.

b) Sistema regional con desarrollo integrado o integración total (integrado B)

En esta variante se supone que los sistemas eléctricos nacionales siguen su desarrollo aislado sólo con los proyectos cuya construcción ya está comprometida y de ahí en adelante se planifican regionalmente las nuevas instalaciones incluyendo los interconectores entre países. De igual forma, la operación conjunta se realiza como si se tratara de un sistema único regional.

^{2/} No se ha considerado la interconexión existente entre Honduras y Nicaragua.

c) Sistema regional con dependencia limitada o integración parcial (integrado C)

Esta alternativa, intermedia entre las dos anteriores, representa uno de entre los numerosos casos de compromiso orientados a disminuir la dependencia que implica la integración total. Se aceptan los programas de obras definidos en el mediano plazo por los países aisladamente. Se alternan los proyectos hidroeléctricos hacia el futuro de modo que aunque se respeta, dentro de cada país, el orden prioritario asignado en el caso anterior, se trata de asegurar una distribución geográfica balanceada en el tiempo. Al final del período en estudio se ubica un mínimo de plantas termoeléctricas de tamaño relativamente grande en aquellos países que resultan más deficitarios en energía hidráulica.

3. Análisis metodológico general

a) Condiciones básicas

Los beneficios globales de la interconexión se miden comparando los costos actualizados de abastecimiento de los programas de referencia para los países aislados con los costos correspondientes para las alternativas de interconexión A, B y C antes mencionados.

Para que las conclusiones sean válidas es fundamental que:

- i) La información básica para el análisis, especialmente la referente a previsiones de consumo y costos de inversión y operación de proyectos alternativos, se elabore con bases y criterios homogéneos;
- ii) Los criterios económicos y de seguridad con que se definan los planes de expansión sean comunes a todas las alternativas consideradas.

Planteado el problema en estos términos, debe definirse una metodología acorde con el nivel de precisión y detalle que se desee presenten los resultados. En consecuencia, los aspectos que deberá cubrir esta metodología son los siguientes:

i) Recopilación y elaboración sobre bases y criterios homogéneos de la información básica relativa a sistemas existentes, proyecciones de la demanda, recursos hidroeléctricos y geotérmicos y alternativas termoeléctricas;

ii) Definición de los programas de instalación de las obras de generación y transmisión asociada para cada una de las alternativas estudiadas;

iii) Determinación de las transferencias de energía entre países para definir adecuadamente el sistema de transmisión internacional;

iv) Definición de los programas de obras de transmisión entre los países considerados;

v) Estimación de los beneficios regionales y nacionales derivados de las interconexiones en estudio.

Los modelos matemáticos que conformen la metodología se aplicarán al estudio en la medida en que sus resultados permitan evaluar correctamente los beneficios que produce la interconexión; ello será posible si representan adecuadamente las principales fuentes potenciales de beneficio mencionadas en la sección anterior.

Las principales fuentes de beneficio y las condiciones que debe cumplir el método de cálculo para evaluarlas correctamente se resumen a continuación:

Fuentes de beneficio	Condiciones del método de análisis
Mejor aprovechamiento de la energía hidráulica a nivel mensual ^{1/}	Operación individual de centrales hidroeléctricas a nivel mensual para distintas condiciones hidrológicas y para cada año del estudio
Mejor aprovechamiento de las centrales termoeléctricas	Operación individual (o por grupos de características similares) de centrales térmicas. Nivel mensual para distintas condiciones hidrológicas y para cada año del estudio
Aprovechamiento de la diversidad de la demanda	Inclusión del factor de diversidad previamente estudiado. Sería deseable efectuar estudios de operación a nivel de días típicos
Ahorro por menor necesidad de reserva	Representación multimodal para apreciar la necesidad de reserva por país
Complementación hidrológica anual	Representación, año por año, a nivel mensual o estacional de la operación, individualizando los proyectos hidroeléctricos
Ahorro en inversiones por cambio de prioridades en los proyectos	Representación individual de características de generación y de costos de los proyectos hidroeléctricos. Sería deseable realizar una representación multimodal del sistema, con objeto de asignar cada proyecto al modo correspondiente. Representación año por año del sistema, para apreciar cambios en las fechas de entrada en operación de los proyectos.

^{1/} En el presente estudio se consideran periodos trimestrales con el objeto de simplificar los cálculos y por considerar que representan en buena medida la diversidad hidrológica de la región.

b) Proposición metodológica

La complejidad del problema obliga a decidir entre el deseo de efectuar un análisis lo más detallado posible y la necesidad de mantener los modelos matemáticos empleados dentro de límites razonables de complejidad y tamaño. Un análisis que incluya, con suficiente detalle, todos los aspectos del problema propuesto sólo es practicable en sistemas muy pequeños.

El caso en estudio, debido a su magnitud, fue abordado en etapas, que son separables; en caso necesario --si los resultados obtenidos en una etapa se contraponían con las hipótesis adoptadas en las precedentes-- se procedería a una realimentación o proceso iterativo que considerara el correspondiente cambio de hipótesis.

El esquema metodológico seleccionado comprende las siguientes etapas:

i) En primer lugar, se definiría el sistema de producción y transmisión a largo plazo para ciertos períodos de varios años dentro del horizonte del estudio, tomando en cuenta todas las alternativas posibles (inversiones), pero simplificando el cálculo de la operación del sistema (y por lo tanto obteniendo un costo aproximado), mediante un modelo de optimización cuyo objetivo es reducir al mínimo el costo total de abastecimiento a largo plazo (inversión, operación y eventualmente falla) del sistema.

ii) Una vez definido el mejor esquema global de desarrollo a largo plazo se estudiarían con mayor detalle ciertos programas en torno a ese óptimo, determinando de manera precisa la fecha de puesta en servicio de las instalaciones de generación y representando en forma detallada la operación. Esta etapa puede efectuarse mediante un modelo de optimización restringido en cuanto a las alternativas de expansión y más detallado respecto del cálculo de los costos de operación.

/iii) Se

iii) Se analizarían los resultados de la operación para el programa elegido, tanto en los casos de abastecimiento aislado como en las alternativas de interconexión. Esta etapa puede ser resultado de la simulación ya realizada para el programa elegido en la etapa anterior o puede llevarse a cabo mediante otro modelo de simulación más detallado;

iv) Se analizarían los costos de operación, los balances de energía por países y las transferencias en los interconectores con base en los resultados de operación;

v) Se definirían en forma precisa los sistemas de transmisión asociados a las alternativas estudiadas. La existencia de divergencias entre los costos de las obras de transmisión aquí calculados y las estimaciones empleadas en las etapas anteriores indicarán si procede realizar una revisión modificando las hipótesis de cálculo;

vi) El procedimiento así definido se completaría mediante el cálculo de los beneficios regionales, así como de los que corresponden a cada país como consecuencia de la interconexión.

En términos generales los criterios económicos y de seguridad que se adoptaron en el estudio fueron los siguientes:

1) Se determinaron los programas de instalaciones de menor costo total actualizado de inversión y operación calculado durante todo el período de estudio;

2) Se dotó al sistema de una seguridad mínima predeterminada basada en el abastecimiento de energía en años hidrológicos secos o en el cálculo de una probabilidad de pérdida de carga esperada máxima.

4. Estudios de la expansión de los sistemas de generación

En atención a la importancia que reviste la elección de un modelo o grupo de modelos destinados a definir los programas de generación en la correcta evaluación de los beneficios, se dedicó atención preferente a este aspecto, examinándose los modelos de planeación eléctrica más completos disponibles.

a) Modelos disponibles

La primera fase en la selección de la metodología consistió en comparar modelos matemáticos de aplicación general para la definición de los programas de instalaciones de generación y la selección de aquéllos que mejor se adaptasen tanto a los objetivos del estudio como a las características de los sistemas del Istmo Centroamericano.

Los métodos de planeación analizados se describen brevemente a continuación:

i) Sistema Integrado de Planificación de Sistemas Eléctricos (SIPSE) (Comisión Federal de Electricidad de México-Electricité de France). Para los estudios de programas de obras de generación la metodología SIPSE emplea una serie de cuatro modelos: CONCENTRABLE, MODELO NACIONAL DE INVERSIONES (MNI), NOTA AZUL y VALUADOR.

1) El modelo CONCENTRABLE determina mensualmente una curva de suministro de energía hidráulica en forma tal que la energía máxima se concentra con prioridad en las horas de mayor carga.^{3/} La energía se calcula planta por planta y luego se suma por cada bloque horario de la curva de duración de carga definida por seis escalones. Toma en cuenta la pérdida de carga por desnivel, la regulación de almacenamiento y la influencia de las presas en cascada.

2) El MNI es un modelo global de un nodo que determina la política de desarrollo a largo plazo para las centrales de generación. Minimiza el valor presente de la suma de inversión y de los costos esperados de generación y falla (valores actualizados).

3/ Procedimiento especialmente válido para sistemas con preponderancia termoeléctrica.

La demanda anual se representa mensualmente por una curva de duración en escalones. Las centrales se definen mediante características de generación y costos de un número limitado de categorías o proyectos tipo. El modelo determina las adiciones de potencia a instalar en períodos plurianuales, para cada una de las categorías consideradas.

Los costos de operación y falla se calculan, para el año medio de cada período de 3 o 5 años, como valor esperado de varias condiciones. La estructura dinámica y no lineal del problema se resuelve a través de un algoritmo de control óptimo.

3) El programa NOTA AZUL valoriza los beneficios de cada proyecto hidroeléctrico con los costos marginales determinados por el MNI y calcula una relación beneficio-costos que permite clasificarlos en orden de prioridad. El período de instalación está determinado por las potencias que demanda en su categoría el modelo MNI. Con base en la información integrada de los programas MNI y NOTA AZUL se elaboran programas de desarrollo de mediano plazo.

4) El modelo VALUADOR calcula los costos de inversión y operación asociados a cada uno de los programas así definidos. Se trata de un modelo de simulación de la operación con curvas de duración continuas que calcula la generación de las plantas térmicas, la probabilidad de pérdida de carga y energía no suministrada al sistema y los costos de inversión, operación y falla asociados al programa que se simula. Las centrales hidroeléctricas se representan, para efectos de simulación, mediante una planta equivalente, cuya operación se entrega como dato al modelo.

ii) Modelo Wien Automatic System Planning Package (WASP). (Organismo Internacional de Energía Atómica). El programa de computación WASP es un modelo matemático diseñado para estudiar los programas de expansión en sistemas eléctricos.

En materia de adiciones de generación pueden estudiarse hasta 14 tipos de unidades térmicas como alternativas de expansión, mientras que los proyectos hidroeléctricos se definen en dos categorías y se consideran de uno en uno, en cada categoría, según un orden de prioridad preestablecido.

El número de alternativas a analizar --que pueden ser varios cientos-- se limita imponiendo márgenes de reserva en potencia mínima y máxima, probabilidad de pérdida de carga a respetar y el número mínimo y máximo de unidades de cada tipo que se puede instalar cada año.

En los cálculos de simulación, las unidades térmicas se representan individualmente en dos bloques (base y punta). Los dos tipos de centrales hidroeléctricas se representan por medio de una central equivalente formada por un bloque de base y otro de punta. Estas plantas equivalentes se forman por la adición de la capacidad y de la generación disponible de las plantas individuales de su tipo.

El efecto de variación de los aportes hidráulicos se toma en cuenta calculando el costo esperado de operación para varias condiciones hidrológicas. El cálculo del costo de operación se realiza mediante el método de simulación de probabilidades que toma en cuenta las salidas forzadas o las desconexiones imprevistas de unidades térmicas.

Mediante el método de programación dinámica se determina el programa de instalaciones con un costo mínimo actualizado de inversión y operación (opcionalmente se puede agregar el costo de falla), sujeto a condiciones de probabilidad de pérdida de carga máxima a respetar.

El modelo está organizado en seis módulos principales, cuya interrelación se realiza mediante archivos formados en discos magnéticos que tienen las funciones siguientes:

LOADSY:	Describe las proyecciones de demanda
FIXSYS:	Describe el sistema de generación existente
VARSYS:	Describe las alternativas de expansión
CONGEN:	Forma las configuraciones que podrían desarrollarse
MERSIM:	Simula la operación de las configuraciones y calcula los costos esperados de operación
DYNPRO:	Efectúa la evaluación económica de las alternativas y selecciona una o varias óptimas.

iii) Modelo Global de Selección de Inversión (MGI): (Empresa Nacional de Electricidad, Chile). El MGI es un modelo de optimización para el estudio de las instalaciones de generación-transmisión planteado en términos de programación lineal.

/Las variables

Las variables son potencias a instalar y energías a generar por las centrales, a transmitir por las líneas y a transferir en los embalses, en su caso. Las inecuaciones o restricciones plantean el abastecimiento de la demanda y las limitaciones técnicas de instalación (potencias máximas) y operación (factores de plantas en las centrales térmicas, traspaso de energía en los embalses, etc.) de las centrales y líneas.

Los criterios de seguridad que se imponen son simples: porcentaje de reserva en potencia y abastecimiento de la demanda de energía en condición hidrológica seca. La función objetivo es minimizar el costo total actualizado de inversión y operación.

El período de estudio se divide en subperíodos plurianuales. Para cada uno de ellos se plantea por medio de desigualdades lineales el abastecimiento de la demanda del último año. La demanda anual se divide normalmente en demanda máxima y varios bloques que representan la energía requerida en cada temporada del año. Esta demanda puede concentrarse en uno o más centros de consumo entre los cuales se establecen variables de transmisión. Se puede hacer una representación más detallada de la demanda pero aumenta excesivamente el tamaño del modelo cuando el número de nodos y el de proyectos hidroeléctricos es elevado.

Los proyectos hidroeléctricos se representan individualmente a través de variables de potencia continuas en términos de funciones de generación y de costo variables con la capacidad instalada. Para embalses importantes se representan los traspasos de energía entre temporadas mediante variables que el modelo optimiza. Las restricciones de capacidad instalada y de operación del embalse están destinadas a respetar las características técnicas de la central.

Las alternativas termoeléctricas (vapor, turbinas a gas o geotérmicas) se representan por medio de variables de potencia instalada y variables de energía generada para condiciones hidrológicas seca y media en cada bloque de la demanda ya señalado. Restricciones lineales imponen a estas centrales condiciones de factores de planta mínimo y máximo.

Las líneas de transmisión entre nodos se representan por variables de capacidad en cada período y por variables de operación que indican los niveles de transmisión para cada producto de la demanda. Las transmisiones se limitan a las capacidades instaladas al inicio del estudio más las ampliaciones.

/Tanto los

Tanto los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos como las líneas de transmisión se pueden instalar en cualquier período del estudio, abasteciendo la demanda del período en que se instalan y la de los períodos siguientes.

Las centrales hidroeléctricas existentes a comienzos del estudio restan sus aportes de la demanda. Las centrales térmicas se representan por variables de generación limitadas a los máximos factibles y se resta de la demanda sólo la potencia disponible en horas de punta.

b) Modelos elegidos

Con base en la evaluación comparativa de las características de los modelos descritos en el punto anterior, así como en una aplicación de las tres metodologías con datos preliminares obtenidos en etapas tempranas del estudio, se decidió adoptar para el estudio de desarrollo de obras de generación el método que se describe a continuación, y que se aplica tanto al estudio de los sistemas nacionales como a los casos de desarrollo integrado. (Véase el Anexo I.)^{4/}

1. Estudio del desarrollo a largo plazo de las instalaciones de generación de los sistemas mediante el modelo MGI. Con él se obtiene el programa óptimo de centrales de generación para períodos plurianuales, incluyendo las potencias óptimas a desarrollar en los proyectos hidroeléctricos, y una indicación de la operación óptima de los embalses de gran regulación. (En el anexo II se describe el modelo MGI.)

2. Aplicación del modelo WASP para determinar en forma precisa el programa de instalaciones. Con base en los resultados del MGI se define el orden de prioridad de los proyectos hidroeléctricos y las alternativas de expansión, con la seguridad de encontrarse en la zona del óptimo global. Se consideró necesario realizar algunas modificaciones a la versión del modelo WASP existente a la fecha en que se comenzó el estudio (WASP-2) a fin

^{4/} Todos los anexos que se mencionan a lo largo del estudio se encuentran en el volumen II de esta publicación.

de mejorar la representación de las centrales hidroeléctricas y el cálculo de los criterios económicos y de seguridad. Esta labor fue desarrollada por un equipo de trabajo integrado por funcionarios del grupo Ad-Hoc de la CEPAL y del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), y dio origen a una nueva versión de este modelo, denominada WASP-3. En el anexo III se describen el modelo WASP-3, y las principales modificaciones realizadas al modelo WASP-2.

5. Estudios de operación de los sistemas y de transferencias internacionales de energía

Una vez definidos los programas de obras para las diferentes alternativas se analiza la operación detallada de los sistemas con los programas de obras ya determinados y se definen los costos de operación y las transferencias de energía resultantes entre los países. Estos estudios se realizaron mediante el programa MERSIM (uno de los módulos del modelo WASP) asociado con un grupo de programas que se han denominado Modelo de Transferencias de Energía (TRANSF) y que fueron desarrollados especialmente para este estudio por el Grupo Ad-Hoc de la CEPAL.

a) Estudios de operación

Los estudios de operación se llevan a cabo tanto para las configuraciones resultantes de los países aislados como para las tres alternativas de interconexión. El módulo MERSIM del modelo WASP efectúa el llenado de la curva de carga para cada trimestre y año del período en estudio, considerando tres diferentes condiciones hidrológicas (doce simulaciones por año). El resultado de este proceso son las generaciones de base y de punta de las dos plantas hidroeléctricas compuestas y de cada una de las centrales térmicas. En el caso de los sistemas aislados, los estudios de evaluación económica precisan poca información adicional, pero en el caso de los integrados, donde operan los sistemas como uno solo, es necesario procesar la información obtenida del modelo MERSIM para obtener los datos de operación por países.

/b) Costos

b) Costos de operación y transferencias de energía

Para determinar los beneficios nacionales de la interconexión es preciso definir las características de operación y los costos resultantes en cada país tanto cuando funcionan aisladamente como cuando forman parte de un sistema interconectado. Adicionalmente, para los estudios del sistema de transmisión se requiere conocer los flujos de energía en los diferentes interconectores considerados. Todos estos procesos se realizan a nivel trimestral y para cada condición hidrológica mediante el modelo TRANS, que se describe en el anexo IV. Este modelo desagrega la generación hidroeléctrica por centrales individuales y asigna los derrames cuando estos existen; ubica la generación termoeléctrica de las plantas en desarrollo en los países en que ésta ocurre; realiza el balance de energía y calcula los costos de operación por países; determina las transferencias de energía entre países y, por último, establece los archivos que se utilizan en los procesos de evaluación económica.

6. Estudios del sistema de transmisión^{5/}

El programa de obras de generación determinado con el modelo WASP toma en cuenta los costos de las líneas necesarias para transmitir la energía desde los centros de generación hasta los de consumo más importantes en cada país al agregarle el costo de estas líneas al de la central respectiva.

Este valor debe considerarse como una primera aproximación que será confirmada o corregida por estudios de tipo técnicoeconómico sobre el funcionamiento de la red en condiciones normales y de emergencia e incluyendo los interconectores entre países. Estos estudios que se explican más adelante en el capítulo VI, definen con mayor precisión la estructura de la red, su evolución en el tiempo y los costos de inversión y operación correspondientes.

5/ Estudios asignados a consultores.

a) Método de estudio

En primer lugar se prueban mediante estudios de flujo de carga los sistemas existentes en el año anterior al inicio del estudio (1983) a fin de verificar su factibilidad técnica. Luego, con base en el programa de instalaciones de generación y las previsiones de consumo para los centros de carga, se definen esquemas de transmisión para el año horizonte definido como 1994 en este estudio.

De entre los esquemas propuestos se determina el de costo mínimo y se analiza la evolución del sistema en el tiempo partiendo de la situación final en 1994 y estudiando las redes necesarias en 1989 y 1986 (en sentido inverso del tiempo) que conducen a ella.

b) Estudios eléctricos requeridos

El programa de obras de transmisión así determinado debe satisfacer los criterios básicos de planificación que se detallan en el anexo V y que se resumen en los siguientes puntos:

i) El sistema es probado para carga máxima normal y para los casos de falla aislada mediante estudios de flujo de cargas en los años típicos antes indicados.

ii) Para el año final (1994) se estudia el cortocircuito trifásico en las barras principales, con el fin de definir las categorías y costos de los interruptores requeridos.

iii) El sistema debe ser estable para fallas trifásicas en las líneas críticas. (Programa de estabilidad aplicado a cada año típico.)

Se resumen a continuación las características principales de los modelos utilizados en el estudio del sistema de transmisión. Estos modelos y los criterios de seguridad para su aplicación se detallan en el anexo V ya citado.

i) Programa de flujos de energía. Para el programa de flujos de energía se calculan los flujos de potencia y los voltajes en una red eléctrica, para unas condiciones determinadas en las barras y que se refieren a la potencia real y la reactiva, la magnitud del voltaje y el ángulo de fase.

La formulación matemática del problema de flujos de carga se resuelve como un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales utilizando el método Newton-Raphson.^{6/} La solución debe obtenerse dentro de las restricciones físicas del equipo, que son: los límites de producción reactiva, los límites de cambios de derivación bajo carga con los transformadores, etc.

ii) Programa de estabilidad. Los estudios de estabilidad transitoria sirven para conocer la capacidad que tiene un sistema eléctrico para permanecer en sincronismo durante un disturbio mayor, causada por: la pérdida de un generador o de una línea de transmisión por cambio repentino o sostenido de una carga o por fallas momentáneas. Estos estudios permiten conocer los cambios de voltaje, corriente, potencia, velocidad y par-motor de los generadores en el sistema, así como los cambios en los voltajes en el sistema y en los flujos de carga durante e inmediatamente después del disturbio.

El programa determina la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia tanto para la situación transitoria como para la dinámica.

iii) Programa de cortocircuitos. El cálculo del cortocircuito indica las corrientes y los voltajes en un sistema eléctrico, durante las condiciones de cortocircuito. Esta información es necesaria para diseñar un sistema adecuado de relevadores de protección y para determinar la capacidad de interrupción de los interruptores en cada subestación.

El programa calcula los niveles de corriente para fallas trifásicas y monofásicas a tierra en las barras de una red.^{7/}

c) Despacho de carga^{8/}

Los costos de producción para cada uno de los programas estudiados se calcularon suponiendo una operación óptima del sistema de generación-transmisión. La realización práctica de esta operación implica la existencia

^{6/} Corresponde al programa desarrollado por la Bonneville Power Administration (BPA) de Estados Unidos de América.

^{7/} Este programa fue desarrollado por la Montreal Engineering Company (MONENCO) en colaboración con HYDRO-QUEBEC.

^{8/} Estudio asignado a consultores.

de un despacho de carga regional centralizado con los correspondientes sistemas de comunicación para el comando y el control de los despachos nacionales de cada país.

Para estos propósitos se realizó un análisis de las características del despacho de carga y se estimaron los costos de inversión y de explotación necesarios para la buena operación del sistema.

7. Evaluación económica

a) Beneficios globales

Como se ha explicado anteriormente se definieron cuatro programas de instalaciones de generación-transmisión cuyos costos servirán para el análisis económico:

- 1) Desarrollo aislado de los seis países del Istmo Centroamericano (caso de referencia) ^{2/}
- 2) Programa de instalaciones definidos en lo anterior, y con operación optimizada regionalmente (Integrado A).
- 3) Desarrollo integrado (instalación y operación) de los sistemas eléctricos a nivel regional (Integrado B).
- 4) Desarrollo integrado regionalmente sujeto a ciertas restricciones (Integrado C).

Para cada uno de estos casos, se determinaron los programas de adiciones de generación-transmisión y de operación cuyo costo total actualizado fuese mínimo.

Los beneficios globales de las tres alternativas de interconexión se calcularon por diferencia de sus costos totales actualizados de inversión y operación en centrales y líneas, con respecto a la alternativa de abastecimiento aislado. Este costo total, actualizado a principios de 1984, cubre todo el período de estudio (1984-2000) e incluye el descuento del valor residual al año 2000 de las inversiones realizadas.

^{2/} Estos programas deben considerarse solamente como de referencia para propósitos del estudio y no como indicativos de los que cada país debe desarrollar aisladamente.

b) Beneficios individuales

Resulta un problema bastante complejo la asignación a los países participantes, de los beneficios globales que corresponden a una disminución en el costo de abastecimiento en las alternativas de interconexión con respecto a la situación de abastecimiento aislado.

En el integrado A los beneficios tienen su origen en economías en el costo de operación, pues cada país mantiene su programa de inversiones, existe por lo tanto una relación directa entre la energía intercambiada y dichos beneficios.

En los integrados B y C los beneficios se obtienen tanto de ahorros de inversión como de operación. Los primeros provienen de una composición diferente del sistema que a su vez produce cambios generalmente favorables en los costos de operación.

i) Integrado A. En el caso de los países que se interconectan sin modificar sus programas de inversiones, los intercambios de energía corresponden a diferencias de costo de producción, situaciones que pueden variar en períodos cortos a lo largo del año. El beneficio neto es igual a la diferencia de costos marginales de generación (descontando los costos de transmisión) y se puede suponer que se distribuye en partes iguales entre los participantes cuando se trata de dos países.

La aplicación de este principio a la operación integrada de los seis países, considerando la información disponible, lleva a definir un beneficio bruto para las transferencias de energía que también se puede suponer que se reparte por partes iguales entre el país exportador y el importador. Los beneficios brutos para cada país se obtienen sumando los beneficios correspondientes a cada transferencia entre pares de países, cálculo que se realiza para cada trimestre y condición hidrológica considerada, utilizándose los valores esperados resultantes. Luego se calculan los beneficios netos restando los costos incurridos en materia de transmisión internacional de acuerdo con la ubicación de las obras. Adicionalmente se consideran cargos y compensaciones por el tránsito de energía por terceros países.

8. Resumen de la metodología utilizada

Las etapas seguidas en el estudio para la aplicación de la metodología descrita en secciones anteriores fueron las siguientes:

/1. En la



1. En la primera etapa del estudio se elaboró la información básica y se determinaron los parámetros económicos requeridos en el estudio, cuyos aspectos principales son:

i) Previsión tanto de los requerimientos de energías y potencias como de su repartición espacial (centros de carga) y temporal (trimestral y de la forma de las curvas de duración);

ii) Características técnicas y económicas de las centrales hidroeléctricas existentes al inicio del estudio y de los proyectos hidroeléctricos futuros;

iii) Características de operación de las centrales hidroeléctricas para distintas potencias y varias condiciones hidrológicas;

iv) Características técnicas y económicas de las plantas termoeléctricas existentes al inicio del estudio y de las alternativas que podrían incorporarse en el futuro al sistema de generación;

v) Características y costos de las líneas asociadas a los proyectos considerados en los estudios de expansión;

vi) El período de estudio definido abarca desde 1904 hasta el año 2000. Se utilizó una tasa de actualización de 12%;

vii) Se emplearon precios de mercado de diciembre de 1977, sin derechos de importación para los productos importados;

viii) Se utilizaron precios constantes y se duplicó el precio del combustible en 20 años a partir de la cotización de 12.50 dólares por barril de diciembre de 1977.

2. Se realizó en seguida el estudio de desarrollo a largo plazo de las instalaciones de generación mediante el MGI para cada uno de los programas estudiados. Como resultado se obtuvo el programa de obras más económico por períodos plurianuales, con la potencia óptima de cada central hidroeléctrica y las transferencias de energía estacional de algunos embalses importantes. Esta información sirvió para corregir la operación simulada de algunos proyectos hidroeléctricos.

3. Con base en la solución del MGI, se prepararon las alternativas de expansión que se usarían en el modelo WASP. Específicamente se incluyeron adiciones de generación con énfasis especial en los proyectos hidroeléctricos según la prioridad indicada por el MGI y se definió un conjunto de alternativas entre las cuales se buscaría la solución óptima; cabe mencionar que este proceso implica generalmente la consideración de varios centenares de configuraciones. En el modelo WASP, se dividió el año en trimestres y los costos de operación se calcularon como valor esperado de tres condiciones hidrológicas. Se utilizó una probabilidad de pérdida de carga esperada máxima de dos días por año.

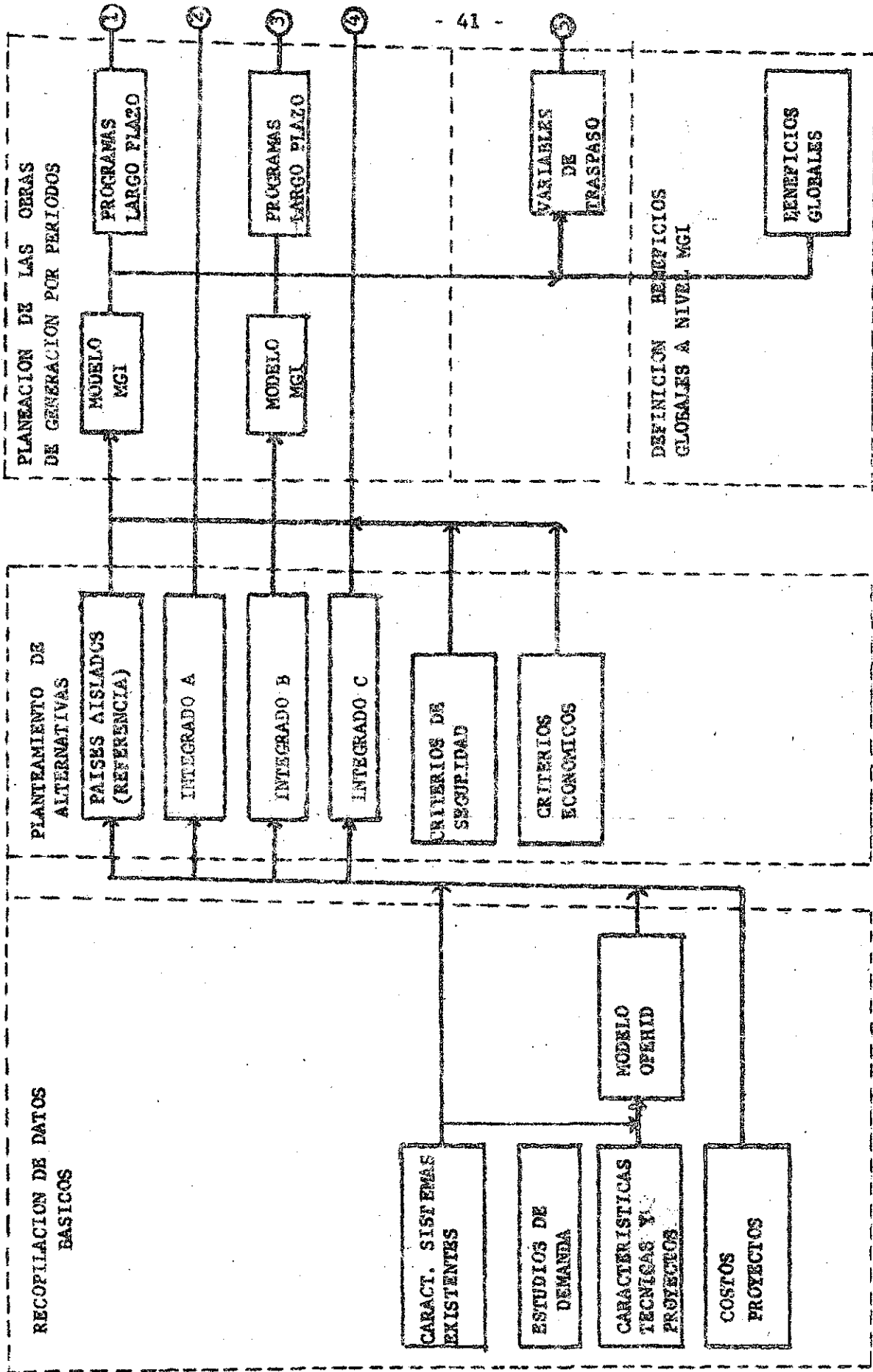
4. En materia de transmisión en el desarrollo de los países aislados el diseño de la red interna de transmisión se realizó a partir de los niveles de potencia en horas de máxima y mínima demanda. Para la red de interconexión regional se determinaron las transferencias de energía y potencia entre países, a partir de la simulación de la operación del programa óptimo, realizada por el módulo MERSEM del WASP del que se obtuvieron las generaciones y costos por planta y por trimestre para cada condición hidrológica. Con base en esta información, el modelo TRANSF desagregó la generación de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas en desarrollo y calculó la generación y costos de operación por países, así como las transferencias entre ellos. Estos datos también se utilizaron para la asignación de beneficios entre países.

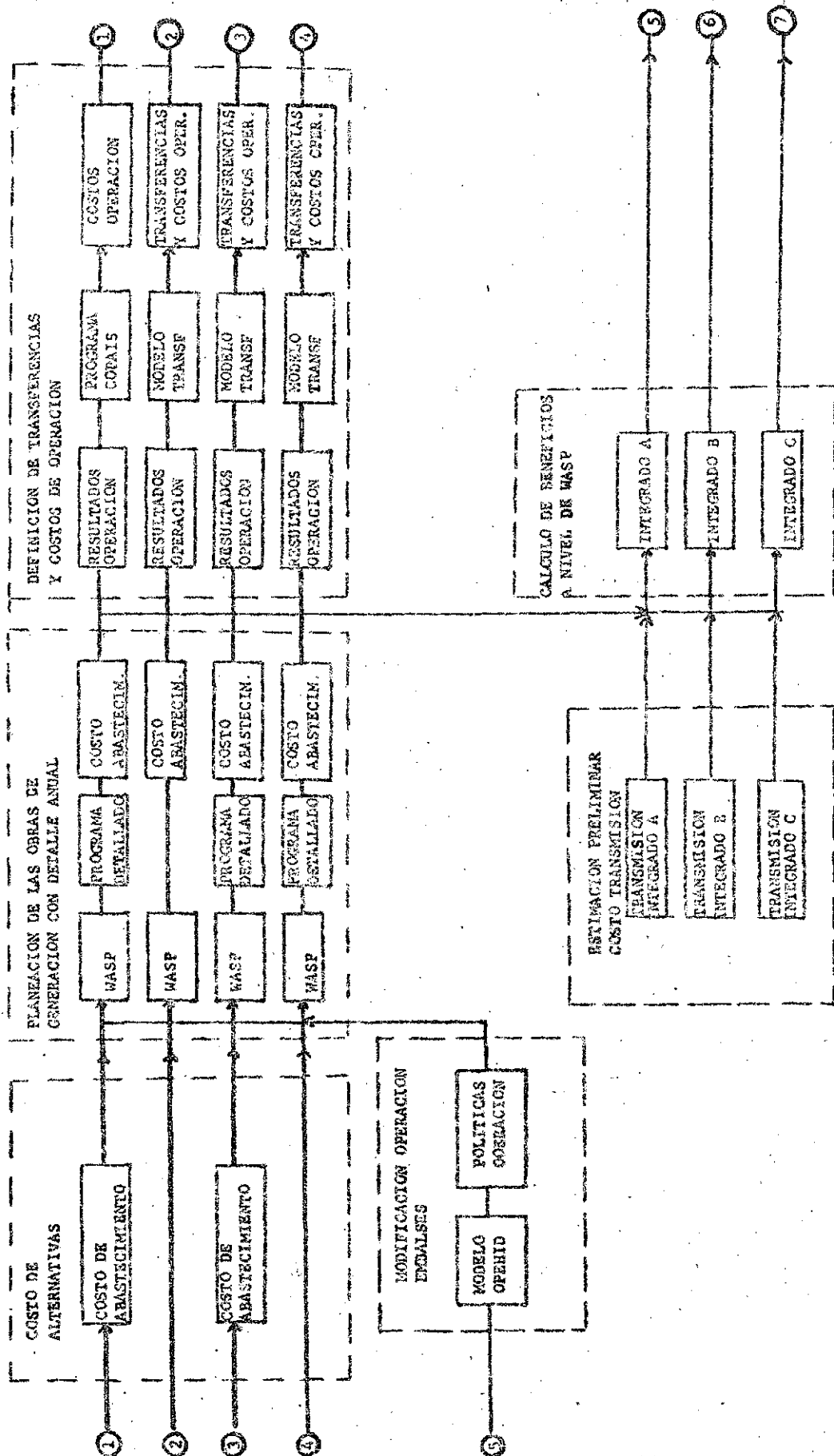
Los estudios técnicoeconómicos, en los que se emplearon modelos ya clásicos de flujo de potencia, estabilidad y corto-circuito condujeron a la determinación del programa de instalaciones de obras de transmisión, asociados a cada programa de centrales.

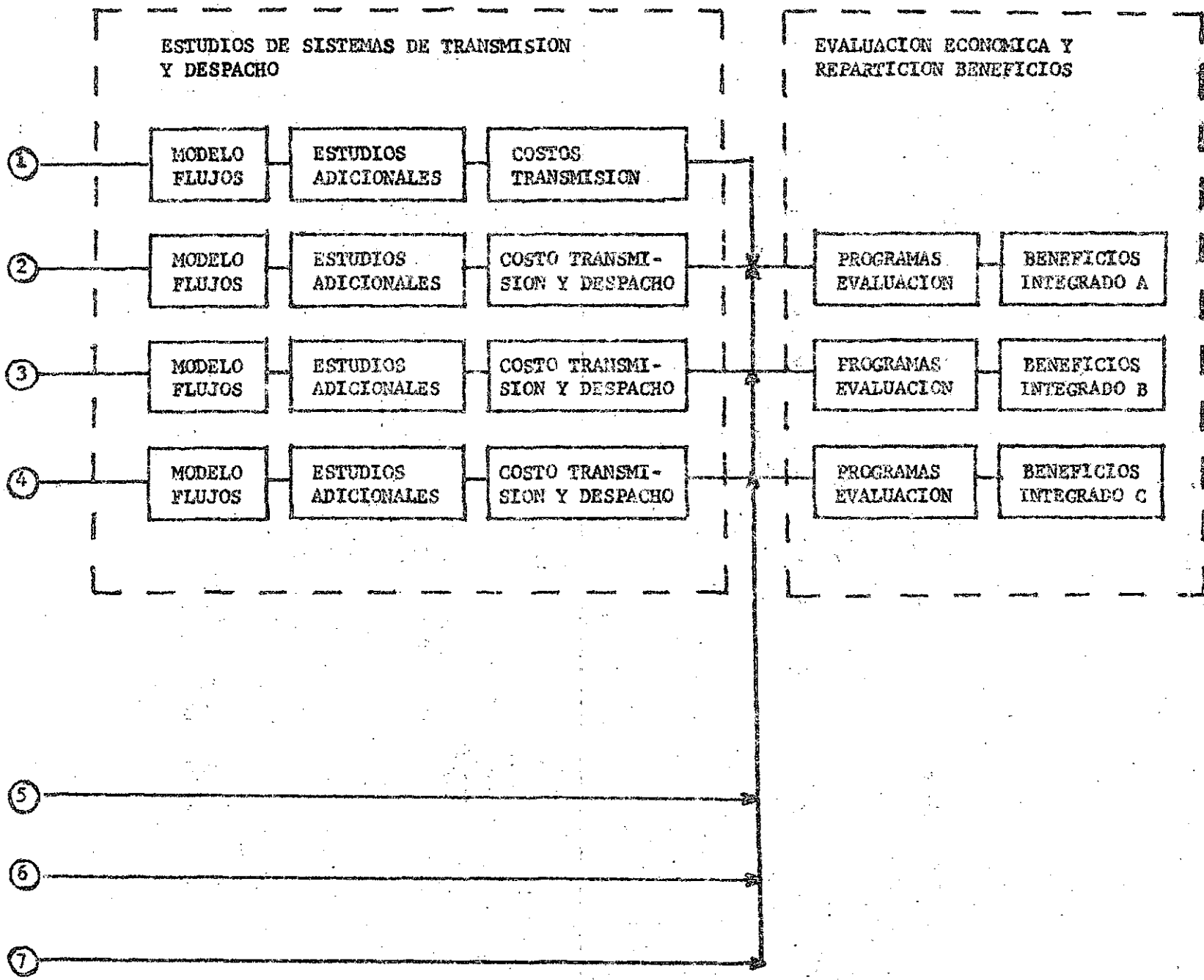
5. De los costos totales de los programas estudiados resultaron los beneficios globales de las alternativas de interconexión respecto a las opciones de desarrollo aislado. El cálculo de beneficios individuales para el caso de desarrollo aislado-operación integrada requirió de la desagregación de la generación por país y central y las transferencias en los interconectores y de los costos de operación adoptaron el criterio de repartir los beneficios entre importadores y exportadores. A continuación se presenta un esquema del sistema metodológico descrito.

/ESQUEMA

ESQUEMA METODOLÓGICO







IV. INFORMACIONES BASICAS

Se resume en este capítulo la información básica utilizada en los estudios para definir los programas de desarrollo a largo plazo y los estudios de operación simulada de los sistemas. Se refiere a las proyecciones de la demanda, a las características de los sistemas existentes de producción y transmisión, a los recursos hidroeléctricos y geotérmicos disponibles en la región, con énfasis especial en los proyectos específicos considerados en el estudio, y a las alternativas termoeléctricas con posibilidades de ser adicionadas a los sistemas de generación.^{1/}

1. Proyecciones de la demanda

Las conclusiones del estudio de interconexión dependen en gran medida de las previsiones de la demanda de energía eléctrica de cada país que se adopten para el análisis de los posibles intercambios de energía. Al respecto cabe mencionar que al proyectarse los consumos de sistemas que crecen con diferentes tasas por períodos de 15 a 20 años podrían surgir diferencias apreciables de energía.

1/ Los datos señalados se detallan y complementan en los siguientes documentos: Proyecto regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano. Análisis, extensión y generación sintética de las series hidrológicas para los proyectos considerados en el estudio (CCE/SC.5/GRIE/V/3), marzo de 1978, Preparación de curvas de duración de potencia para la utilización del modelo WASP (CCE/SC.5/GRIE/V/4); julio de 1978, Costos preliminares de líneas de transmisión y subestaciones, julio de 1978, borrador elaborado por Montreal Engineering Company (MONENCO), Actualización de los estudios de mercado. Informe final (CCE/SC.5/GRIE/VI/DI.2), diciembre de 1978, documento elaborado por la empresa MONENCO, Costos de inversión y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos. Informe final (CCE/SC.5/GRIE/VI/D.3), febrero de 1979, documento elaborado por la empresa MONENCO, Costos de inversión, operación y mantenimiento y características técnicas de alternativas termoeléctricas. Informe final. (CCE/SC.5/GRIE/VI/DI.4), febrero de 1979, documento elaborado por la empresa MONENCO.

Con el fin de asegurar, en lo posible, el mayor grado de homogeneidad en las previsiones de la demanda, se revisaron y actualizaron las proyecciones existentes en cada país, para el período considerado en el estudio de interconexión y se intentó especialmente compatibilizar las demandas de energía proyectadas con las perspectivas de crecimiento de cada país en particular y de la región en su conjunto. Adicionalmente, se analizaron las características de la demanda y sus variaciones durante el año y se desagregaron por centros de consumo; se obtuvieron así los datos básicos para la planificación de los medios de generación y del sistema de transmisión.

Las demandas de energía y potencia anuales por país se presentan en el cuadro 1, y sus tasas de crecimiento globales y sectoriales resultantes de las proyecciones, en el cuadro 2. Los detalles sobre la distribución de consumos por centros de carga, así como la variación anual de la demanda y las características de las curvas de duración de la demanda se presentan en el anexo VII. Asimismo, en los gráficos 1 a 6 se incluyen las curvas típicas de duración de la demanda, para los seis países del Istmo Centroamericano y en el gráfico 7, la correspondiente al sistema regional integral. En resumen las proyecciones indican que el consumo de energía en la región crecerá desde unos 10 700 GWh en 1980 hasta unos 60 000 en el año 2000, lo que equivale a una tasa media de 9.0% anual para la región. Por su parte la demanda de potencia se incrementará de 1 970 MW a unos 11100 en el mismo período.

2. Características de los sistemas existentes

Tanto los estudios de programación a largo plazo como los de operación de los sistemas bajo las distintas hipótesis de integración requirieron de información completa y detallada de las características de las plantas existentes, así como de la infraestructura de los sistemas de transmisión a partir de los cuales se desarrolló el sistema internacional.

Los programas de obras de los países del Istmo se encuentran, en general, definidos y prácticamente comprometidos hasta 1984 (aunque algunas de ellas comenzarán a operar posteriormente). Por este motivo se decidió fijar el año hidrológico 1984/1985 como primer año del estudio.^{2/} De esta manera toda la

^{2/} En atención a la importancia que cobra en el Istmo la generación hidroeléctrica, los modelos de planificación se plantearon sobre la base del año hidrológico que comienza en mayo.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA^{a/}

	Total		Guatemala ^{c/}		El Salvador ^{d/}		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá ^{e/f/}	
	Energía (GWh)	Demanda no coincidente ^{b/} (MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
1979	9 665	1 789	1 730	328	1 593	313	818	149	1 261	225	1 947	376	2 326	398
1980	10 734	1 973	1 998	361	1 736	344	939	171	1 396	250	2 189	423	2 476	424
1985	16 699	3 076	3 331	615	2 904	575	1 568	285	2 272	405	3 133	605	3 493	591
1990	27 497	4 890	5 798	1 066	4 484	881	2 488	452	3 706	661	4 528	875	6 238	1 014
1995	41 031	7 493	9 359	1 724	6 977	1 380	3 829	696	5 823	1 039	6 464	1 249	8 324	1 375
2000	60 667	11 156	14 082	2 616	10 780	2 133	5 700	1 036	9 211	1 643	9 499	1 835	11 140	1 858

Fuente: Montreal Engineering Co. Ltd. Actualización de los estudios de mercado, informe final (CCE/SC.5/GR IE/VI/01.2), diciembre de 1978.

a/ Incluye pérdidas de transmisión y distribución.

b/ Suma aritmética.

c/ Incluye EXHIBAL

d/ Incluye proyectos especiales de Aceros, S. A. SIGAPASA y AMDA.

e/ Incluye Cerro Colorado y requerimientos totales de generación de la Zona del Canal.

f/ A partir de 1988 las cifras no coinciden con el Informe de MONENCO debido a correcciones posteriores en la demanda de Cerro Colorado.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO
ELECTRICO SECTORIAL

Período y tipo de consumo eléctrico	Istmo Centroamericano	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Total</u>							
1961-1970	11.3	10.4	10.8	16.8	17.9	8.9	11.1
1970-1976	8.2	8.3	10.0	10.4	10.8	8.4	10.8
1978-1990	10.2	13.1 ^{a/}	10.7	11.2	10.4	7.9	9.2
1991-2000	8.3	9.2	9.2	8.6	9.6	7.7	7.9
<u>Residencial</u>							
1961-1970	8.5	5.0	4.4	8.9	10.2	5.6	18.8
1970-1976	8.2	6.2	12.2	14.6	5.5	6.4	9.4
1978-1990	8.9	12.7	9.2	13.1	8.8	5.3	8.2
1991-2000	7.8	9.1	8.8	9.6	8.0	4.7	6.8
<u>Comercial</u>							
1961-1970	12.8	10.6	11.0	22.7	25.3	10.3	12.7
1970-1976	9.9	8.2	8.3	8.2	4.2	17.1	8.0
1978-1990	9.7	11.5	9.7	10.8	9.5	8.0	9.7
1991-2000	8.6	9.9	9.3	8.5	8.0	8.0	8.4
<u>Industrial</u>							
1961-1970	15.1	13.1	8.4	23.8	22.3	20.8	9.0
1970-1976	12.0	11.2	17.8	13.0	8.4	10.5	8.9
1978-1990	10.9	12.3	11.8	10.2	10.9	10.6	10.1
1991-2000	8.3	10.5	9.3	8.0	10.2	9.4	2.6
<u>Gobierno y Alumbrado público</u>							
1961-1970	15.2	18.3	15.6	16.5	33.5	15.0	12.9
1970-1976	18.8	3.0	12.1	11.6	21.5	10.6	7.5
1978-1990	9.9	11.2	9.6	11.7	10.0	9.8	9.6
1991-2000	8.8	9.6	9.2	9.1	8.0	7.0	7.4

Fuente Montreal Engineering Co., Ltd., Actualización de los estudios de mercado, Informe final (CCE/SC.5/GRIE/VI/DI.2), diciembre de 1978.

a/ Incluye EXMIBAL.

Gráfico 1

GUATEMALA: CURVA TÍPICA DE DURACION DE LA DEMANDA PARA EL PERIODO
NOVIEMBRE, DICIEMBRE Y ENERO

(Porcentajes)

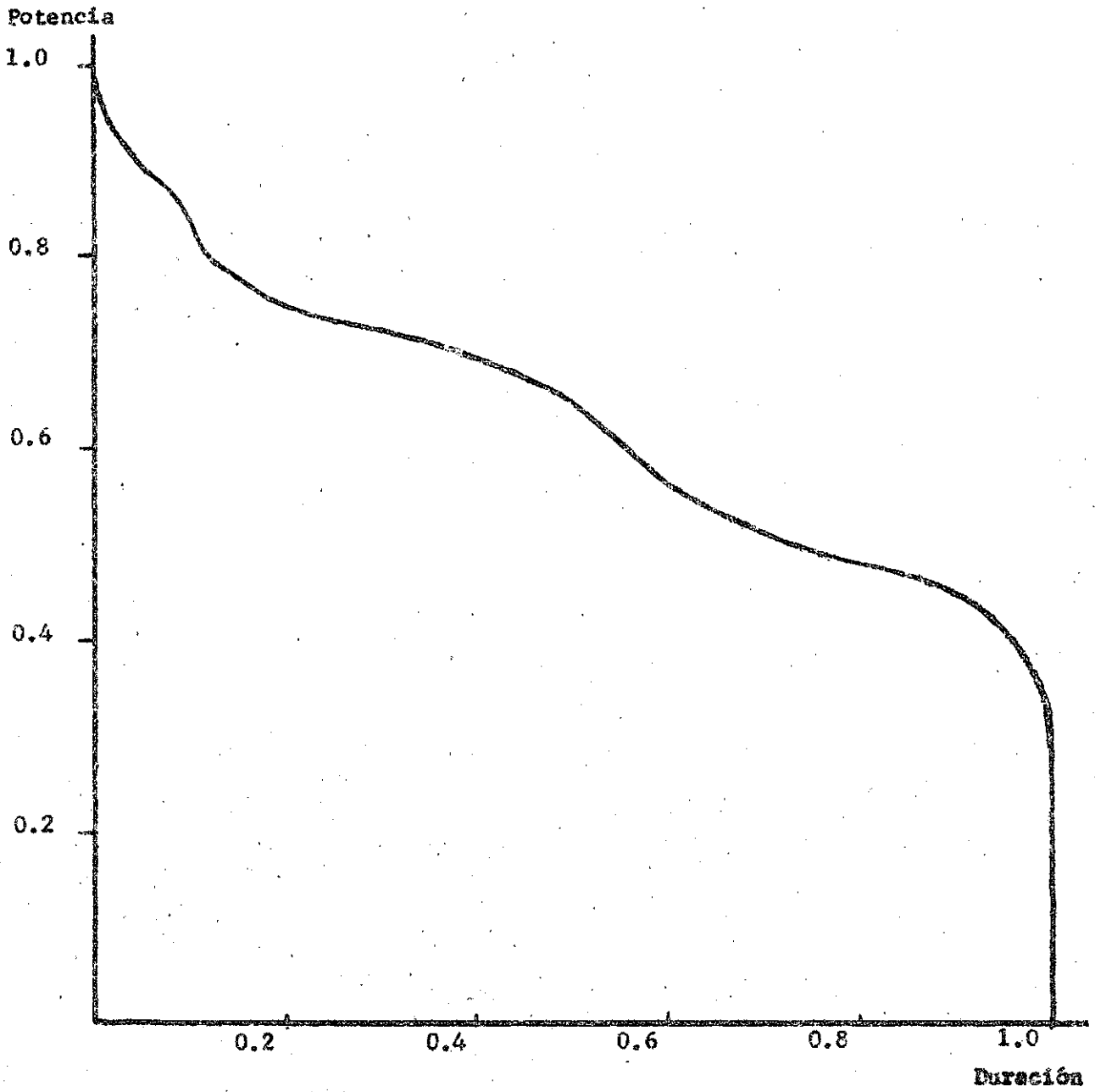


Gráfico 2

EL SALVADOR: CURVA TIPICA DE DURACION DE LA DEMANDA PARA EL PERIODO
NOVIEMBRE, DICIEMBRE Y ENERO

(Porcentajes)

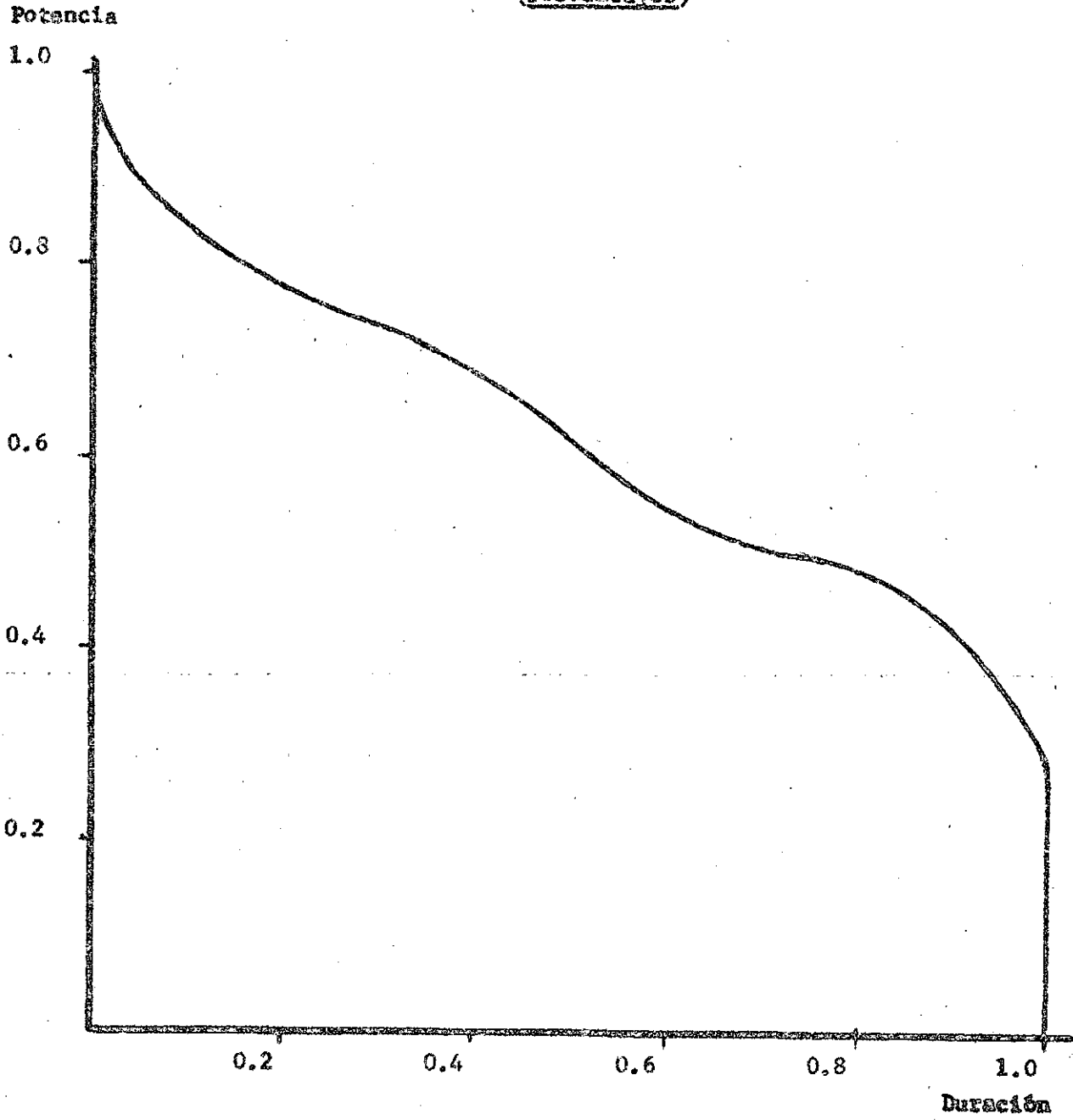


Gráfico 3

HONDURAS: CURVA TIPICA DE DURACION DE LA DEMANDA PARA EL PERIODO
NOVIEMBRE, DICIEMBRE Y ENERO

(Porcentajes)

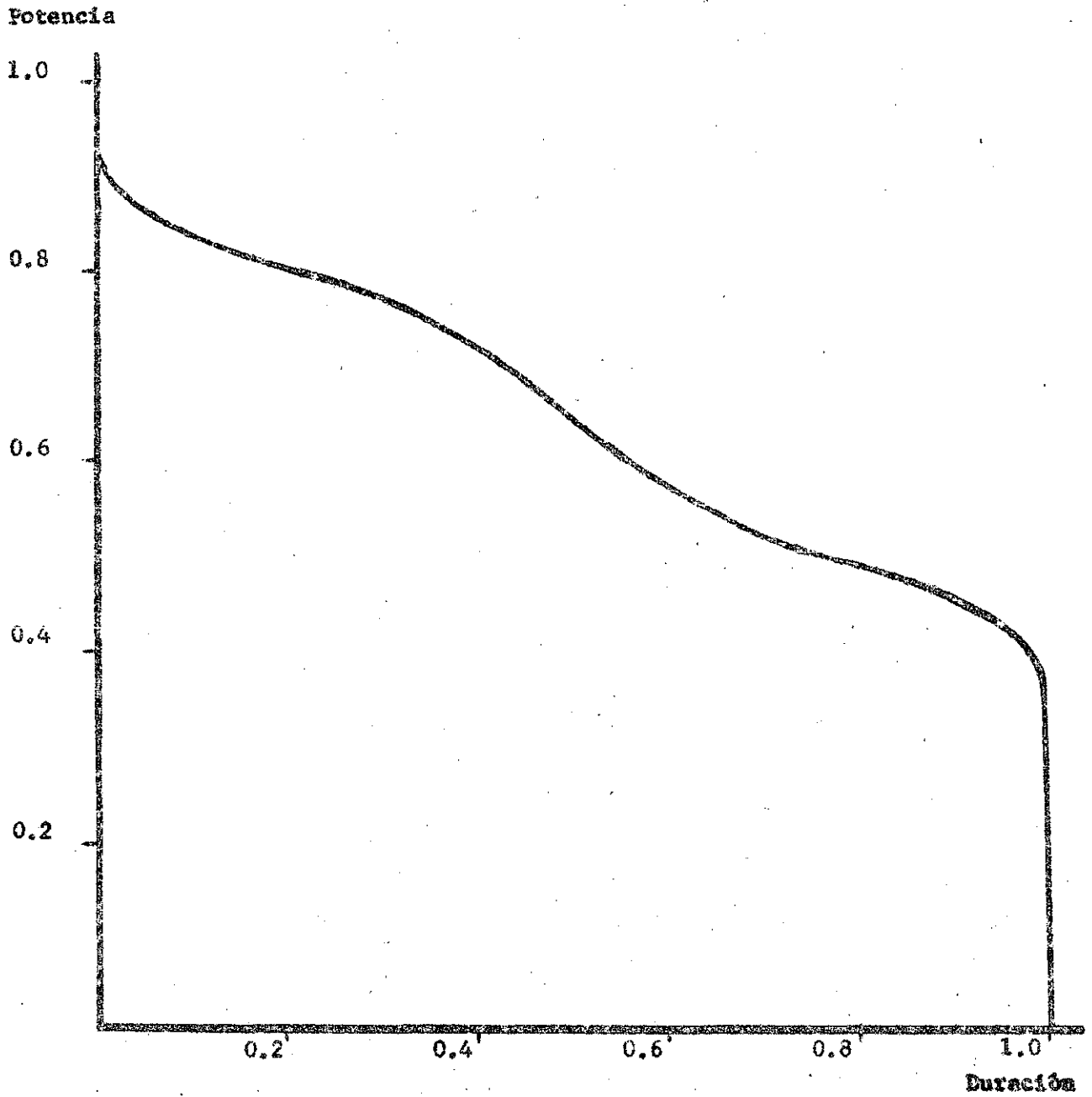


Gráfico 4

NICARAGUA: CURVA TIPICA DE DURACION DE LA DEMANDA PARA EL PERIODO
NOVIEMBRE, DICIEMBRE Y ENERO

(Porcentajes)

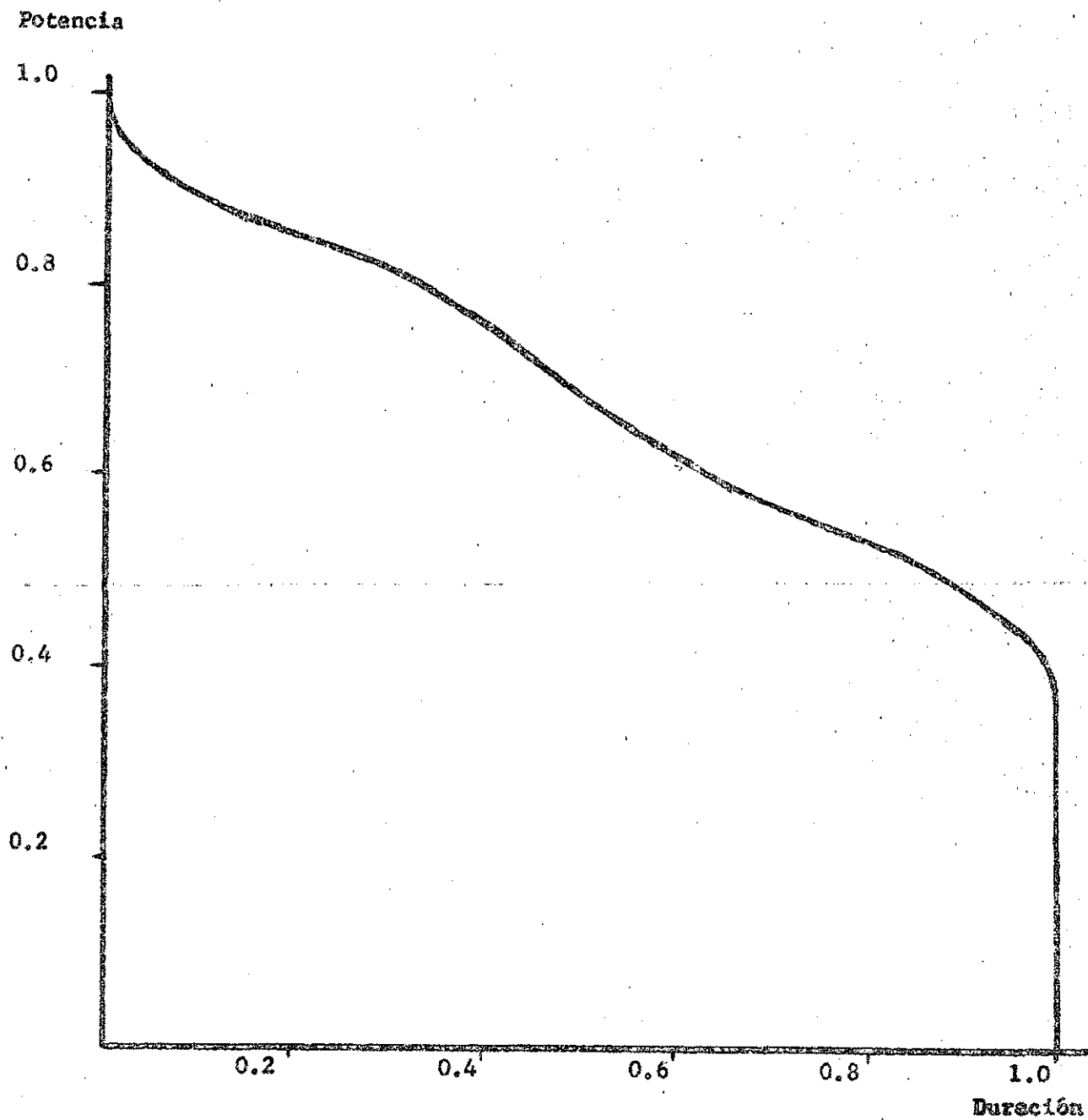


Gráfico 5

COSTA RICA: CURVA TIPICA DE DURACION DE LA DEMANDA PARA EL PERIODO
NOVIEMBRE, DICIEMBRE Y ENERO

(Porcentajes)

Potencia

1.0

0.8

0.6

0.4

0.2

0.2

0.4

0.6

0.8

1.0

Duración

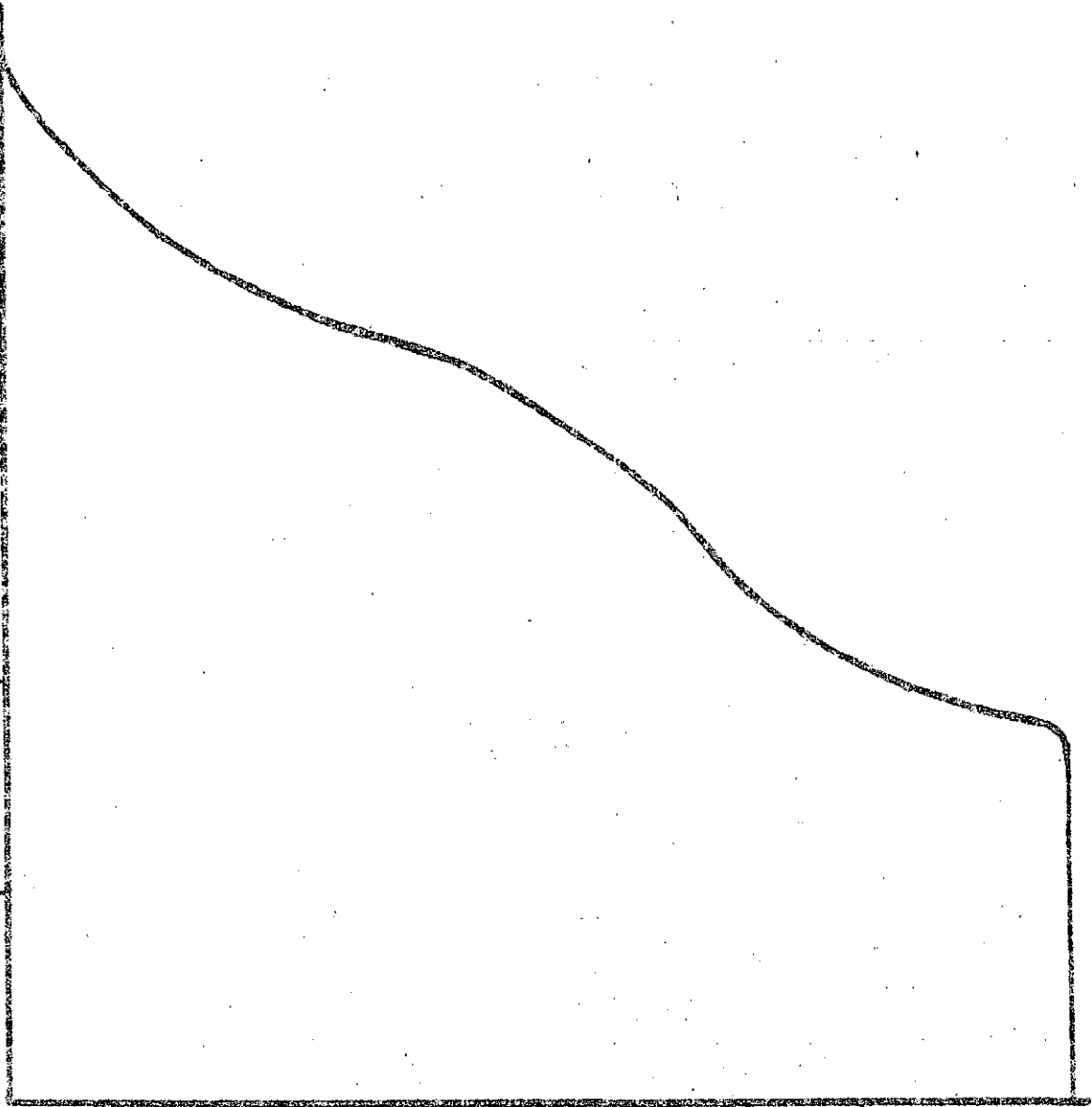


Gráfico 6

PANAMA: CURVA TIPICA DE DURACION DE LA DEMANDA PARA EL PERIODO
NOVIEMBRE, DICIEMBRE Y ENERO

(Porcentajes)

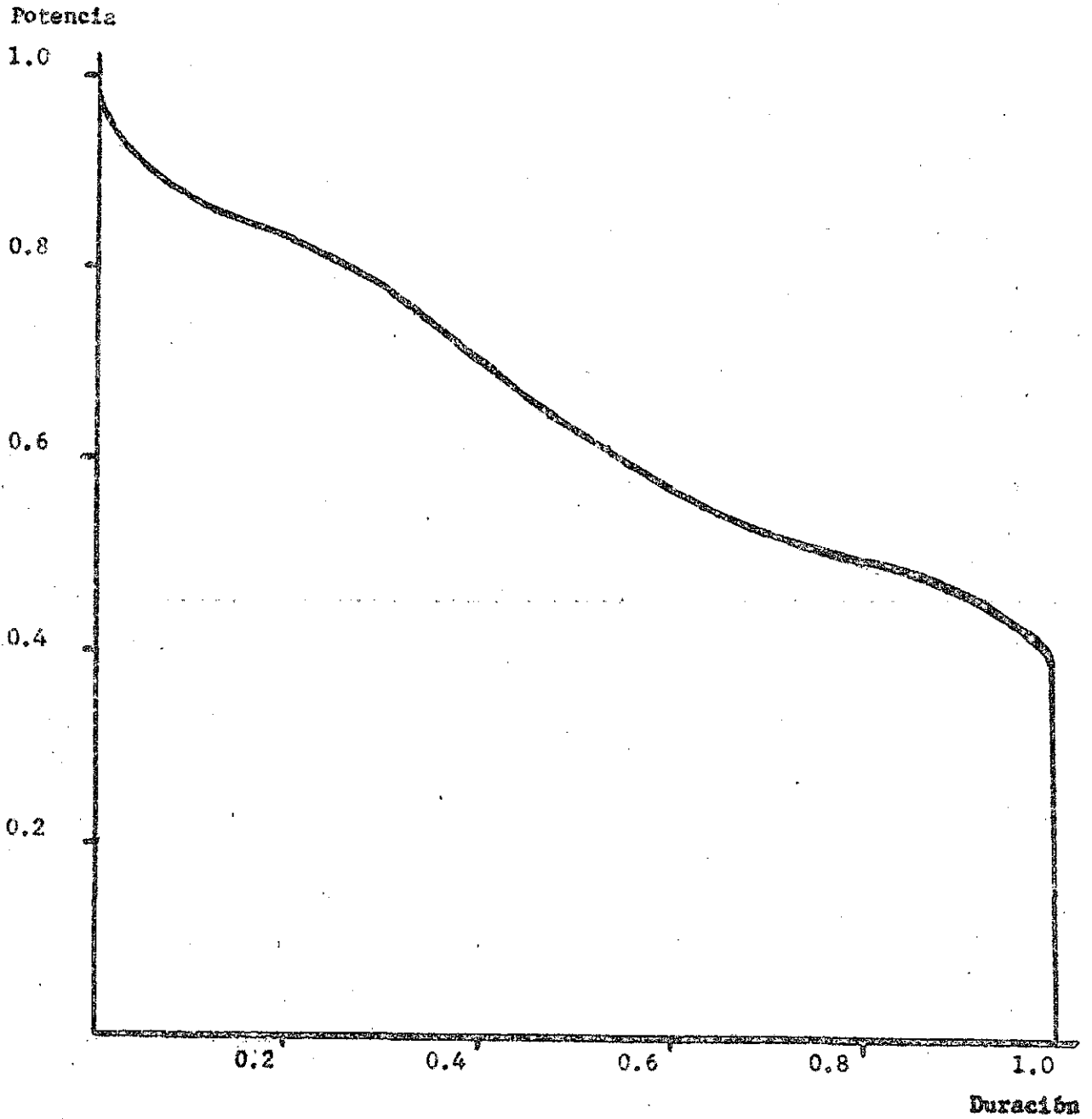
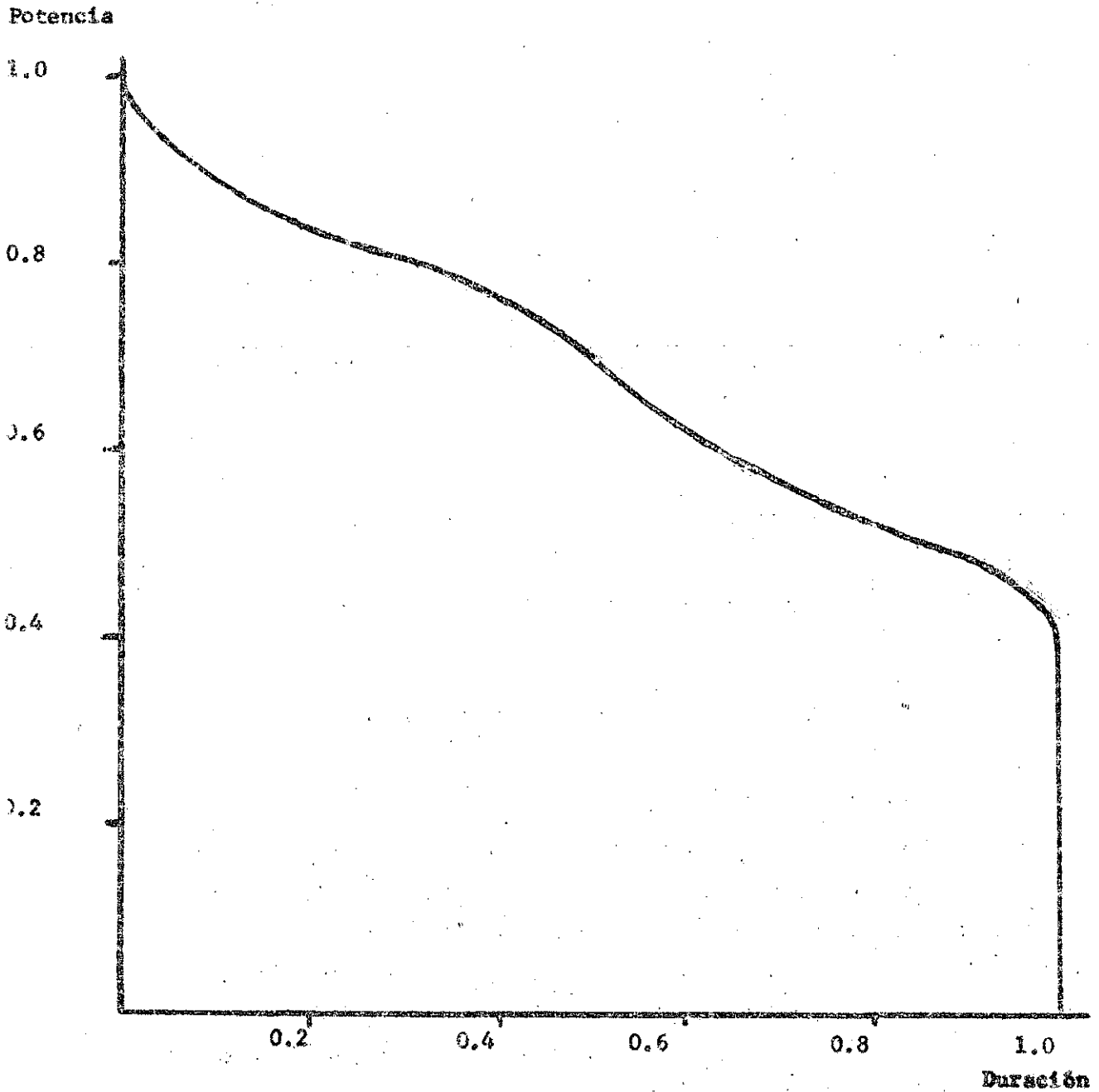


Gráfico 7

SISTEMA INTEGRADO: CURVA TÍPICA DE DURACION DE LA DEMANDA PARA EL PERIODO NOVIEMBRE, DICIEMBRE Y ENERO

(Porcentajes)



información sobre los sistemas existentes que se presentan a continuación, así como los detalles sobre ellos que se incluyen en el anexo VIII corresponden a 1963, en el supuesto de que se cumplan los desarrollos programados actualmente. El cuadro 3 contiene los programas de centrales generadoras definidos por las empresas eléctricas del Istmo para entrar en operación en el período 1960-1963.

Con base en lo anterior, el Istmo dispondrá a 1963 de 29 plantas hidroeléctricas con una capacidad instalada total de aproximadamente 2 600 MW y una generación en año medio de unos 13 200 GWh, cuyo desglose se muestra en el cuadro 4.

La capacidad termoeléctrica instalada alcanzará a 1 700 MW distribuidos en la forma indicada en el cuadro 5. Las características técnicas de las plantas termoeléctricas existentes a 1963, así como la forma en que se agruparon para su representación en los modelos de planeación se incluyen en el anexo VIII.

Los sistemas de transmisión existentes constituyen una red que consta de 2 724 kilómetros de líneas de 230 kV, 2 547 kilómetros de líneas de 130 kV, 1 262 kilómetros de líneas de 115 kV, además de las líneas de sub-transmisión (60 kV y tensiones menores). Véanse los detalles en el anexo VIII. En el mapa 1 adjunto se ilustra de manera simplificada el sistema de transmisión para 1963.

3. Recursos hidroeléctricos

a) Generalidades

1) Potencial hidroeléctrico del Istmo Centroamericano. La estimación del potencial hidroeléctrico en el Istmo Centroamericano fue objeto de varios estudios de tipo global basados en la aplicación de coeficientes medios de aprovechamiento y, en otros casos, en la definición de perfiles de energía. Se efectuaron además estudios para definir la ubicación de proyectos que aunque podrían considerarse más precisos no siempre cubren la totalidad del territorio de los países.

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMAS DE ADICIONES DE
GENERACIONES EN EL CORTO PLAZO

País y año	Planta	Tipo	Capacidad nominal (MW)
<u>Guatemala</u>			
1980	María Linda	Hidráulica	90
1980	Sanarate	Turbina a gas	25
1980	San Felipe	Turbina a gas	25
1982	Pueblo Viejo	Hidráulica	300
1982	Santa María II	Hidráulica	60
<u>El Salvador</u>			
1980	Ahuachapán III	Geotérmica	35
1982	San Lorenzo	Hidráulica	180
<u>Honduras</u>			
1979	Puerto Cortés	Diesel	30
1981	El Nispero	Hidráulica	22
1983		Termoeléctrica	50 ^{a/}
1985	El Cajón	Hidráulica	292
<u>Nicaragua</u>			
1981	Momotombo I	Geotérmica	35
1982	Momotombo II	Geotérmica	35
1983	Momotombo III	Geotérmica	35
<u>Costa Rica</u>			
1979	Arenal	Hidroeléctrica	156
1982	Corobicí	Hidroeléctrica	174
<u>Panamá</u>			
1979	Estrella	Hidroeléctrica	38
1979	Los Valles	Hidroeléctrica	42
1983	La Fortuna	Hidroeléctrica	255

Fuente: Empresas eléctricas nacionales.

a/ Estimado: pendiente de decisión.

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES
Y COMPROMETIDAS A 1983

Central	Capacidad instalada (MW)	Producción (GWh)	
		Año medio	Año seco
<u>Total</u>	<u>2 626.5</u>	<u>1 132 227</u>	<u>10 849</u>
<u>Costa Rica</u>	<u>616.0</u>	<u>3 192</u>	<u>2 904</u>
Menores	36.0	286	268
Garita	30.0	244	228
Río Macho	120.0	607	419
Cachí	100.0	775	717
Arenal	156.0	616	616
Corobicí	174.0	664	656
<u>El Salvador</u>	<u>411.0</u>	<u>2 047</u>	<u>1 491</u>
Guajoyo	15.0	95	47
5 de Noviembre	81.0	591	471
Cerrón Grande	135.0	613	412
San Lorenzo	180.0	750	561
<u>Guatemala</u>	<u>537.0</u>	<u>2 555</u>	<u>1 991</u>
Menores	15.0	137	137
Jurún Marinalá	58.0	168	115
Los Esclavos	14.0	71	59
María Linda	90.0	336	220
Pueblo Viejo	300.0	1 611	1 340
Santa María II	60.0	232	120
<u>Honduras</u>	<u>424.0</u>	<u>2 123</u>	<u>1 706</u>
Cafiaveral	30.0	171	117
Río Lindo	80.0	476	342
El Nispero	22.0	82	41
El Cajón	292.0	1 394	1 206
<u>Nicaragua</u>	<u>100.0</u>	<u>365</u>	<u>291</u>
Centroamérica	50.0	212	163
Carlos Fonseca Amador	50.0	153	128
<u>Panamá</u>	<u>538.5</u>	<u>2 945</u>	<u>2 466</u>
Madden	24.0	170	100
Bayano	150.0	705	603
Estrella	38.0	216	172
Los Valles	42.0	251	207
Fortuna	255.0	1 453	1 384

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: CENTRALES TERMOELECTRICAS
EXISTENTES Y COMPROMETIDAS A 1983

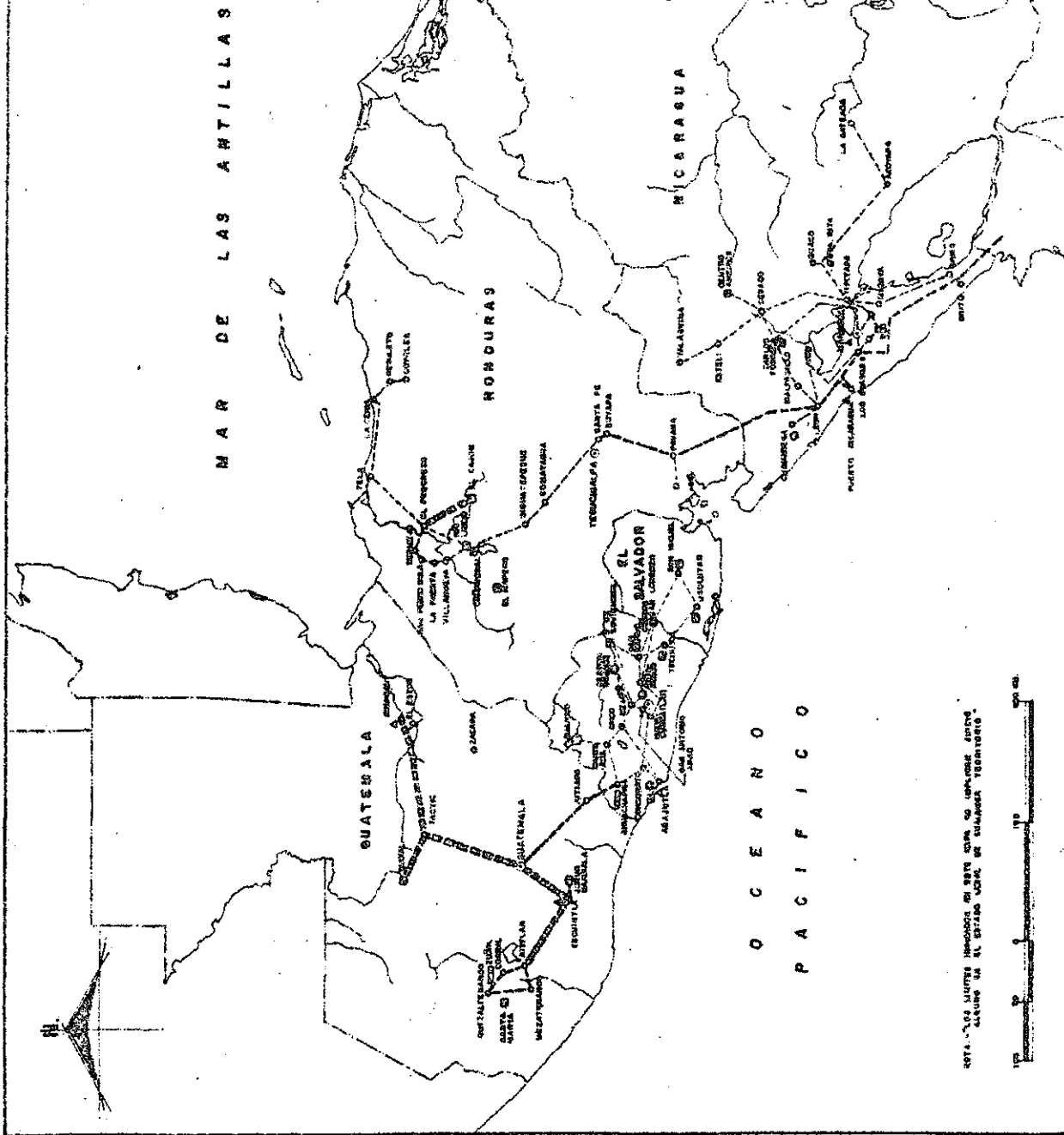
<u>Tipo-combustible</u>	<u>Capacidad instalada (MW)</u>
<u>Total</u>	<u>1 700.0</u>
<u>Guatemala</u>	419.0
Vapor-bunker	211.0
Turbina-diesel	134.0
Diesel-diesel	8.0
Ciclo combinado-bunker	66.0
<u>El Salvador</u>	<u>202.6</u>
Vapor-bunker	63.0
Turbina-diesel	38.0
Turbina-bunker	6.6
Geotérmica	95.0
<u>Honduras</u>	<u>219.9</u>
Turbina-diesel	30.0
Diesel-diesel	147.5
Diesel-petróleo	114.4
<u>Nicaragua</u>	<u>294.0</u>
Vapor-petróleo	175.0
Turbina-diesel	14.0
Geotérmica	105.0
<u>Costa Rica</u>	<u>142.5</u>
Vapor-petróleo	10.0
Turbina-diesel	79.6
Motor diesel lento-petróleo	50.8
Diesel-diesel	2.1
<u>Panamá</u>	<u>350.0</u>
<u>Sistema del IRHE</u>	<u>235.0</u>
Vapor-petróleo	162.0
Turbina-diesel	12.0
Diesel-diesel	61.0
<u>Zona del Canal</u>	<u>115.0</u>
Vapor-petróleo	55.0
Turbina-diesel	60.0

Fuente: Empresas eléctricas nacionales.

M A P A I

ISTMO CENTROAMERICANO

Sistema de generación-transmisión existente o 1983



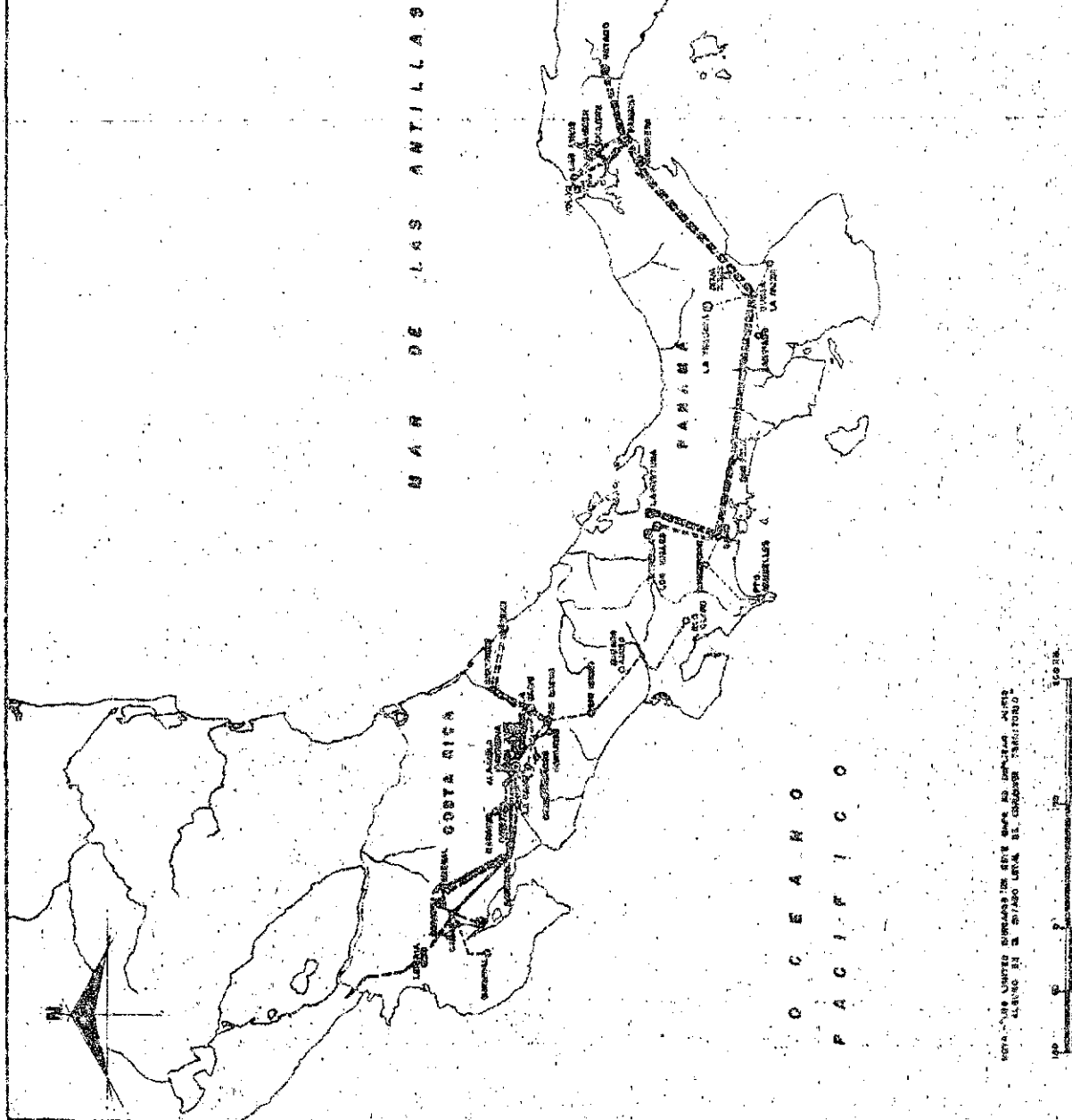
LEYENDA

LINEAS DE TRANSMISION	
(---)	LINEA DE 110 KV
(---)	LINEA DE 138 KV
(---)	LINEA DE 230 KV
CENTRALES GENERADORAS	
(P)	PLANTA HIDROELECTRICA
(A)	PLANTA DE VAPOR
(D)	TURBINA A GAS
(S)	PLANTA GEOTERMICA
(O)	OTROS
(C)	REGULACION
(G)	CIUDAD CAPITAL

NOTA: Los límites mostrados en este mapa no representan límites políticos ni el grado exacto de desarrollo tecnológico.



MAPA I CONTINUACION
ISTMO CENTROAMERICANO
Sistema de generación-
transmisión existente o 1983



Los resultados de estas estimaciones se resumen en el cuadro 3.^{3/}

En términos generales cabe mencionar, por una parte, que los resultados presentados no son necesariamente comparables entre sí, dado que no se basan en datos y criterios uniformes; por otra, que pueden diferir considerablemente del potencial desarrollable en la realidad, en vista de que algunos no incluyen consideraciones sobre ubicación de proyectos y otros no consideran sus posibles costos.

ii) Clasificación de los proyectos identificados. Los proyectos hidroeléctricos se clasificaron en tres categorías, de acuerdo con los datos disponibles para evaluarlos y que son: factibilidad, prefactibilidad y evaluación.

Los proyectos en etapa de factibilidad, son aquellos para los cuales se dispuso de datos topográficos y geológicos que aseguran su factibilidad técnica y económica y que cuentan con estudios que definen la disposición de las obras del proyecto y la estimación detallada del costo de construcción.

Los proyectos en etapa de prefactibilidad, son aquellos cuyos datos topográficos y geológicos permiten elaborar los planos de las estructuras de los proyectos y para los cuales se realizaron estudios para clasificarlos con criterio económico, con miras a la ejecución de estudios de factibilidad.

Los proyectos en etapa de evaluación disponen de escasa información proveniente del lugar de emplazamiento, sus planos contienen trazados esquemáticos y las cantidades sólo tienen carácter indicativo. El propósito de la evaluación es clasificarlos de acuerdo con sus costos de producción y seleccionar los más atractivos para estudios posteriores a nivel de prefactibilidad.

3/ Extractados de los siguientes informes: Istmo Centroamericano: Programa de evaluación de recursos hidráulicos (E/GH.12/CCE/SC.5/78; TAO/LAT/104/Regional), octubre de 1978; Guatemala: Plan Maestro de Electrificación Nacional; El Salvador: CEL System Expansion 1977-1980, Marza Overseas Engineering Company, diciembre de 1974; Honduras: Preliminary Selection Honduras Hydroelectric Sites. Vol. I, Northwest and South Central Regions, Marza, mayo 1967, e Hydroelectric Inventory Eastern Honduras. A Prefeasibility Study, Marza, noviembre de 1975; Nicaragua: Estudio del Plan Maestro de Desarrollo Eléctrico, Consorcio Lalmeyer-IECO, 1979; Costa Rica: Evaluación preliminar del potencial hidroeléctrico explotable de Costa Rica. Fascículo I. Índice de aprovechamientos hidroeléctricos, noviembre de 1974 y Panamá: Complejo hidroeléctrico Teribe-Changuinola. Información preliminar del estudio de prefactibilidad, agosto de 1978 e Informe del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación presentado en la segunda reunión de Grupos de Planeamiento Energético, noviembre de 1979.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACIONES DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO

	Potencial Global práctico ^{a/} (GWh/año)	Potencial de proyectos identificados		
		Potencia (MW)	Energía media anual (GWh)	Factor de planta
<u>Istmo Centroamericano</u>	155 600	28 800	120 800	0.48
Guatemala	36 090 ^{b/}	7 600	28 600	0.43
El Salvador	6 400	1 300	4 700	0.41
Honduras	34 900	3 100	14 100	0.52
Nicaragua	20 000 ^{b/}	4 100	15 800	0.44
Costa Rica	30 900	7 700	34 800	0.52
Panamá	27 400	5 000	22 800	0.52

a/ Estimación basada en precipitación y cotas medias sobre el territorio nacional, suponiendo aprovechamiento práctico de 20%, CEPAL, 1973.

b/ Otros estudios estimaron como potencial bruto lineal total para Guatemala 94 600 GWh y para Nicaragua 34 200.

iii) Consideraciones sobre la estimación de costo. La precisión en las estimaciones de costos depende en buena medida del conocimiento que se tiene del terreno donde se piensa construir una obra, situación que tiende generalmente a favorecer al proyecto en sus etapas previas, debido a la subestimación de los volúmenes de la obra y de las dificultades que podrían encontrarse en la construcción. Por ello debe considerarse normal que un mismo proyecto resulte más barato en su etapa de prefactibilidad que en la de factibilidad, y que en esta última aparezca más económica de lo que resultará una vez construido.

Para reducir dentro de lo posible las diferencias de costos de las diversas etapas del estudio se utilizan criterios diferentes que toman en cuenta lo incierto de los costos de los proyectos cuya evaluación es preliminar y que permitan estimar los gastos imprevistos que aparecen en las diferentes categorías de proyectos. En el caso que nos ocupa, se asignaron gastos imprevistos más altos tanto a los proyectos con menor nivel de definición como a los elementos de las obras que significaban mayores riesgos por su relación con las características del terreno (túneles, fundaciones, etc.)

b) Proyectos seleccionados

Los proyectos hidroeléctricos seleccionados para este estudio dentro de cada país se indican en el cuadro 7 y se muestran en el mapa 2, sus características técnicas para las diferentes capacidades alternativas por instalar se detallan en el anexo IX, y su ubicación geográfica se incluye en el mapa ya mencionado.

En Guatemala se consideraron 22 proyectos en distintos grados de desarrollo, de los cuales cuatro se encontraban en etapa de factibilidad y 18 en la de prefactibilidad.

Los datos básicos para estimar los costos de los proyectos en estado de prefactibilidad se obtuvieron del estudio realizado por el Consorcio Lahmeyer en julio de 1977,^{4/} y los correspondientes a los proyectos en estado de evaluación, del informe previo^{5/} del mismo consorcio efectuado en mayo de 1976. De este último informe se seleccionaron los 10 anteproyectos anteriores cuyo costo de generación se estimó más atractivo.

^{4/} Informe Master Plan for Electricity Supply - Preinvestment Study.

^{5/} Plan Maestro de Electrificación Nacional.

Cuadro 7

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECTOS HIDROELECTRICOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO DE INTERCONEXION

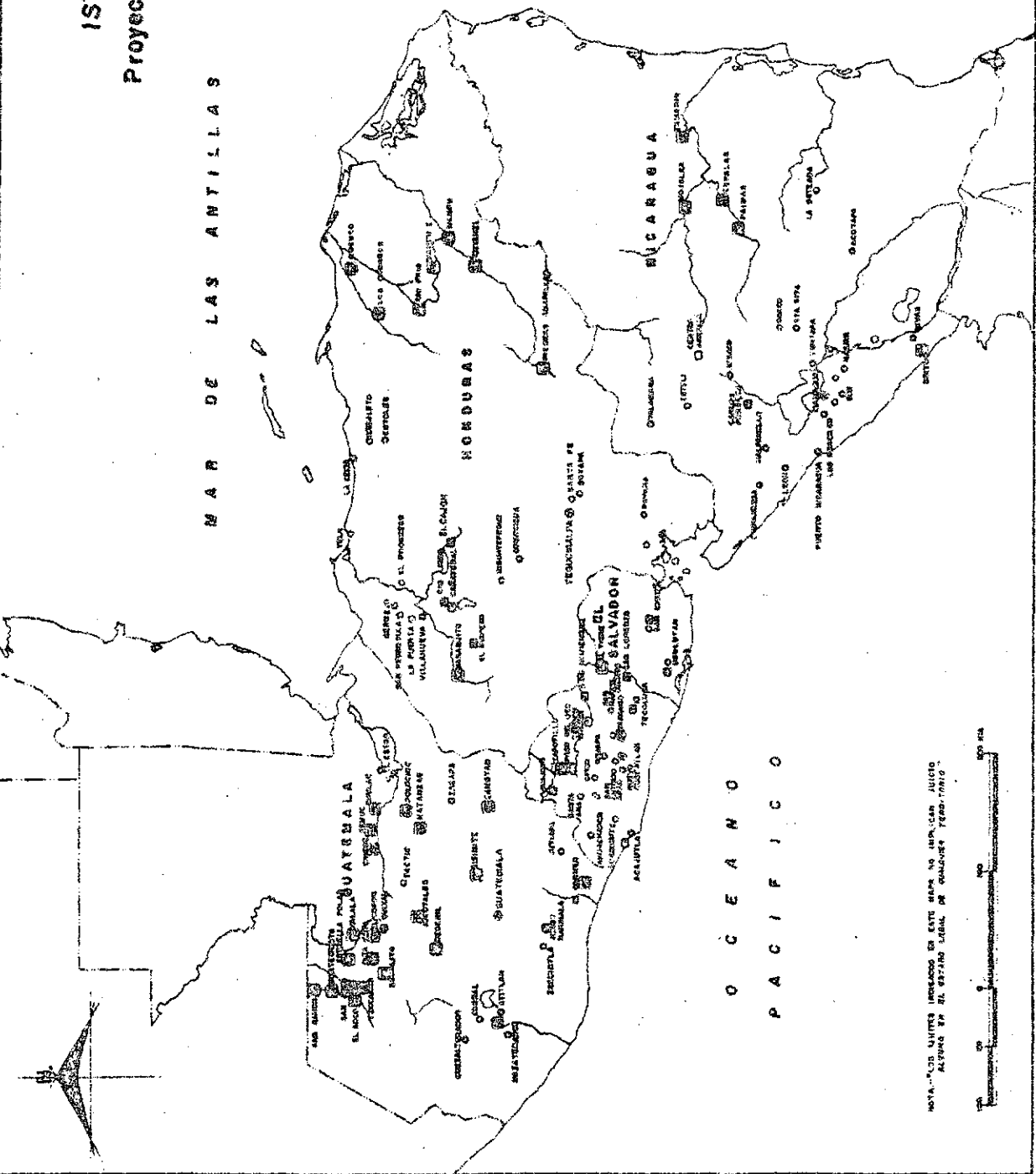
Etapa de estudio	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Factibilidad			Naranjito			
Prefactibilidad	Xalalá El Carmen Serchil Chulac	Zapotillo Paso del Osc El Tigre Ampliación Cerrón Grande Ampliación 5 de Noviembre	Cuyamel P. Amarillas Wampu Wampu I Río Frío Culucó Los Chorros	Brito	Ventanas Garita Palomo Boruca Guayabó	
Evaluación	Chicoc Sauce Polochic Matanzas Semuc El Arco Tzucanca San Juan Estrella Polar Sumalito El Copón Altavista Montecristo Jocotales San Ramón Camotán Sisimite Atitlán			Copalar Tumarín Wanawas Pajwas Mojokas Valentín	Siquirres Pirris El Drujo Angostura Izarco San Fernando Palmar Cedral Saré Tayutic- Pacuaré Purrirés- Turrubarés Turrubarés	Teribe B2-2 Teribe C2-2 Teribe C7-2 Teribe C3-2 Changuinola D2-2 Changuinola H1-1 Changuinola G6-2 Culubre F1-2 Culubre G3-2

Fuente: CEPAL, con base en información proporcionada por las empresas eléctricas nacionales.

MAPA 2

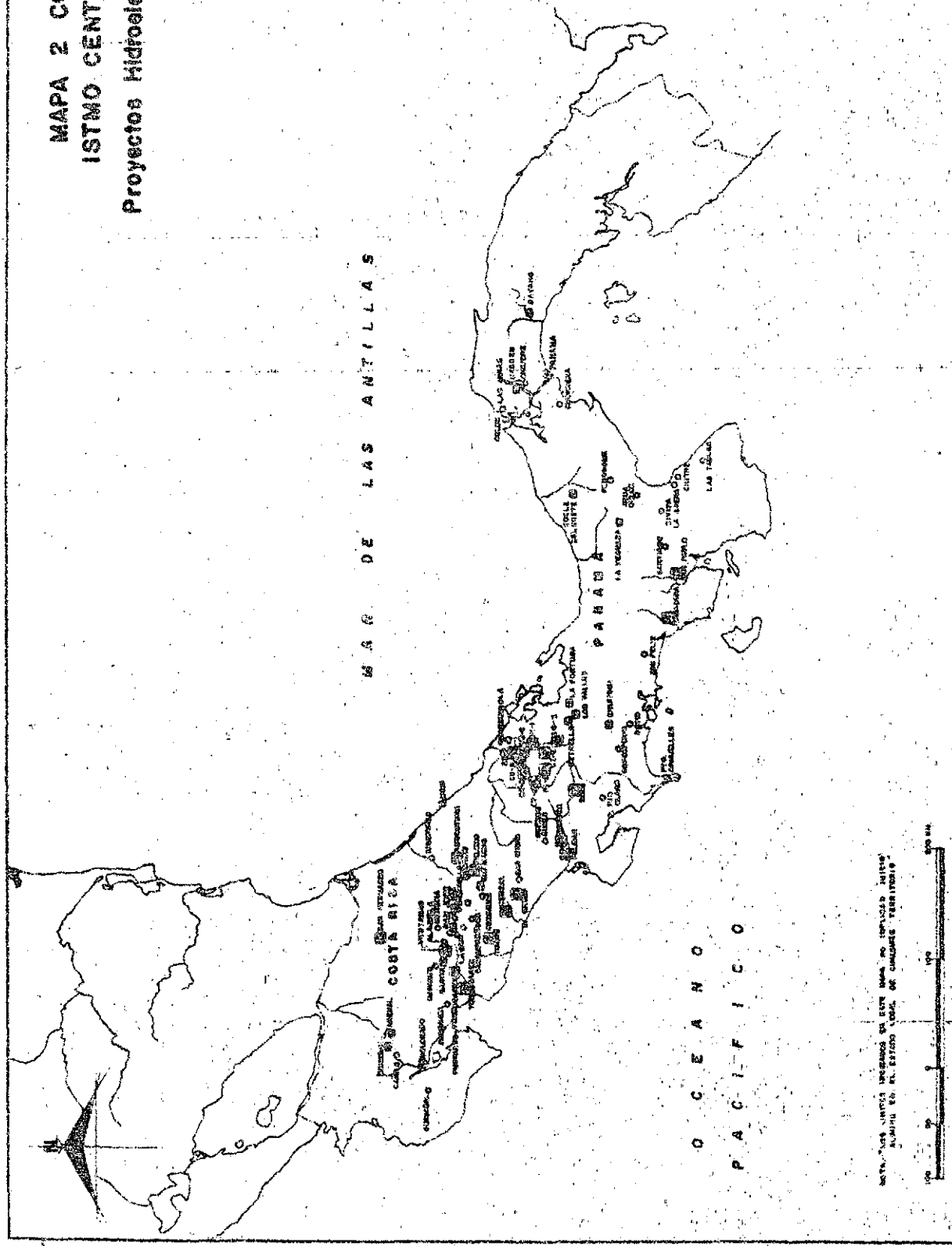
ISTMO CENTROAMERICANO

Proyectos Hidroeléctricos Seleccionados



NOTA: Los límites marcados en este mapa no implican juicio alguno de la Oficina de Estudios Geográficos.

MAPA 2 CONTINUACION ISTMO CENTROAMERICANO Proyectos Hidroeléctricos Seleccionados



En el caso de El Salvador sólo se incluyeron cinco proyectos en etapa de prefactibilidad cuya información se tomó principalmente de un estudio realizado por la Harza Engineering Company en diciembre de 1974.^{6/} Estos proyectos que se encuentran en el río Lempa --cuya cuenca cubre gran parte de la república-- sumados a las plantas existentes y las que están en construcción, prácticamente abarcan la totalidad del potencial hidroeléctrico existente en el país.

En Honduras se estudiaron ocho proyectos hidroeléctricos, uno en la fase de factibilidad y el resto en la de prefactibilidad. Entre los proyectos que deberán abastecer al sistema eléctrico hondureño después de 1990 destacan los que permiten desarrollar los recursos hidroeléctricos del río Patuca: Wampú (P-1), Cuyamel (P-2) y Piedras Amarillas (P-3). La información se obtuvo del informe realizado por la Harza Engineering Company.^{7/}

Los proyectos seleccionados para Nicaragua se obtuvieron del Plan Maestro de Desarrollo Eléctrico recientemente emprendido en ese país, con la asesoría del Consorcio IECO-Lahmayer, (L.I.); para ellos se cuenta con datos elaborados a nivel de evaluación.^{8/} Se consideró además en el estudio el proyecto Brito, tomando en consideración que su caudal disponible disminuirá hacia el futuro debido a obras de regadío.

Para Costa Rica se evaluaron quince proyectos hidroeléctricos, cuatro de ellos clasificados en etapa de prefactibilidad y once en la de evaluación; estos proyectos fueron evaluados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE),^{9/} con excepción de los de Guayabo y Siquirres, cuya evaluación fue revisada recientemente por la Japan International Corporation Agency,^{10/} y el de Doruca, del cual existe un informe de la Aluminum Company of America y otros informes complementarios.

6/ Informe CEL Systema Expansion 1977-1985, Harza Overseas Engineering Company.

7/ Hidroelectric Inventory Eastern Honduras, noviembre de 1975.

8/ Copalar cuenta además con un proyecto de factibilidad que no coincide exactamente con ninguna de las dos alternativas seleccionadas por L.I.

9/ Véase el documento de trabajo 004-77 del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

10/ Informe de la Japan International Corporation Agency, op. cit.

En Panamá se seleccionaron nueve proyectos en las cuencas de los ríos Chaanguinola y Teribe. Se obtuvieron del estudio que realiza el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (INIE), con la asesoría de Chas T. Main, para redefinir los proyectos seleccionados anteriormente por esta firma consultora.^{11/} Tienen el tamaño apropiado para ser considerados en el estudio del sistema interconectado centroamericano y cuentan con antecedentes que permitieron estimar sus costos.

c) Estudios hidrológicos y de operación simulada

i) Estudio hidrológico. A fin de obtener series coincidentes de caudales, de longitud adecuada para realizar los procesos de operación simulada de los proyectos, se efectuó un estudio hidrológico que comprendió la revisión de los datos básicos; la extensión, en su caso, de los registros históricos mediante un análisis de regresión lineal con otras estaciones que tenían información disponible, y la generación de muestras sintéticas de caudales medios mensuales.^{12/}

ii) Estudios de operación simulada. Los estudios de operación simulada tuvieron por objeto conocer las características de generación de las centrales a considerarse en los programas de desarrollo a largo plazo mediante el Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI), y en los procesos posteriores con el modelo WASP-3.

Para los fines del modelo MGI fue necesario definir para cada alternativa de capacidad instalada la generación en años de hidrología media y seca para cada trimestre en que se dividió el año, la capacidad disponible en las mismas condiciones y además el valor máximo que pueden tomar las variables de traspaso de energía entre trimestres para los proyectos con embalses de regulación anual.

11/ Véase el documento Master Electrification Plan for the Republic of Panama. Final Report. Chas T. Main International, Inc., August, 1975.

12/ Como resultado de este estudio se obtuvo para la mayor parte de los proyectos que se utilizaron en el estudio series de caudales medios mensuales en el sitio del proyecto con una extensión de 30 años y que además comprenden un período coincidente.

La generación en año seco suministrada al modelo MGI permitió calcular las condiciones críticas para las que deben cumplirse las condiciones de seguridad de abastecimiento. Los valores medios de generación se utilizaron para calcular el costo anual de operación del sistema, el cual se incorpora en la función objetivo para la estimación de los beneficios económicos. Las variables de traspaso permitieron llevar a cabo una optimización preliminar de la regulación de los embalses, y recomendar las magnitudes de transferencia de energía entre períodos del año. Para la utilización del modelo WASP se requirió además, definir la capacidad de generación de los proyectos en condiciones de hidrología húmeda que se utilizó para obtener el costo esperado de operación del sistema.

Los resultados de los procesos de operación simulada para los proyectos de los seis países del Istmo se presentan en el anexo IX.

d) Estimación de los costos de inversión y operación^{13/}

Con el fin de asegurar su adecuada jerarquización y ordenamiento dentro de los programas de desarrollo a largo plazo, la estimación de los costos de las alternativas hidroeléctricas consideradas se realizó sobre bases uniformes. Para propósitos del modelo MGI, que permite determinar la potencia a instalar en cada proyecto, se estimaron los costos para distintas alternativas de potencia instalada, manteniendo las características básicas del proyecto original. Dichas alternativas se seleccionaron teniendo en cuenta la capacidad instalada básica, la energía generable, el grado de regulación de la planta y las características del circuito hidráulico.

Las estimaciones de los costos de inversión se basaron en los siguientes criterios:

- 1) Los niveles de precios corresponden al mes de diciembre de 1977;
- 2) Se incluyeron la subestación transformadora y la línea de transmisión hasta el centro de consumo o producción más próximo;
- 3) Se supuso que los proyectos serán construidos por medio de contratistas a través de llamados a licitación internacional y que los equipos principales se obtendrían en el mercado mundial a través de ofertas competitivas;

^{13/} Véase los documentos Costos de inversión y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos. Informe final y Costos de inversión, operación y mantenimiento y características técnicas de alternativas termoeléctricas. Informe final, op. cit.

/4) Se excluyeron

- 4) Se excluyeron los gastos ya realizados en estudios, así como los derechos de aduana e impuestos;
- 5) Dada la variabilidad de los costos, que dependen de la mano de obra y suministros locales, se estimaron los correspondientes a cada uno de los países.

Los costos de inversión constan de tres elementos fundamentales: costos directos, costos generales y costos imprevistos, a ellos se agregan los intereses durante la construcción. Para su estimación, que se describen en el anexo IX se adoptó un procedimiento diferente para cada etapa de información disponible (factibilidad, prefactibilidad y evaluación) y se mantuvieron, dentro de lo posible, bases de costos congruentes mediante la utilización de los datos de costos de los proyectos de factibilidad en los proyectos de prefactibilidad y estos últimos a su vez en los proyectos en etapa de evaluación.

Los costos de operación y mantenimiento se estimaron como porcentajes de los diferentes elementos de que consta cada obra.

Los intereses durante la construcción se calcularon a una tasa de 12%, de acuerdo con el ritmo de las inversiones definido para el proyecto.

Al costo total de las plantas hidroeléctricas se agregó una estimación del costo de las líneas de transmisión necesarias para transportar la energía hasta el centro de consumo o generación más cercano. El detalle de dichos cálculos se incluye también en el anexo IX.

i) Costos directos (acceso, terrenos, obras civil y equipo electro-mecánico). Para los proyectos en la fase de factibilidad se dispuso de estimaciones detalladas de cantidades de obra y de costos unitarios. En general, se aceptaron las cantidades contenidas en los informes de base y los precios unitarios se uniformaron al nivel prevaleciente de fines de 1977.

Los proyectos en etapa de prefactibilidad, se reexaminaron uno por uno para verificar sus características principales de ingeniería y sus ubicaciones, y se calcularon los costos utilizando cantidades y precios unitarios para las partidas principales.

Los costos para los proyectos en etapa de evaluación se obtuvieron en general de fórmulas y curvas empíricas, basadas en las informaciones de los proyectos de prefactibilidad.

ii) Costos generales (alojamiento, ingeniería, dirección y administración). En los proyectos en la etapa de factibilidad se adoptaron las cifras de los informes de base. Para el resto de los proyectos, los gastos generales se calcularon como porcentajes de los costos directos considerando las siguientes partidas: campamento, estudios de factibilidad, ingeniería, dirección del proyecto y administración a cargo de los propietarios.

iii) Gastos imprevistos. Para los proyectos en la fase de factibilidad se aceptaron los gastos imprevistos de las estimaciones originales.

En los proyectos en etapa de prefactibilidad, los gastos imprevistos relacionados con las incertidumbres inherentes a los diversos aspectos de los proyectos se estimaron sobre la base de porcentajes en función de la complejidad del elemento de obra correspondiente (trabajos subterráneos, trabajos sobre la superficie, equipos mecánicos y eléctricos).

Para las estimaciones de proyectos a nivel de evaluación se utilizaron gastos imprevistos globales.

iv) Costos de las variantes de capacidad instalada. Como se mencionó anteriormente en la definición de las capacidades instaladas alternativas, no se modificaron la disposición de los proyectos ni sus características de ingeniería principales. Los ajustes se realizaron solamente en los elementos relacionados con la potencia, tales como tomas, circuitos hidráulicos y estructuras y equipos de la casa de máquinas, aplicándoles los mismos costos unitarios que para los casos básicos.

El costo de las capacidades instaladas alternativas para los proyectos en etapa de evaluación se estimó suponiendo que el costo de las instalaciones relacionadas con la potencia eran proporcionales a la potencia instalada.

v) Períodos de desarrollo de los proyectos. El período de maduración fue otro elemento a considerar en la selección y candelarización de los proyectos. Así, a los que se encontraban en etapa de evaluación y a los que sólo contaban con estudios de prefactibilidad se les asignaron fechas límite para poder ser seleccionados en un programa de instalaciones, considerando períodos típicos para los estudios básicos, de proyecto y construcción. En los casos en que estos datos se especificaban en los informes originales, se aceptaron éstos.

/vi) Programas

vi) Programas de desembolso. Las inversiones en proyectos se distribuyeron a través del período de construcción, desde el comienzo de la preparación de los documentos de licitación hasta el término de la obra. La fecha cero en el programa de desembolso correspondió al año de la entrada en operación de la primera unidad.

e) Costos unitarios de potencia instalada y costos de generación

Con base en las estimaciones de costos y en los resultados de los estudios de operación simulada para diferentes capacidades instaladas se calcularon los costos unitarios de la potencia instalada y los costos de generación para las distintas alternativas de cada proyecto, con los siguientes criterios económicos.

- 1) El costo total comprendió el costo directo más los gastos de ingeniería, administración, imprevistos e intereses durante la construcción actualizados a la tasa del 12% anual.
- 2) En el costo total anual de capital se consideró el interés del 12% anual sobre el capital invertido, mediante la recuperación del capital en un período de 50 años.
- 3) El costo total anual de generación se calculó sumando al costo anual de capital los costos de operación y el mantenimiento.
- 4) La generación media anual se obtuvo, generalmente, de los estudios de operación simulada, utilizando como promedio períodos de 30 años.

Los resultados de los cálculos para los seis países del Istmo se resumen en el cuadro 3 y en los gráficos 3 a 13, los detalles se incluyen en el anexo IX.

4. Alternativas termoeléctricas

Las alternativas termoeléctricas utilizadas en el estudio fueron plantas a vapor-petróleo y turbinas a gas. El tamaño de las unidades que se consideraron como alternativas para el desarrollo de los sistemas eléctricos depende de la demanda del sistema, y por lo tanto aumenta con el tiempo. En general se limitó el tamaño de la unidad mayor a aproximadamente un 12% a 15% de la demanda máxima lo que significó utilizar unidades de vapor de 50, 100 y 300 MW.

Cuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTOS DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION
HIDROELECTRICA ^{a/}

	Capacidad (MW)	Costo total (millones de pesos centro americanos)	Generación anual neta (GWh)	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de generación (mills/kWh)
<u>Istmo Centro- americano</u>	<u>12 598</u>	<u>15 126.69</u>	<u>57 477</u>	<u>1 201^{a/}</u>	<u>33^{b/}</u>
<u>Guatemala</u>	<u>2 640</u>	<u>3 439.45</u>	<u>11 769</u>	<u>1 303^{a/}</u>	<u>37^{b/}</u>
Xalalá	350	294.99	1 587	843	23
El Carmen	110	168.20	318	1 529	65
Serchil	110	186.00	328	1 691	70
Chulac	440	678.74	1 697	1 523	49
Sauce	206	155.59	1 352	755	16
Polochic	171	194.46	592	1 137	41
Matanzas	12	53.14	65	4 428	104
Semuc	112	77.22	673	689	15
El Arco	91	76.95	568	846	17
Tzucanca	60	48.60	374	810	17
San Juan	100	123.57	511	1 236	30
Estrella Polar	116	102.07	721	880	13
Sumalito	36	33.69	215	936	20
El Copón	123	202.12	367	1 643	70
Altavista	55	56.23	320	1 022	23
Montecristo	43	85.36	226	1 985	47
San Ramón	40	77.62	231	1 941	42
Jocotales	85	114.63	244	1 349	50
Camotán	145	312.32	472	2 154	84
Sisimite	72	169.03	307	2 348	68
Atitlán	42	62.29	344	1 483	23

/(continúa)

Cuadro 8 (Continuación)

	Capacidad (MW)	Costo total (millones de pesos centro americanos)	Generación anual neta (GWh)	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de generación (mills/kWh)
<u>El Salvador</u>	<u>959</u>	<u>824.11</u>	<u>2 548</u>	<u>859</u>	<u>39</u>
Zapotillo	120	230.23	372	1 919	76
Paso del Oso	40	81.99	163	2 050	62
El Tigre	540	358.62	1 771	664	25
Ampliación 5 de Noviembre	124	87.80	227	708	-
Ampliación Cerrón Grande	135	65.47	15	485	-
<u>Honduras</u>	<u>1 524</u>	<u>1 814.49</u>	<u>6 737</u>	<u>1 191</u>	<u>39</u>
Naranjito	84	121.08	351	1 441	43
Wampú (PI)	270	306.51	1 056	1 135	36
Cuyamel	700	553.26	3 404	790	20
Piedras Amarillas	210	287.33	878	1 368	41
Wampú I (WI)	50	113.27	201	2 265	70
Río Frío	40	81.03	151	2 026	67
Culuco	75	127.39	283	1 699	57
Los Chorros	95	224.62	413	2 364	67
<u>Nicaragua</u>	<u>2 939</u>	<u>3 377.28</u>	<u>11 189</u>	<u>1 115</u>	<u>35</u>
Brito	250	387.02	1 100	1 548	44
Copalar	414	432.34	1 650	1 061	31
Copalar Modificado	428	419.75	1 532	980	35
Tumarín 4	440	415.10	1 696	1 012	34
Tumarín 6	330	346.16	1 288	1 049	34
Palvas 6	257	337.73	817	1 314	52
Pinuelas	625	617.71	2 384	988	33
Valentín	77	125.59	277	1 635	57
Mojolka	118	192.64	445	1 634	54

/(continúa)

Cuadro 8 (Conclusión)

	Capacidad (MW)	Costo total (millones de pesos centro americanos)	Generación anual neta (GWh)	Costo unitario (dólares/kWh)	Costo de generación (mills/kWh)
<u>Costa Rica</u>	<u>3 118</u>	<u>3 519.78</u>	<u>15 903</u>	<u>1 129</u>	<u>27</u>
Ventanas-Garita	80	72.82	503	910	19
Palomo	40	34.30	181	858	25
Guayabo	180	263.12	1 280	1 462	26
Siquirres	310	678.17	764	2 188	100
Boruca	810	876.65	5 237	1 082	20
Pirris	130	68.88	691	530	13
El Brujo	300	160.72	1 071	536	19
Angostura-Izarco	174	193.69	1 103	1 113	23
San Fernando	130	94.04	601	723	20
Palmar	120	108.84	552	907	25
Cedral	220	226.92	945	1 031	30
Saré	180	155.83	576	866	34
Tayutic-Pacuaré	164	198.65	931	1 211	27
Purrirés-Turrubarés	160	247.89	884	1 549	36
Turrubarés	120	134.26	575	1 119	29
<u>Panamá</u>	<u>1 418</u>	<u>2 251.58</u>	<u>9 331</u>	<u>1 588</u>	<u>29</u>
Teribe B2-2	219	366.07	1 467	1 672	31
Teribe C2-2	126	149.54	893	1 187	21
Teribe C7-2	79	109.87	480	1 391	28
Teribe C3-2	78	121.49	503	1 558	30
Changuinola D2-2	270	464.42	1 815	1 720	32
Changuinola H1-1	270	531.42	1 757	1 968	37
Culubre F1-2	128	160.75	804	1 256	25
Culubre G3-2	146	185.17	945	1 268	24
Changuinola G6-2	102	162.85	667	1 597	30

Fuente: CEPAL, con base en información proporcionada por las empresas nacionales y en datos de Costos de inversión y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos.

Informe final. (CCE/SC.5/CRIE/VI/DI.3)

/Gráfico 8

a/ Incluye la transmisión asociada.

E/ Valores medios ponderados.

Gráfico 8

GUATEMALA · COSTOS DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

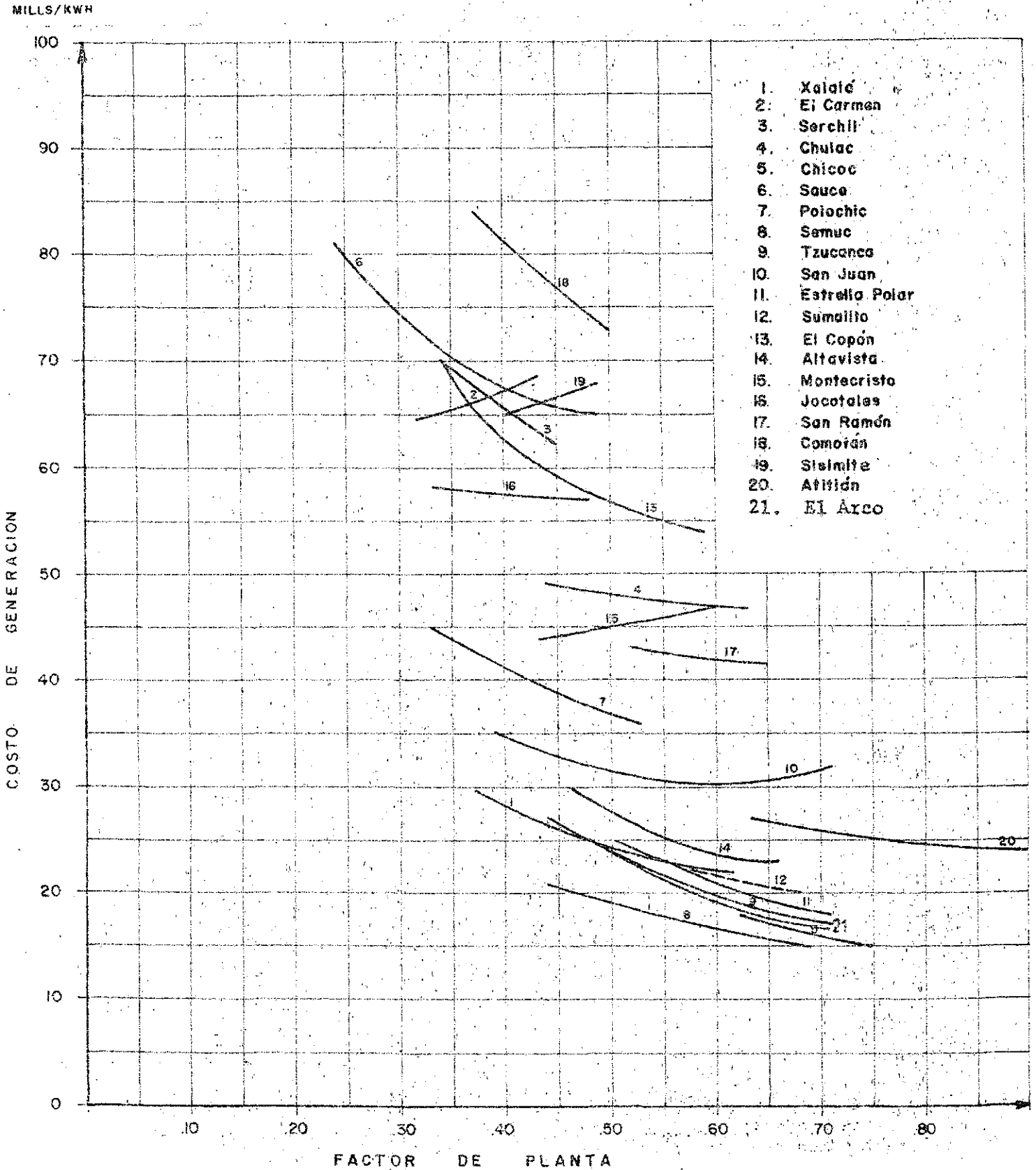
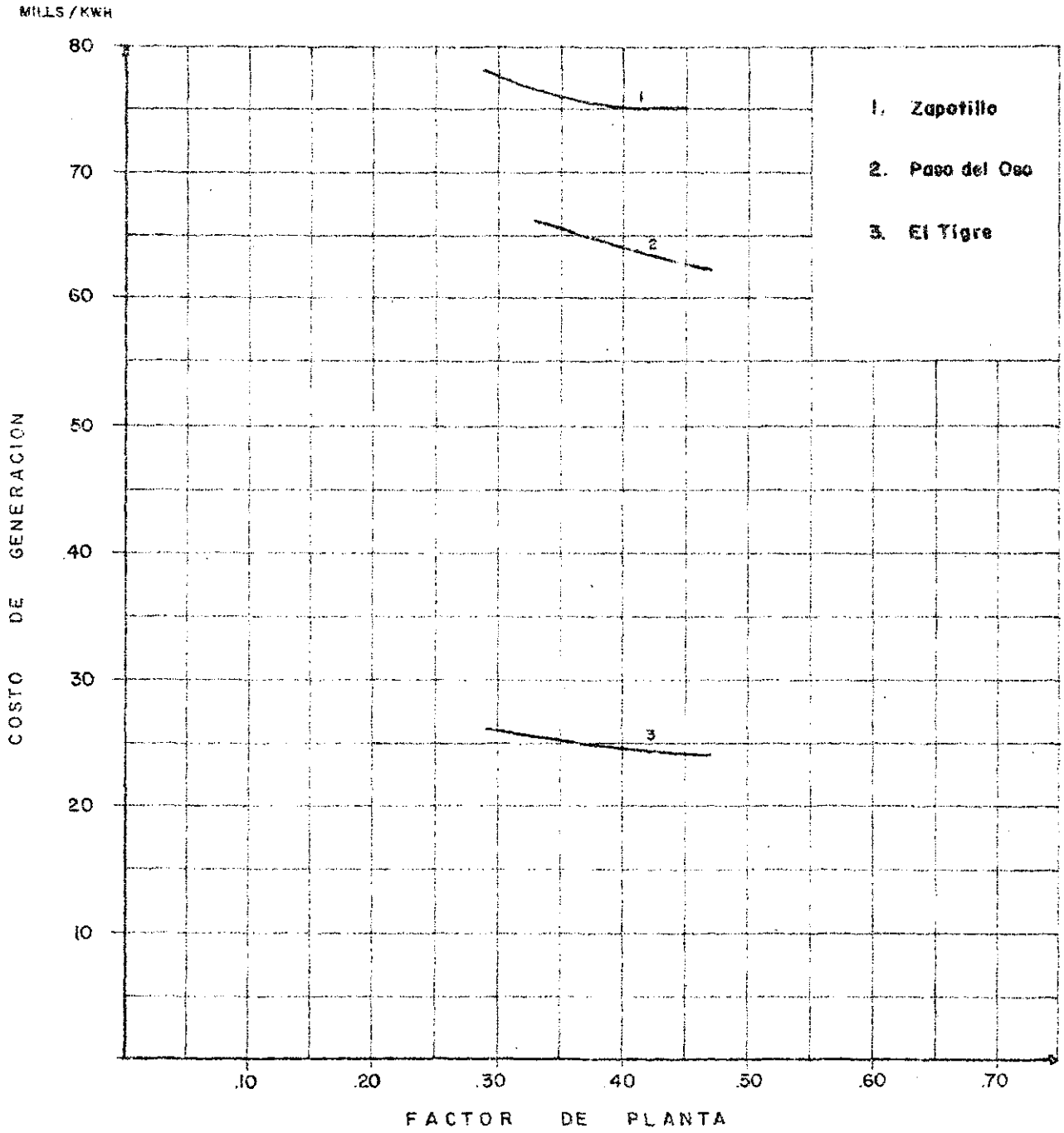


Gráfico 9

EL SALVADOR: COSTOS DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS



/Gráfico 10

Gráfico 10

HONDURAS : COSTOS DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

COLLS/KWH

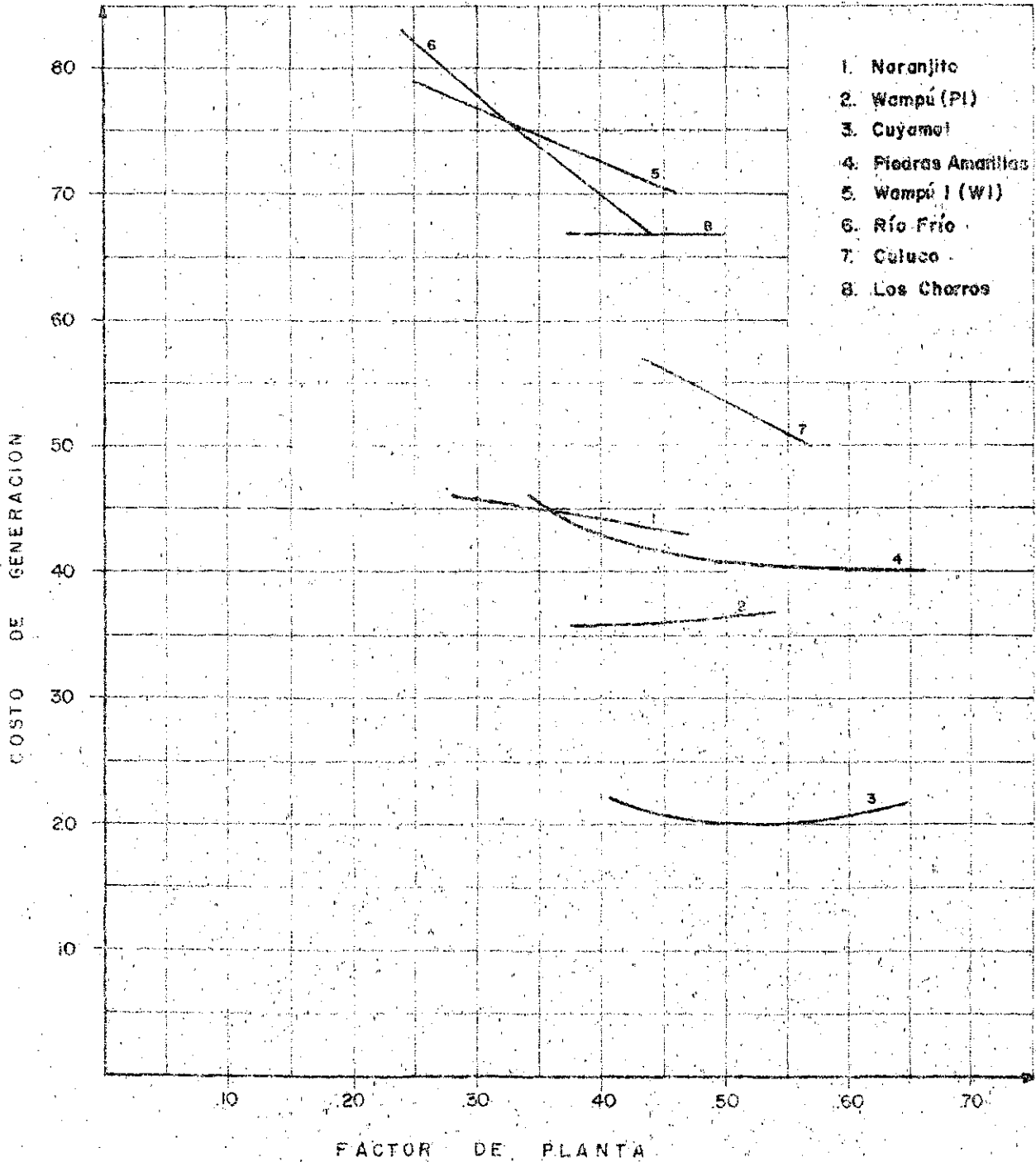
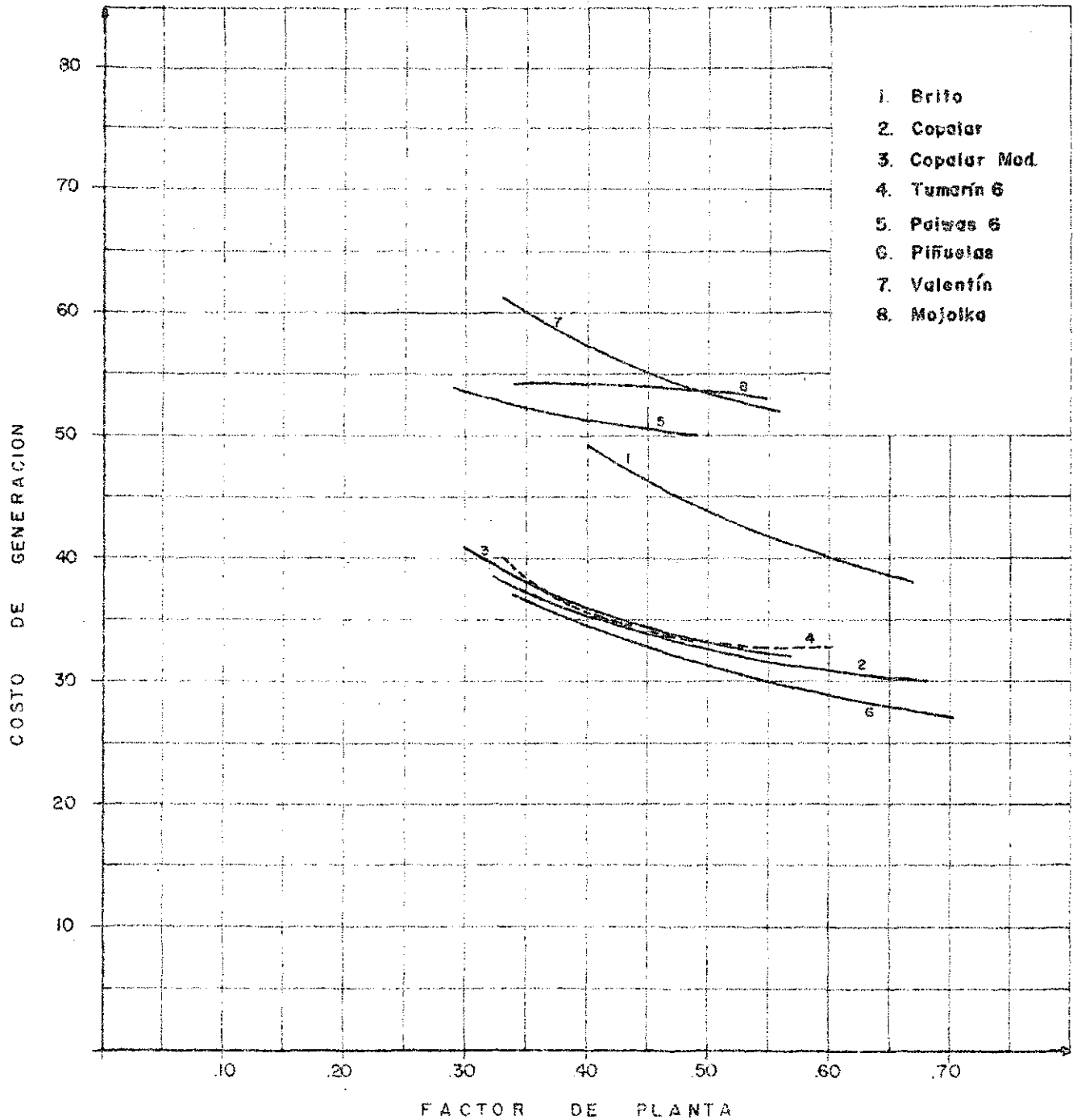


Gráfico 11

NICARAGUA: COSTOS DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

MILLS / KWH



/Gráfico 12

Gráfico 12

COSTA RICA: COSTOS DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

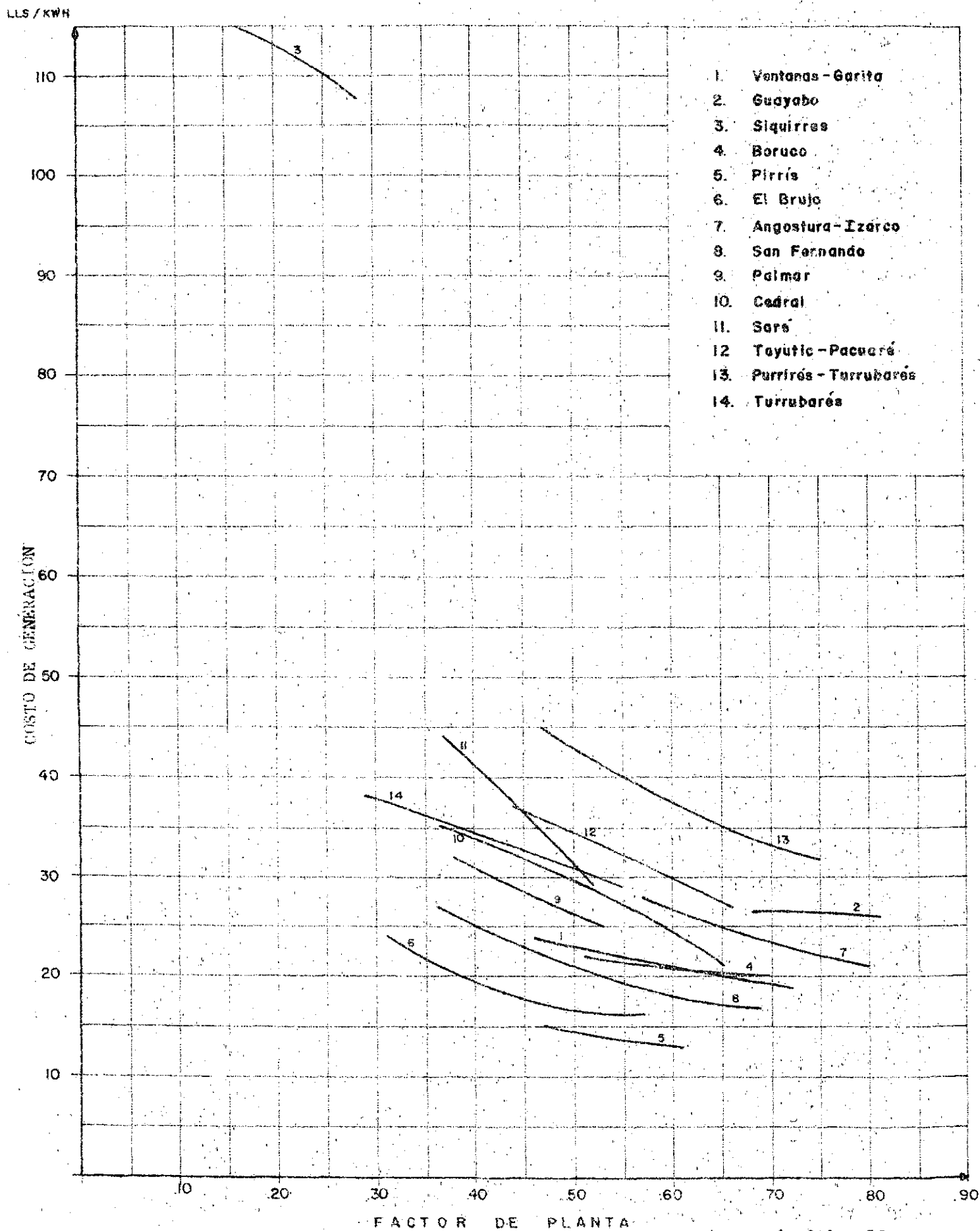
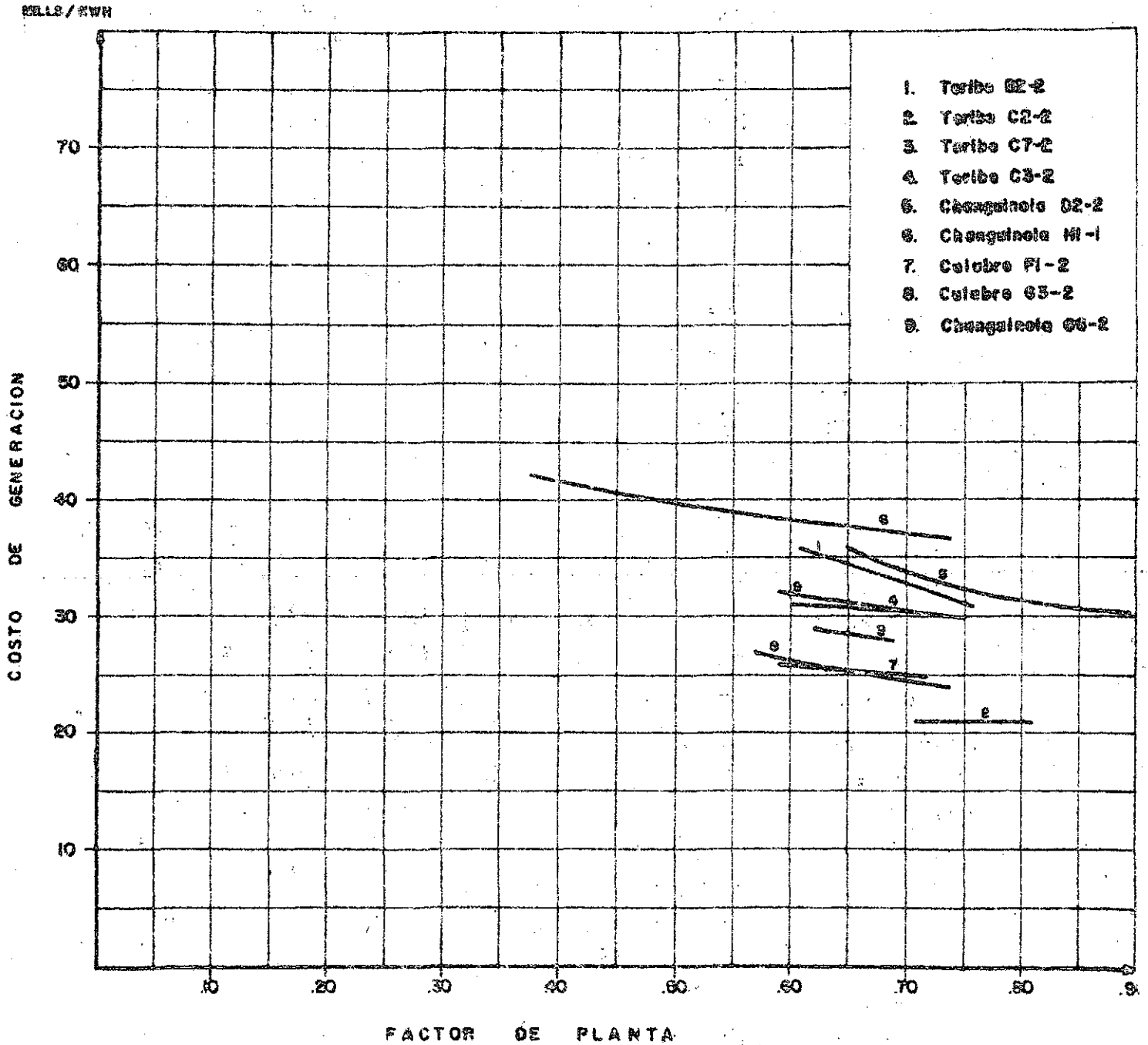


Gráfico 13

Gráfico 13

PANAMA : COSTOS DE GENERACION DE PROYECTOS
HIDROELECTRICOS



Los estimados

Las estimaciones de costos originales cubrieron unidades vapor-petróleo y vapor-carbón, sin embargo, las investigaciones tendientes a definir tanto las posibles fuentes de abastecimiento como el costo para Centroamérica de este último combustible dieron escasos resultados. La única fuente de suministro probable (CARBOCOL de Colombia) aún no define sus plantas de exportación ni el precio probable del combustible. Por este motivo sólo se incluyeron en los planes de expansión plantas a vapor-petróleo.

Como unidades de punta se consideraron las turbinas a gas de 25 MW del tipo marco pesado, instaladas con protección contra la intemperie y operación telecomunicada.

En el cuadro 9 se presentan las características de costo unitario instalado, así como los costos de generación de los equipos termoeléctricos para diferentes factores de planta; estos últimos también se muestran en el gráfico 14. En el anexo X se detallan las características y los costos de las plantas termoeléctricas.

5. Recursos geotérmicos

La existencia de recursos geotérmicos, potenciales en algunos países del Istmo y en explotación en otros, demanda la inclusión de las plantas geotermoeléctricas dentro de las alternativas de instalaciones de potencia.

Aunque el costo de instalación de las centrales geotérmicas resulta difícil de estimar --en especial el correspondiente al desarrollo de la fuente-- estudios preliminares indican que las características de generación de este tipo de plantas se complementan favorablemente con los desarrollos hidroeléctricos por su bajo costo de operación y su elevado factor de utilización, y en general compiten ventajosamente con las plantas termoeléctricas e incluso con algunos desarrollos hidráulicos.

Por este motivo se propusieron, como alternativas de desarrollo, programas geotérmicos congruentes con los recursos potenciales que pueden ser realizados por los países.

A continuación se describe el enfoque adoptado en esta materia y los estudios efectuados para estimar el costo de los desarrollos geotérmicos.

Cuadro 9

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DE LA GENERACION TERMoeLECTRICA

	Plantas a vapor-petr6leo									Turbina a gas						
	50			100			200			500			25			
Capacidad instalada (MW)	50			100			200			500			25			
Costo total ^{a/} (millones de d6lares)	35.0			55.4			94.6			212.6			5.36			
Costo unitario (d6lares/kW instalado)	695			554			473			425			250			
Costo anual del capital (millones de d6lares)	4.34 ^{b/}			6.87 ^{b/}			11.73 ^{b/}			26.36 ^{b/}			0.72 ^{c/}			
Costo fijo de operaci6n y mantenimiento anual (millones de d6lares)	0.54			0.66			0.90			1.48			-			
Costo total anual (millones de d6lares)	4.88			7.53			12.63			27.84			0.72			
Factor de planta anual	0.6	0.7	0.8	0.6	0.7	0.8	0.6	0.7	0.8	0.6	0.7	0.8	0.3	0.4	0.5	0.6
Producci6n (Gwh a6o) ^{d/}	250	292	334	501	584	667	1 000	1 167	1 334	2 501	2 918	3 336	62	82	103	124
Costo fijo de generaci6n mills/kWh	19.5	16.7	14.6	15.0	12.9	11.3	12.6	10.8	9.5	11.1	9.5	8.4	11.6	8.8	7.0	5.8
Costo variable de gene- raci6n mills/kWh	0.8			0.8			0.7			0.6			3.0			
Consumo cal6rico (Kcal/ kWh neto) ^{e/}	2 842			2 685			2 278			2 209			3 147			
Combustible ^{e/}	30.9			29.2			24.7			24.0			49.6			
Costo total de generaci6n (mills/kWh)	51.2	48.4	46.3	45.0	42.9	41.3	38.0	36.2	34.9	35.7	34.1	33.0	64.2	61.4	59.6	58.4

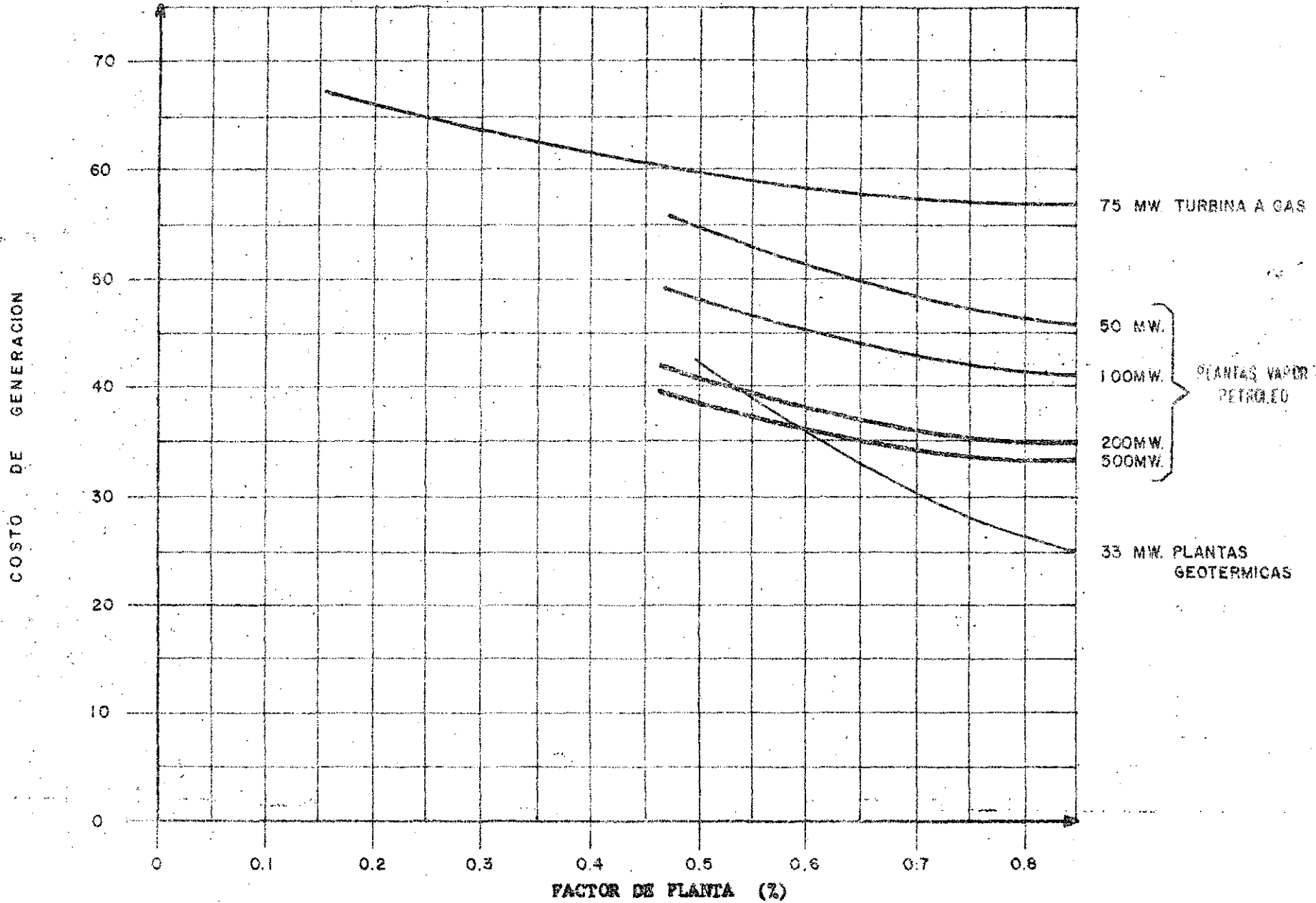
Fuente: CEPAL, con base en informaci6n proporcionada por HONENCO.

^{a/} Plantas con refrigeraci6n de un paso, primera unidad; ^{b/} Tasa de actualizaci6n 12%, vida 6til 30 a6os; ^{c/} Tasa de actualizaci6n 12%, vida 6til 20 a6os;^{d/} Referida a potencia neta, en el caso de turbina gas a nivel del mar y 15°C de temperatura aire; ^{e/} Consumo espec6fico a plena carga, precios estimados de combustible de 1984 equivalentes a US\$15.9/barril de petr6leo crudo.

Gráfico 14

COSTOS DE GENERACION TERMOELECTRICA Y GEOTERMICA

(MILLS./KWH NETO)



(A) Recursos

BA

a) Recursos potenciales

Estimaciones preliminares indican que la región posee un potencial de energía geotérmica relativamente elevado, el cual debidamente desarrollado, permitiría complementar en forma eficiente la hidroelectricidad.

Con base en los antecedentes anteriores, la CEPAL solicitó la asistencia técnica del Centro de Recursos Naturales, Energía y Transporte (CRNET) de la Secretaría de las Naciones Unidas, para realizar un estudio orientado a obtener una primera evaluación del potencial de energía geotérmica de la región, que pudiera servir de referencia para los programas de desarrollo eléctrico.

La estimación de la capacidad probable de los campos se dedujo mediante análisis de regresión con base en información estadística de unos 42 campos investigados con suficiente detalle en todo el mundo. El número de los existentes en el Istmo Centroamericano se infirió de los inventarios de cada país.

Los resultados cuantitativos obtenidos, que se resumen en el cuadro 10 y consideraron solamente los campos de mayor confiabilidad, indicaron un potencial mínimo estimado de 1 000 MW y un valor promedio probable de unos 6 500 MW (valor estadístico esperado) para los seis países de la región.

b) Proyectos desarrollables a corto y mediano plazos

Para efectuar una primera estimación de los posibles programas de adiciones de generación con base en centrales geotérmicas, se evaluaron los recursos disponibles en los países y los progresos que se podrían realizar si se contara con una cantidad razonable de equipo para perforación.

Los resultados de esa evaluación, corregidos con diversos comentarios de los organismos nacionales de electrificación y recogidos en el cuadro 11 indican los programas de desarrollo probable para cuatro de los seis países del Istmo.

Honduras y Panamá no figuran con instalaciones para el período 1980-2000, el primero debido a que las actividades exploratorias se encuentran en una fase muy incipiente y el segundo, a que las exploraciones efectuadas hasta la fecha no permiten asegurar la existencia de un potencial técnicamente utilizable en la generación de energía eléctrica.

Cuadro 10

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL GEOTERMICO PROBABLE

	Número de campos en categoría A <u>a/</u>	Límites de probabilidad 68% <u>b/</u>		Potencial medio (MW) <u>c/</u>
		Inferior del potencial (MW)	Superior del potencial (MW)	
<u>Total</u>	<u>13</u>	<u>1 620</u>	<u>28 840</u>	<u>6 480</u>
Guatemala	5	450	6 900	1 800
El Salvador	2	180	2 760	720
Honduras <u>d/</u>
Nicaragua	8	720	11 040	2 880
Costa Rica	2	180	2 760	720
Panamá	1	90	1 380	360

Fuente: The United Nations' Approach to Geothermal Resources Assessment, op. cit.

a/ Corresponden a campos en mayor nivel de confianza, temperatura superior a 180°C ubicados en el cinturón volcánico.

b/ Cubre el rango valor medio más menos una desviación típica.

c/ Valor esperado.

d/ No hay datos suficientes.

Cuadro 11

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMA PRELIMINAR DE POSIBLES
INSTALACIONES GEOTERMICAS a/

(M\$)

	Guatemala	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica
<u>Total</u>	<u>245</u>	<u>340</u>	<u>350</u>	<u>240</u>
1980	-	95	-	-
1981	-	-	35	-
1982	-	-	35	-
1983	-	-	35	-
1984	-	-	-	-
1985	35	35	35	-
1986	-	-	-	35
1987	35	35	35	-
1988	-	-	-	35
1989	35	35	35	-
1990	-	-	-	35
1991	35	35	35	-
1992	-	-	-	-
1993	35	35	-	35
1994	-	-	35	-
1995	35	-	-	-
1996	-	35	35	35
1997	-	-	-	-
1998	35	-	35	-
1999	-	35	-	35
2000	-	-	-	-

Fuente: CEPAL, con base en información proporcionada por las empresas nacionales.

a/ Incluye instalaciones actuales.

/c) Costos

c) Costos de instalaciones geotermoeléctricas

La estimación del costo de las plantas geotérmicas comprende por una parte, los cálculos de costos de las obras superficiales (conducción de vapor, planta termoeléctrica) y, por la otra, la estimación de los costos de exploración de los campos y de producción de vapor con base en las características de los campos explorados en Centroamérica.^{14/}

Los resultados de tales estimaciones, así como los correspondientes costos de generación se muestran en el cuadro 12. En el anexo X se detalla la estimación de los costos de inversión de plantas geotérmicas típicas.

6. Parámetros económicos y condiciones supuestas para el uso de los modelos de planeación

Se indican a continuación los principales criterios y parámetros económicos y de otra índole utilizados en el estudio, así como las particularidades de uso en los modelos matemáticos seleccionados para el estudio de la expansión de los medios de generación.

a) Parámetros económicos

Tasa de actualización. Aunque hubiera sido deseable utilizar esta variable como un parámetro, por razones de tiempo se restringieron los estudios a una tasa única de 12% anual.

b) Características y precios del combustible

Se tomaron como precios de referencia los de diciembre de 1977, y se supuso un aumento de 3.520% anual,^{15/} en unidades monetarias constantes.

^{14/} Estudios asignados a los consultores.

^{15/} Corresponde a la duplicación del precio en 20 años.

Cuadro 12

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTO DE CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION GEOTERMICA

(Instalación 3 x 35 MW; potencia neta 102.3 MW)

<u>Capital (millones de dólares)</u>	<u>121.69</u>		
Costo total	98.20		
Intereses durante la construcción	23.49		
<u>Operación y mantenimiento fijo</u> (miles de dólares)	<u>1 859.30</u>		
Superficial	185.30		
Subsuelo	834.00		
Planta (operación)	480.00		
Planta (mantenimiento)	360.00		
<u>Cargo anual (miles de dólares)</u>	<u>17 374.30</u>		
Del capital ^{a/}	15 515.00		
De operación fijo	1 859.30		
<u>Costo de generación</u>		<u>Factor de planta</u>	
Generación neta (GWh/año)	<u>0.70</u>	<u>0.80</u>	<u>0.90</u>
	627	717	806
Costo de operación fijo total (mills/kWh)	27.70	24.20	21.60
Costo variable (mills/kWh)	0.50	0.50	0.50
Costo total de generación (mills/kWh)	<u>28.20</u>	<u>24.70</u>	<u>22.10</u>

a/ A una tasa de actualización de 12% anual y una vida útil de 25 años.

	Petróleo combustible	Diesel
Precio por barril (dólares/barril), 1977	12.50 ^{a/}	17.25 ^{a/}
Precio por barril (dólares/barril), 1983-1984	15.93	21.99
Poder calorífico inferior (kCal/kg)	9 700	10 200
Peso específico (t/m ³)	0.95	0.86
Precio en centavos de dólar por millones de kCal, 1977	853	1 237
Precio en centavos de dólar por millones de kCal, 1983-1984	1 087	1 576

a/ Cabe mencionar que los precios reales (dólares de 1977) en el Caribe, a principios de 1980, fueron de 19.49 dólares por barril en comparación con los resultados de la hipótesis del estudio, que son de 11.40, lo que significa subestimaciones de aproximadamente 45%.

c) Condiciones y criterios del uso del modelo MGI

i) Extensión del estudio. Se consideró un lapso total de 16 años a partir de 1984, dividido en cuatro períodos, los dos primeros en tres años y los dos últimos de cinco años cada uno, como se indica a continuación:

<u>Período</u>	<u>Año de análisis</u>
1984-1986	Mayo 1986 - abril 1987
1987-1989	Mayo 1989 - abril 1990
1990-1994	Mayo 1994 - abril 1995
1995-1999	Mayo 1999 - abril 2000

ii) Representación de la demanda. La demanda de cada año analizado se representó por la potencia anual máxima y por la energía requerida en las cuadro estaciones en que se subdividió el año hidrológico: mayo-julio, agosto-octubre, noviembre-enero y febrero-abril.

/iii) Regionalización

iii) Regionalización. Se consideraron seis centros de consumo correspondientes a cada uno de los países del Istmo, donde se supuso estaba concentrado el consumo de producción de cada país. Por este motivo las centrales deberán incluir en sus costos el sistema de transmisión real necesario para abastecer el consumo del nodo correspondiente.

Se adoptaron como criterios de seguridad, en potencia, el abastecer el sistema con una reserva del 15% de la demanda máxima, y en energía, el satisfacer la demanda en condiciones de seguridad hidrológica, 95%. Es decir, en un 95% de los casos los aportes a las centrales hidroeléctricas serán mayores.

Se consideró que la seguridad de abastecimiento de 95% para el sistema queda cubierta con la suma de aportes de seguridad de 95% de cada una de las centrales. Estos aportes corresponden a un año real de seguridad de abastecimiento de 95%, calculada según un ajuste de Hazen a las energías que generan las centrales.

iv) Criterio económico. El objetivo de este criterio es minimizar el costo de abastecimiento con el aporte promedio de las centrales hidroeléctricas, pero sujeto a las restricciones de seguridad mencionadas. (El costo se refiere al valor actualizado, en el año de inicio del estudio (1904), de los desembolsos en materia de inversión en obras nuevas y de operación de la totalidad del sistema). A partir del año 2000 se supuso que las instalaciones en ese año se mantendrían indefinidamente.

d) Condiciones de abastecimiento

Las restricciones de abastecimiento para cada período son:

i) Potencia garantizada. La demanda máxima anual más una reserva del 15% debe de ser abastecida por el aporte neto de las centrales instaladas. En el sistema integrado, la demanda máxima es menor que la suma de las demandas máximas de los países, lo que se toma en cuenta disminuyendo la demanda máxima de cada país;

ii) Energía garantizada en cada estación. La demanda de energía de cada estación debe ser abastecida con el aporte de las centrales hidráulicas en año seco (95%);

iii) Energía promedio en cada estación. La demanda de energía de cada estación debe ser abastecida considerando para las centrales hidroeléctricas los aportes promedio de energía.

Las restricciones de potencia y energía anteriores constituyen objetivos de garantía del sistema y son las que determinan las capacidades adicionales en centrales y sistemas de transmisión necesarios para satisfacer las condiciones de seguridad exigidas en el abastecimiento de la demanda. Las restricciones de abastecimiento con aportes promedio determinan las condiciones y el costo de explotación del sistema en un año promedio.

La demanda debe ser abastecida con las centrales existentes y las instalaciones realizadas en el período en estudio. Por comodidad, tanto la energía demandada como los aportes de las centrales, se expresaron en potencia media de cada estación.

Se consideraron los siguientes tipos de equipamiento futuro: centrales hidroeléctricas; centrales geotérmicas; centrales termoeléctricas convencionales a petróleo; turbina a gas y sistemas de transmisión entre nodos.

e) Selección de las características principales de uso del modelo WASP

i) El período del estudio. Los estudios para definir los programas de expansión de la generación cubren cada uno de los años comprendidos en el período 1988-2000; debido a que algunos de los sistemas del Istmo serían preponderantemente hidráulicos, se utilizaron años hidrológicos de mayo a abril. Aunque el período de estudio de los sistemas de transmisión llega sólo hasta 1994/1995, en razón de la congruencia que debe existir entre la aplicación de los modelos MGI y WASP, se decidió que este último cubriera también hasta el año 2000.

En lo que respecta a la participación anual, y considerando la utilidad de que exista congruencia entre ambos modelos, se utilizaron cuatro períodos trimestrales, con base en el año hidrológico antes mencionado.

ii) Las condiciones hidrológicas. En este aspecto se establece un compromiso entre la representación más precisa de la variabilidad hidrológica y las complicaciones que un número elevado de condiciones introduce en el uso del modelo, el cual acepta hasta cinco de ellas. Se estimó conveniente utilizar tres condiciones para representar adecuadamente el fenómeno sin aumentar demasiado el tiempo de cómputo. Los años hidrológicos seleccionados

/fueron .

fueron: 95% (seco) para definir las condiciones de seguridad de abastecimiento; 50% (medio) para calcular el costo de operación y 10% (húmedo). Los dos primeros también se utilizaron en el MGI.

Los criterios empleados para estimar los factores de peso de cada condición hidrológica para calcular el valor esperado del costo de operación se detallan en la aplicación del modelo WASP-3^{10/} y sus resultados son los siguientes:

Condición hidrológica	Porcentaje	
	Probabilidad	Peso relativo
<u>Total</u>		<u>100.0</u>
1	95	23.6
2	50	52.7
3	10	23.7

iii) Probabilidad de pérdida de carga (LOLP). De acuerdo con lo recomendado por el Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE),^{17/} para los procesos del modelo WASP se aceptó, en general, un LOLP de 0.55% equivalente a la pérdida de la capacidad para abastecer la demanda en dos días del año.

iv) Margen de reserva. Para preparar el conjunto de configuraciones posibles se aceptaron márgenes de reserva en potencia de 10% (mínimo) y 50% (máximo) de la demanda máxima en cada período, referidos a la potencia disponible en un año seco.

f) Representación de las proyecciones de la demanda (módulo LOADSY)

Las proyecciones de la demanda utilizadas en el modelo WASP están incluidas en el informe "Actualización de los Estudios de Mercado" (Montreal Engineering Company, MONENCO, diciembre de 1975).^{18/}

^{10/} Véase, Aplicación del modelo WASP-3 a los sistemas nacionales (CCE/SC.5/GRIE/VI/4), anexo 1.

^{17/} Durante su cuarta reunión celebrada en la ciudad de Panamá del 24 al 25 de febrero de 1977.

^{18/} Se exceptúa el caso de Panamá, en donde se efectuó una corrección derivada de una reciente reestimación de las demandas de la mina de cobre Cerro Colorado.

El cálculo de las demandas para el año hidrológico se realizó mediante el empleo de un programa (FACTOR) que calcula para cuatro períodos trimestrales la demanda máxima y el factor de carga correspondiente. Las proyecciones así desagregadas se presentan en los cuadros 9 al 14 del anexo VII.

i) Elaboración de las curvas de carga. Para la representación de las curvas de carga de los sistemas se contó con los datos de demandas horarias de 1977 proporcionados por los países. Los datos se agruparon por trimestre y se ajustaron las curvas a un polinomio de quinto grado preparado especialmente para ello (programa DUPOL).^{19/} Los resultados de los ajustes al polinomio de quinto grado se indican en el cuadro 13 siguiente.

ii) Elaboración de curvas de carga para el sistema integrado. En la elaboración de las curvas de carga del sistema integrado se respetaron los siguientes criterios:

- 1) Las demandas del sistema integrado deben corresponder a las sumas de las demandas horarias coincidentes de los sistemas aislados.
- 2) La energía demandada por el sistema integrado en cada período debe corresponder a la suma de las demandas individuales de los países.

La organización del proceso requirió la preparación de un programa de computación (FACDEM) que suma las demandas coincidentes de los países hora a hora y calcula la curva de duración de las demandas del sistema regional integrado y su agregación por países.^{20/}

g) Representación de los sistemas de generación existentes (módulo FLXSYS)

i) Sistema hidroeléctrico. Cada una de las plantas del sistema hidroeléctrico existente se representa mediante las siguientes variables:

- Nombre de la Central
- Tipo: Se utilizaron dos tipos de plantas denominadas AAAA y BBBB
- Capacidad instalada

^{19/} Véase CEPAL, Preparación de curvas de duración de potencia para la utilización del modelo WASP (CCE/SC.5/GRIE/V/4), julio de 1973.

^{20/} Los resultados del programa FACDEM se muestran en los cuadros 15 a 13 del anexo VII.

Cuadro 13
 ISTMO CENTROAMERICANO: COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE QUINTO GRADO
 PARA AJUSTE DE LAS CURVAS DE CARGA

Período	Coeficientes						
	A0	A1	A2	A3	A4	A5	
Guatemala	1	1.00000	-2.43109	12.26242	-31.28808	34.35639	-13.54912
	2	1.00000	-2.96725	14.10239	-33.28660	34.33465	12.83670
	3	1.00000	-2.84005	13.44209	-32.21532	33.95140	-13.00872
	4	1.00000	-2.71720	14.97430	-39.27431	44.13585	-17.79857
El Salvador	1	1.00000	-2.48964	13.29353	-35.30790	39.33447	-15.49363
	2	1.00000	-2.86706	15.71467	-41.37636	47.22529	-18.88597
	3	1.00000	-2.66661	12.55550	-30.70788	32.71629	-12.58888
	4	1.00000	-1.84707	10.02779	-28.69021	33.96473	-14.13272
Honduras	1	1.00000	-2.50835	15.42076	-43.90704	51.67186	-21.34615
	2	1.00000	-2.05222	12.40119	-36.24422	43.19831	-17.95935
	3	1.00000	-3.01444	16.17828	-41.62331	45.62535	-17.84267
	4	1.00000	-1.60589	8.52420	-24.81909	29.83308	-12.60179
Nicaragua	1	1.00000	-2.67037	12.36071	-29.93265	31.91679	-12.31346
	2	1.00000	-3.07380	16.98246	-43.50721	46.68630	-17.72625
	3	1.00000	-2.26625	11.50646	-29.67524	32.46636	-12.67096
	4	1.00000	-1.65785	8.61247	-24.03368	28.96138	-12.46326
Costa Rica	1	1.00000	-1.48555	2.57957	-0.07089	-5.78866	4.03719
	2	1.00000	-1.64677	1.45258	5.94254	-14.31949	7.90472
	3	1.00000	-2.07097	5.96889	-8.32658	3.14637	0.61336
	4	1.00000	-1.60748	5.63604	-11.42629	9.17226	-2.42893
Panamá	1	1.00000	-1.63321	8.95386	-27.54175	34.66313	-15.07923
	2	1.00000	-1.12143	5.64923	-20.10784	27.75873	-12.81088
	3	1.00000	-1.46324	7.42421	-23.72167	30.72363	-13.59856
	4	1.00000	-1.05225	5.86290	-21.78568	30.91566	-14.57330

- Capacidad de regulación de energía. Esta se estimó mediante la generación obtenida, suponiendo que el embalse se vacía sin existir caudal afluente. En el caso de plantas a hilo de agua, reguladas por otra central aguas arriba, se requiere estimar una regulación de energía ficticia compatible con su capacidad para generar en punta.

- Energía generable en cada período para cada condición hidrológica.
- Capacidad disponible en cada período para cada condición hidrológica.

Los datos de energía generable y de capacidad disponible se calcularon mediante la utilización de un programa de operación simulada de centrales hidroeléctricas, empleando series estadísticas de caudales generalmente de 30 años de extensión.

En la simulación se utilizaron para los proyectos las capacidades previamente seleccionadas mediante el modelo MGI. En el caso de las plantas que cuentan con regulación moderada se realizó un estudio de la política de operación que permitiera obtener la mayor energía firme en épocas secas, a fin de compensar la menor generación aportada en dichos períodos por las plantas a hilo de agua. Para plantas de gran regulación se operaron los embalses de forma tal que concordaran en lo posible con los resultados de la optimización de las variables de traspaso definidas por el modelo MGI.

ii) Sistema termoeléctrico. Las plantas de este tipo se introducen al modelo mediante sus características técnicas y su costo de operación. Aunque el modelo acepta un número elevado de plantas,^{21/} se consideró conveniente reducirlas a unas pocas por país debido a que, de otra forma, el proceso de simulación de la operación (módulo MERSHI) podría requerir demasiado tiempo de computación. Se representaron plantas técnicas similares por plantas equivalentes cuyas características técnicas y de costo se calcularon como promedio ponderado de las componentes. Los detalles de las plantas tipo utilizadas para definir el sistema existente en los países al inicio del estudio (1963) y la forma de componerlas, se indican en el anexo X.

21/ Aproximadamente 50 en este caso.

h) Alternativas de desarrollo de los sistemas (módulo VARSYS)

i) Hidroeléctricas. Las alternativas hidroeléctricas incluidas en el módulo VARSYS corresponden en general a las seleccionadas como las más atractivas mediante los procesos del MGI; su ubicación en las dos filas de espera que permite el modelo WASP se elige de forma tal que proyectos de características similares queden en la misma fila, mientras que su orden de colocación corresponda al orden de entrada determinado por el MGI. Los proyectos no seleccionados por dicho modelo se colocaron al final de las correspondientes filas a fin de completar la información.

Para todos los proyectos con alguna regulación se realizaron procesos de operación simulada a fin de maximizar su energía firme. Para los proyectos de gran regulación se optimizaron además las transferencias de energía entre periodos, de acuerdo con los resultados sobre variables de traspaso de energía entre periodos del modelo MGI.

ii) Termoeléctricas. Se utilizaron las siguientes plantas termoeléctricas típicas como alternativas de expansión:

Vapor-bunker C 50 - 100 - 150 - 200 y 300 MW

Turbina a gas - diesel 25 y 2 x 25 MW

Geotérmica 33 MW

Los criterios utilizados en la adopción de características técnicas y de costos de combustibles se detallan en el anexo K.

i) Programación de las obras de generación (módulos CONGEN, MERSIM y DYIPRO)

La operación de la formación de los archivos LOADSY, FIXSYS y VARSYS comprendió las siguientes etapas:

1) Formación de un "túnel" de alternativas con posibilidades para desarrollarse, es decir, la serie de combinaciones de plantas aceptadas por el programa teniendo en cuenta los márgenes de reserva adoptados, así como los resultados del modelo MGI (módulo CONGEN).

2) Simulación de la operación de todas las configuraciones generadas --combinaciones del sistema existente en programas alternativos de desarrollo-- y cálculo del correspondiente valor esperado del costo de operación mediante el módulo MERSIM.

/3) Definición

3) Definición de la cadena más económica de configuraciones (o varias más económicas) mediante optimización con el uso del módulo DYNPRO.

4) Resimulación detallada de la solución óptima a fin de obtener datos de la generación aportada por cada planta hidroeléctrica compuesta y cada planta termoeléctrica.

Los resultados de este proceso se utilizaron como datos de entrada del modelo TRANSF que se describe en documento aparte.^{22/}

^{22/} Véase, Modelo de transferencias de energía (TRANSF)
(CCE/SC.5/GRIE/VII/3).

V. RESULTADOS DE LA PLANEACION DE LAS ADICIONES EN GENERACION

Los resultados de la planeación de las adiciones de generación mediante la aplicación del proceso combinado MGI-WASP tanto al caso de los países aislados como a las dos alternativas de desarrollo integrado^{1/} se presentan a continuación.

Para abreviar la presentación se omiten detalles sobre los numerosos resultados intermedios que en el caso del modelo MGI, se obtuvieron ya que debido a la forma de representación continua de las variables, la búsqueda de una solución conlleva la ejecución de numerosos procesos en aproximaciones sucesivas.

Por su parte, la aplicación del modelo WASP requiere la consideración de "túneles" o compendio de todas las posibles alternativas de desarrollo cuya definición, por restricciones de tamaño del modelo, así como por la necesidad de mantener los tiempos de computación dentro de márgenes razonables, precisa de un análisis cuidadoso que se realiza también mediante procesos sucesivos. Además de lo indicado anteriormente, conviene estudiar varias alternativas de ordenación de los proyectos hidroeléctricos en las listas del modelo correspondiente, dado que el orden prioritario de los proyectos, definido en principio por el MGI, se basa en una simulación que no cubre en suficiente detalle sobre la operación del sistema.

Las referencias al "costo total" que se señalan más adelante en cada programa indican el valor de la función-objetivo en los correspondientes modelos, esto es, el valor actualizado a 1984 de la suma de los costos de inversión y operación de los programas. Las cifras no son comparables entre ambos modelos debido a que se calculan con diferente criterio. En el caso del modelo MGI los costos de operación se prolongan más allá del último año de operación hasta que su valor actualizado a 1984 pierde importancia y las reinversiones en instalación de generación se calculan más allá del período considerado. En el modelo WASP, en cambio, los costos de operación se calculan sólo hasta el último año de estudio, y se descuenta el valor residual de las inversiones a dicho año.

^{1/} El caso desarrollo aislado-operación integrada tiene el mismo programa de instalaciones de generación al de los países aislados.

1. Desarrollo de la generación en los países aislados

a) Guatemala

La solución resultante de la aplicación del modelo MGI para el desarrollo de la generación en Guatemala es un programa principalmente hidroeléctrico; comprende, además, toda la geotermia desarrollable en el período estudiado y algunas plantas a vapor en el último período en el que se habrán agotado los proyectos hidroeléctricos más atractivos.

El programa obtenido de la aplicación del modelo MGI fue el siguiente:

<u>Período</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Potencia recomendada (MW)</u>
1984-1986	Atitlán	45
	Tzucanca	90
	El Arco	40
	Geotérmica	35
1987-1989	Chicoc	100
	Xalalá	500
	Geotérmica	70
1990-1994	San Juan	150
	Estrella Polar	60
	Altavista	20
	Semuc	50
	Geotérmica	70
	Turbina a gas	99
1995-1999	Polochic	120
	Vapor	614
	Turbina a gas	224
	Geotérmica	70
	<u>Total</u>	<u>2 357</u>

Valor de la función-objetivo: 1 237 millones de pesos centroamericanos

Se observa la preferencia por proyectos pequeños de costo de generación muy favorable. En las plantas a hilo de agua (Tzucanca, El Arco, Estrella Polar, Altavista y Semuc) el factor de planta recomendado es muy alto, motivo por el cual en los procesos con el modelo WASP se ajustó la capacidad instalada al valor mínimo para el que se definió el costo.

Las fechas en que sería posible poner en servicio los proyectos se estimaron con base en la experiencia de los consultores; también se incluyeron los proyectos Chulac y Serchil a solicitud del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), aun cuando éstos no fueron seleccionados por el modelo.

/La solución

La solución del modelo WASP fue la siguiente:

PROGRAMA I
(Solución libre)

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1985	Geotérmica	35
	El Arco	91
1986	Atitlán	42
1987	Geotérmica	35
1988	Tzucanca	90
	Altavista	55
	Chicoc	206
1989	Geotérmica	35
	San Juan	167
1991	Semuc	112
	Polochic	120
	Geotérmica	35
1992	Xalalá	350
1993	Chulac	440
	Geotérmica	35
1995	Geotérmica	35
1996	Vapor	200
1997	Estrella Polar	116
	Turbina a gas	50
1998	Geotérmica	35
	Vapor	200
1999	Turbina a gas	50
2000	Vapor	200
	<u>Total</u>	<u>2 734</u>

Costo total del programa: 984 millones de pesos centroamericanos

Cabe hacer algunos comentarios sobre este programa:

i) Por consideraciones de demanda, los años 1985 y 1986 podrían haberse pasado sin la instalación de los proyectos El Arco, y Atitlán, que se consideraron solamente por razones económicas.

ii) En 1988 hay un incremento fuerte en la demanda debido a la ampliación de una mina que requiere la instalación de tres plantas hidroeléctricas por razones de potencia.

iii) En los años 1991 y 1992 se instalan dos centrales hidroeléctricas en cada uno.

Debido a que varios de los proyectos hidroeléctricos disponibles son de escasa regulación y baja potencia, el programa de menor costo

/concentra

concentra la instalación de los proyectos más económicos en pocos años (7 proyectos entre 1983 y 1992), que puede resultar inconveniente en la ejecución de un plan de obras; por esta razón se estudió un programa alternativo cambiando de orden los proyectos, a modo de permitir la instalación de los de mayor potencia en los primeros años del estudio. En la elección del orden prioritario de tales proyectos se tomó en cuenta el hecho de que el único proyecto que puede entrar en operación antes de 1987, año en que se requiere la instalación de potencia, es Chulac,^{2/} motivo por el cual esta planta es la primera a instalarse entre los proyectos grandes.

Este programa consideró el que el INDE tiene definido hasta 1989, así como los resultados del MGI para el desarrollo consecuente en el período 1990-2000, y fue el siguiente:

PROGRAMA 2
(Solución restringida)

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1985	Geotérmica a/	35
1986	Chulac a/	440
1989	Xalalá a/	350
1991	Geotérmica a/	35
	Atitlán	42
	El Arco	91
1992	Geotérmica a/	35
1993	Chicoc	206
1994	Vapor	200
	Geotérmica a/	35
1995	Semuc	112
	Tzucanca	90
1996	San Juan	167
	Geotérmica a/	35
1997	Vapor	200
1998	Altavista	55
	Polo chic	120
	Geotérmica a/	35
1999	Estrella Polar	116
	Vapor	200
2000	Geotérmica a/	35
	Vapor	200
	Turbina a gas	50
	<u>Total</u>	<u>2 844</u>

Costo total del programa: 1 057 millones de pesos centroamericanos

a/ Programa definido por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

^{2/} Según informaciones del Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

/Como puede

Como puede observarse, este programa, adoptado como definitivo, no resuelve el problema de varias instalaciones pequeñas concentradas en pocos años, pero al menos lo posterga para el decenio 1990-2000.

b) El Salvador

La solución del modelo MGI para El Salvador consideró toda la geotermia disponible, El Tigre, la Ampliación 5 de Noviembre y potencias apreciables en vapor y turbina a gas, como se indica a continuación:

Período	Proyecto	Potencia (MW)
1984-1986	Geotérmica	35
	Turbina a gas	110
1987-1989	Geotérmica	70
	Vapor	150
1990-1994	El Tigre	720
	Geotérmica	70
1995-1999	Ampliación 5 de Noviembre	62
	Geotérmica	70
	Vapor	460
	Turbina a gas	120
	<u>Total</u>	<u>1 867</u>

Valor de la función objetivo: 1 102 millones de pesos centroamericanos

A fin de analizar la prioridad de otros proyectos hidroeléctricos se estudió con el MGI un programa alternativo que no considera El Tigre, con el siguiente resultado:

Período	Proyecto	Potencia (MW)
1984-1986	Geotérmica	35
	Turbina a gas	160
1987-1989	Ampliación 5 de Noviembre	62
	Vapor	100
1990-1994	Geotérmica	70
	Zapotillo	150
	Ampliación 5 de Noviembre	62
	Geotérmica	70
	Vapor	153
1995-1999	Turbina a gas	131
	Paso del Oso	60
	Geotérmica	70
	Vapor	425
	Turbina a gas	243
	<u>Total</u>	<u>1 741</u>

Valor de la función objetivo: 1 255 millones de pesos centroamericanos

Para la aplicación del modelo WASP fue necesario dividir el proyecto El Tigre en dos subproyectos a fin de utilizar márgenes de reserva razonables con el resultado siguiente:

PROGRAMA 1
(Solución libre)

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1984	Turbina a gas	100
1985	Geotérmica	35
1986	Vapor	50
1987	Geotérmica	35
1988	Vapor	100
1989	Geotérmica	35
1990	El Tigre 1	340
1991	Geotérmica	35
1992	El Tigre 2	200
1993	Geotérmica	35
	Turbina a gas	50
1994	Vapor	100
1995	Vapor	200
1996	Geotérmica	35
1997	Vapor	200
1999	Vapor	200
	Geotérmica	35
2000	Vapor	200
	<u>Total</u>	<u>1 985</u>

Costo total del programa: 757 millones de pesos centroamericanos

A solicitud de los representantes de los países involucrados (Honduras y El Salvador) el proyecto El Tigre, en razón de sus implicaciones binacionales, fue excluido de los programas de desarrollo aislado, motivo por el cual se estudió con el modelo WASP el programa de desarrollo que no incluía este proyecto; el resultado adoptado como definitivo fue el siguiente:

/PROGRAMA 2

PROGRAMA 2

(Solución restringida)

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1984	Geotérmica	70
1985	Turbina a gas	50
1986	Geotérmica	35
1987	Turbina a gas	50
	Ampliación 5 de Noviembre	124
1988	Geotérmica	35
1989	Geotérmica	35
	Vapor	100
1990	Zapotillo	120
	Geotérmica	35
1992	Geotérmica	70
1993	Vapor	100
1994	Geotérmica	35
	Turbina a gas	50
1995	Vapor	200
1996	Ampliación Cerrón Grande	67
	Paso del Oso	40
	Geotérmica	70
1997	Vapor	200
1999	Vapor	200
2000	Vapor	200
	<u>Total</u>	<u>1 886</u>

Costo total de programa: 765 millones de pesos centroamericanos

c) Honduras

El programa de desarrollo para el sistema hondureño se determinó en gran parte por la magnitud de El Cajón (292 MW) frente al tamaño del sistema existente. Este proyecto, cuya primera unidad se estima entrará en operación en diciembre de 1984, permite salvar el primero y el segundo períodos considerados por el MGI sin instalaciones. El tercer período queda cubierto por otro proyecto relativamente grande, Cuyamel, que resultó el más atractivo entre los propuestos. En el cuarto período las instalaciones se complementan con plantas térmicas, debido a la baja producción en período seco de los proyectos hidroeléctricos restantes.

El programa resultante fue el siguiente:

/1984-1986

Período	Proyecto	Potencia recomendada (MW)
1984-1986	-	-
1986-1989	-	-
1990-1994	Cuyamel	676
1995-1999	Vapor	154
	Turbina a gas	75
	<u>Total</u>	<u>905</u>
Valor de la función objetivo: 240 millones de pesos centroamericanos		

Los procesos mediante el modelo WASP presentaron dificultades debido a que el sistema existente al inicio del estudio presenta probabilidades de pérdida de carga muy alta. Un breve análisis de la situación de abastecimiento para los años 1983 y 1984 mostró que el sistema falla incluso en situación hidrológica normal.^{3/}

Aunque aún no se ha definido la solución que dará la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a la situación coyuntural que se señala, y exclusivamente con el fin de salvar los inconvenientes mencionados, se adoptó la solución de agregar al sistema existente una potencia de 56 MW (neto) en unidades diesel lento.

A fin de operar el modelo WASP dentro de márgenes de reserva razonables (0-60%) fue necesario, además, presentar el proyecto Cuyamel en tres partes de capacidades 150, 150 y 225 MW. (Esta separación es virtual y no corresponde necesariamente a una solución constructiva).

La solución óptima adoptada como definitiva fue la siguiente:

(Soluciones libre y restringida)

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1991	Cuyamel 1a. etapa	150
1994	Cuyamel 2a. etapa	150
1996	Cuyamel 3a. etapa	225
1997	Vapor	100
1999	Piedras Anarillas	210
2000	Maranjito	84
	Culuco	75
	<u>Total</u>	<u>994</u>

Costo total del programa: 252 millones de pesos centroamericanos

^{3/} Véase. Honduras: Análisis del abastecimiento eléctrico para 1983 y 1984 (CEPAL/MTX/SRNET/20).

d) Nicaragua

Los resultados de la planeación con el modelo MGI para Nicaragua están condicionados a la fecha en que los proyectos hidroeléctricos pueden entrar en operación. En efecto, el único proyecto que por razones técnicas-económicas podría ser puesto en servicio antes de 1990 es Brito, motivo por el cual aparecen plantas termoeléctricas antes de dicho año.

Adicionalmente, fue necesario analizar la solución óptima para el desarrollo del río Grande de Matagalpa en la cual se presentaron tres cadenas alternativas:

- i) Copalar 2 - Tumarín 4;
- ii) Copalar 1 - Tumarín 6, y
- iii) Paiwas - Piñuelas

Los resultados de la aplicación del modelo MGI indicaron que la primera de las cadenas citadas era la más favorable frente al sistema.

Con las restricciones indicadas, el resultado de la aplicación del modelo MGI arrojó el siguiente programa.

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1984-1986	Vapor	26
	Gas	124
	Geotérmica	34
1987-1989	Brito	150
	Geotérmica	67
1990-1994	Copalar 2	480
	Geotérmica	67
1995-1999	Tumarín 4	240
	Mojolka	180
	Geotérmica	67
	Vapor	221
	<u>Total</u>	<u>1 656</u>

Valor total de la función objetivo: 1 239 millones de pesos centroamericanos

El primer período solo comprende instalaciones termoeléctricas debido a que Brito no puede entrar en operación hasta el segundo.

/La aplicación

La aplicación del modelo WASP arrojó como resultado el siguiente programa adoptado como definitivo:

(Soluciones libre y restringida)

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1984	Turbina a gas	100
1985	Geotérmica	35
1986	Vapor	50
	Turbina a gas	50
1987	Geotérmica	35
	Brito	188
1989	Geotérmica	35
1990	Vapor	50
1991	Geotérmica	35
	Copalar 1a. etapa	300
1994	Geotérmica	35
1995	Copalar 2a. etapa	300
1996	Geotérmica	35
	Tumarín	294
1998	Geotérmica	35
1999	Vapor	300
2000	Mojolka	178
	<u>Total</u>	<u>2 055</u>

Costo total del programa: 836 millones de pesos centroamericanos

e) Costa Rica

La solución del MGI indica como programa más económico un desarrollo hidroeléctrico-geotérmico con los siguientes proyectos:

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1984-1986	Ventanas-Garita	50
	Geotérmica	35
1987-1989	Angostura-Izarco	20
	Pirris	40
	San Fernando	30
1990-1999	Boruca	1 100
	<u>Total</u>	<u>1 275</u>

Valor de la función objetivo: 566 millones de pesos centroamericanos

/Puede

Puede observarse que en los primeros seis años se instala poca potencia, lo que se debe a que el sistema inicial tiene reserva muy alta. Precisamente por esa razón los proyectos sin regulación Angostura-Izarco, Pirrís y San Fernando aparecen con factores de planta muy altos, lo que posiblemente no corresponde a soluciones constructivas. Con el propósito de solucionar lo anterior se adoptó para ellos la potencia más baja de entre las alternativas estudiadas. En los últimos períodos, en cambio, se sobreequipa Boruca.

Para los estudios detallados mediante el modelo WASP la capacidad de la central Boruca se bajó a 810 MW (potencia de diseño). Aún así, al igual que en otros casos de centrales de gran potencia, fue necesario separarla en dos subproyectos (400 y 410 MW). El programa resultante fue el siguiente:

PROGRAMA 1
(Solución libre)

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1986	Ventanas-Garita	80
	Geotérmica	35
1987	Palomo	40
1988	Geotérmica	35
1989	Pirrís	130
1990	Geotérmica	35
1991	Angostura-Izarco	146
1992	Geotérmica	35
1993	Boruca 1	400
1998	Boruca 2	410
2000	Geotérmica	70
	<u>Total</u>	<u>1 416</u>

Costo total: 506 millones de pesos centroamericanos

Cabe hacer las siguientes observaciones:

i) El año 1986 y el bienio 1987-1988 podrían pasarse sin Ventanas-Garita y Palomo, respectivamente, que se instalan solamente por razones económicas.

/ii) Aunque

ii) Aunque en general las alternativas geotérmicas se instalan de acuerdo con el programa de disponibilidad, la entrada en operación de Boruca posterga la instalación de este tipo de plantas por algunos años.

En atención a que el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) tiene un programa de obras definido hasta 1989, que incluye los proyectos Ventanas-Garita y Angostura, así como el geotérmico, se analizó una alternativa conteniendo dichos proyectos hidroeléctricos. El programa resultante que se adoptó como definitivo fue el siguiente:

PROGRAMA 2
(Solución restringida)

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1985	Ventanas-Garita	80
1986	Geotérmica	35
1987	Angostura-Izarco	146
1989	Geotérmica	35
1990	Geotérmica	35
1991	Boruca 1a. etapa	250
1994	Boruca 2a. etapa	250
1997	Boruca 3a. etapa	310
1998	Palomo	40
1999	Vapor	200
2000	Geotérmica	35
	San Fernando	90
	El Brujo	200
	<u>Total</u>	<u>1 706</u>

Costo total del programa: 544 millones de pesos centroamericanos

f) Panamá

La solución del MGI indica un programa puramente hidroeléctrico para los tres primeros períodos y uno hidrotérmico en el cuarto, como se indica a continuación:

/1984-1986

Período	Proyecto	Potencia recomendada por el MGI (MW)
1984-1986	Teribe C3-2	100
	Teribe C7-2	64
1987-1989	Teribe C2-2	150
	Culubre G3-2	145
1990-1994	Changuinola D2-2	240
	Culubre F1-2	190
1995-1999	Teribe B2-2	194
	Changuinola H1-1	210
	Vapor	220
	<u>Total</u>	<u>1 333</u>

Valor de la función objetivo: 950 millones de pesos centroamericanos

El programa hidroeléctrico queda determinado, en parte, por la fecha más próxima en que los proyectos puedan ser puestos en servicio (caso de C3-2 y C7-2, cuyo costo es lo suficientemente bajo como para que su instalación desplaze la generación térmica existente).

El análisis detallado de esta solución mediante el modelo WASP se hizo ajustando las capacidades a la potencia más cercana para las que se estimó el costo. El programa óptimo resultante fue el siguiente:

PROGRAMA 1
(Solución Libre)

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1985	Teribe C7-2	79
1987	Teribe C3-2	100
1988	Teribe C2-2	160
	Culubre G3-2	195
1991	Changuinola D2-2	200
1995	Teribe B2-2	292
1996	Vapor-petróleo	200
1997	Culubre F1-2	128
1998	Turbina a gas	50
1999	Vapor petróleo	200
	<u>Total</u>	<u>2 204</u>

Costo total del programa: 794 millones de pesos centroamericanos

/Cabe hacer

Cabe hacer algunas observaciones respecto de este programa:

i) El proyecto C7-2 se instala por razones económicas (desplazamiento de generación térmica), ya que el sistema podría pasar 1985 y 1986 sin instalaciones adicionales con LOLP, esperados bajo el criterio mínimo. El año 1987 necesita sin embargo de las dos hidroeléctricas.

ii) El proyecto C7-2 es más atractivo que el C3-2, por lo cual se instala dos años antes que este último.

iii) En 1988 se requiere instalar dos hidroeléctricas lo que en general en un programa de obras tiende a evitarse debido a los problemas de construcción. Sin embargo, un análisis detallado de la operación muestra que el sistema puede pasar el año con una de las dos. Un programa de obras más realista podría considerar la postergación de una de ellas para el año siguiente, ya que en 1990 se necesitan ambas.

iv) En 1991 se necesita instalar una nueva hidráulica. El programa eligió de entre la D2-2 y la B2-2 la primera.

v) Para 1995, en cambio, se prefirió la planta B2-2 frente a la H1-1.

vi) El año 1996 es el primero en que, de acuerdo con las conclusiones del MGI, se permitió la instalación de una unidad a vapor de 200 MW. El total de vapor instalado al año 2000 (400 MW) es superior a lo que indicaba el modelo MGI (220 MW), lo que puede deberse parcialmente a la modulación de unidades y, en parte, a que el período de análisis del modelo WASP abarca un año más que el del MGI.

En razón de la concentración de varios proyectos pequeños en pocos años que tiene este programa se preparó uno alternativo en el que se respeta el desarrollo del complejo Teribe-Changuinola, comenzando por los proyectos de mayor envergadura (D2-2, B2-2 y H1-1). Se decidió además incorporar una planta a vapor de 100 MW en el año 1987, la cual está prevista para suministrar energía al proyecto minero de Cerro Colorado.

/El programa

El programa resultante y que se adoptó en definitiva fue el siguiente:

PROGRAMA 2
(Solución restringida)

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1987	Vapor	100
1988	Changuinola D2-2	200
1989	Teribe B2-2	292
1994	Changuinola H1-1	270
1995	Teribe C2-2	160
1997	Culubre G3-2	195
1998	Culubre F1-2	120
1999	Teribe C7-2	79
2000	Vapor	200
	<u>Total</u>	<u>1 616</u>

Costo total del programa: 857 millones de pesos centroamericanos

En el cuadro 14 a continuación se compendian los programas de adiciones de generación adoptados como referencia por los países aislados en este estudio y que por definición corresponden también a la alternativa de integración (A). La ubicación de estas centrales se muestra en el mapa 3.

2. Alternativa de integración total (integrado B)

En el estudio de los sistemas integrados mediante el MGI se forma el modelo agrupando en seis nodos los sistemas individuales de cada país y agregando además un grupo de ecuaciones que representan las transmisiones. Como todas las variables del modelo estas últimas son también continuas y definen su magnitud y costos por MW medio transmitido. Por ello se requiere un proceso de aproximaciones sucesivas para definir ambas variables ya que no son independientes. La estimación preliminar del costo de las transmisiones se basó en trazados definidos por los países y suponiendo que todas las líneas son de 230 kV.

Cuadro 14

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. PROGRAMA DE ADICIONES
DE GENERACION ADOPTADO a/

	Proyecto		País
	Nombre	Potencia (MW)	
<u>Total</u>		<u>11 141</u>	
1984	Geotérmica	70	El Salvador
	Turbina a gas	100	Nicaragua
1985	Geotérmica	35	Guatemala
	Turbina a gas	50	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Ventanas-Garita	80	Costa Rica
1986	Chulac	440	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Vapor	50	Nicaragua
	Geotérmica	35	Costa Rica
	Turbina a gas	50	Nicaragua
1987	Turbina a gas	50	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Angostura-Izarco	146	Costa Rica
	Vapor	100	Panamá
	Ampliación 5 de Noviembre	124	El Salvador
	Brito	188	Nicaragua
1988	Geotérmica	35	El Salvador
	Changuinola D2-2	200	Panamá
1989	Xalalá	350	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Geotérmica	35	Costa Rica
	Teribe B2-2	292	Panamá
	Vapor	100	El Salvador
1990	Zapotillo	120	El Salvador
	Vapor	50	Nicaragua
	Geotérmica	35	Costa Rica
	Geotérmica	35	El Salvador

/(Continúa)

Cuadro 14 (Continuación)

	Proyecto		País
	Nombre	Potencia (MW)	
1991	Geotérmica	35	Guatemala
	Cuyamel (primera etapa)	150	Honduras
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Boruca (primera etapa)	250	Costa Rica
	Atitlán	42	Guatemala
	Copalar (primera etapa)	300	Nicaragua
	El Arco	91	Guatemala
1992	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	70	El Salvador
1993	Chicoc	206	Guatemala
	Vapor	100	El Salvador
1994	Vapor	200	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Cuyamel (segunda etapa)	150	Honduras
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Boruca (segunda etapa)	250	Costa Rica
	Changuinola H1-1	270	Panamá
	Geotérmica	35	Guatemala
	Turbina a gas	50	El Salvador
1995	Semuc	112	Guatemala
	Vapor	200	El Salvador
	Copalar (segunda etapa)	300	Nicaragua
	Teribe C2-2	160	Panamá
	Tzucanca	90	Guatemala
1996	San Juan	167	Guatemala
	Ampliación 5 de Noviembre	67	El Salvador
	Cuyamel (tercera etapa)	225	Honduras
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Geotérmica	35	Guatemala
	Tumarín	294	Nicaragua
	Paso del Oso	40	El Salvador
	Geotérmica	70	El Salvador
1997	Vapor	200	Guatemala
	Vapor	200	El Salvador
	Vapor	100	Honduras
	Boruca (tercera etapa)	310	Costa Rica
	Culubre G3-2	195	Panamá

/(Continúa)

Cuadro 14 (Conclusión)

	Proyecto		País
	Nombre	Potencia (MW)	
1998	Altavista	55	Guatemala
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Palomo	40	Costa Rica
	Culubre F1-2	120	Panamá
	Polochic	120	Guatemala
	Geotérmica	35	Guatemala
1999	Estrella Polar	116	Guatemala
	Vapor	200	El Salvador
	Piedras Amarillas	210	Honduras
	Vapor	200	Costa Rica
	Vapor	200	Guatemala
	Vapor	300	Nicaragua
	Teribe C7-2	79	Panamá
2000	Geotérmica	35	Guatemala
	Naranjito	84	Honduras
	Mojolka	178	Nicaragua
	Geotérmica	35	Costa Rica
	Vapor	200	Panamá
	Vapor	200	Guatemala
	Vapor	200	El Salvador
	Culuco	75	Honduras
	San Fernando	90	Costa Rica
	Turbina a gas	50	Guatemala
	El Brujo	200	Costa Rica

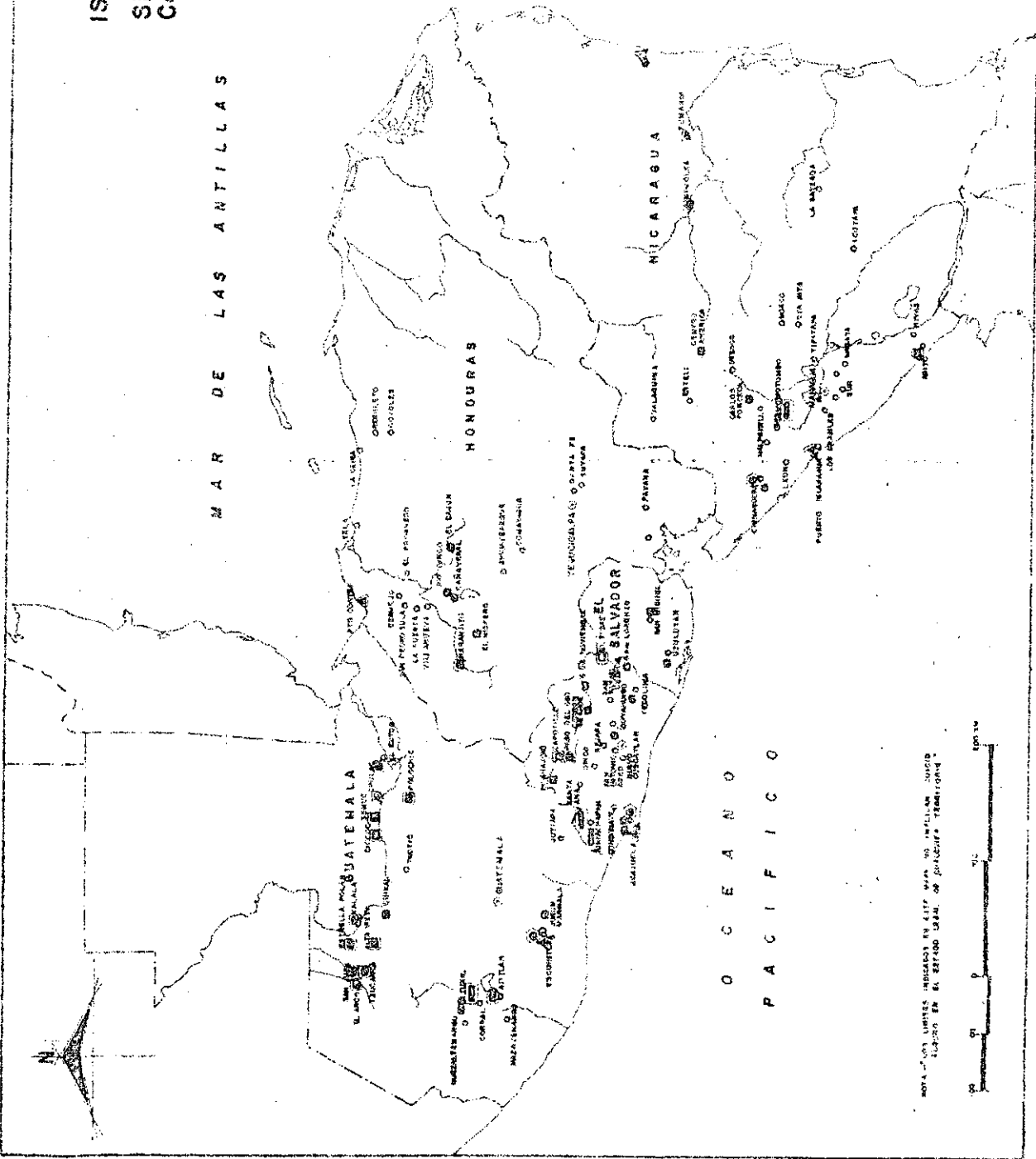
Costo total del programa: 3 779 millones de pesos centroamericanos actualizados a 1984

a/ Programa de adiciones igual al de la solución aislada restringida.

MAPA 3 ISTMO CENTROAMERICANO Sistema Integrado A: Centrales de Generacion

MAR DE LAS ANTILLAS

- LEYENDA
- SISTEMA DE GENERACION EXISTENTE
- ⊙ PLANTA HIDROELECTRICA
 - ▲ PLANTA DE AGUA
 - PLANTA A GAS
 - ⊞ PLANTA TERMOELECTRICA
 - ⊞ PLANTA DE SECCION 1954-1956
 - ⊞ PLANTA HIDROELECTRICA
 - ⊞ PLANTA DE AGUA
 - ⊞ PLANTA A GAS
 - ⊞ PLANTA TERMOELECTRICA
 - OTROS
 - POBLACION
 - CIUDAD CAPITAL

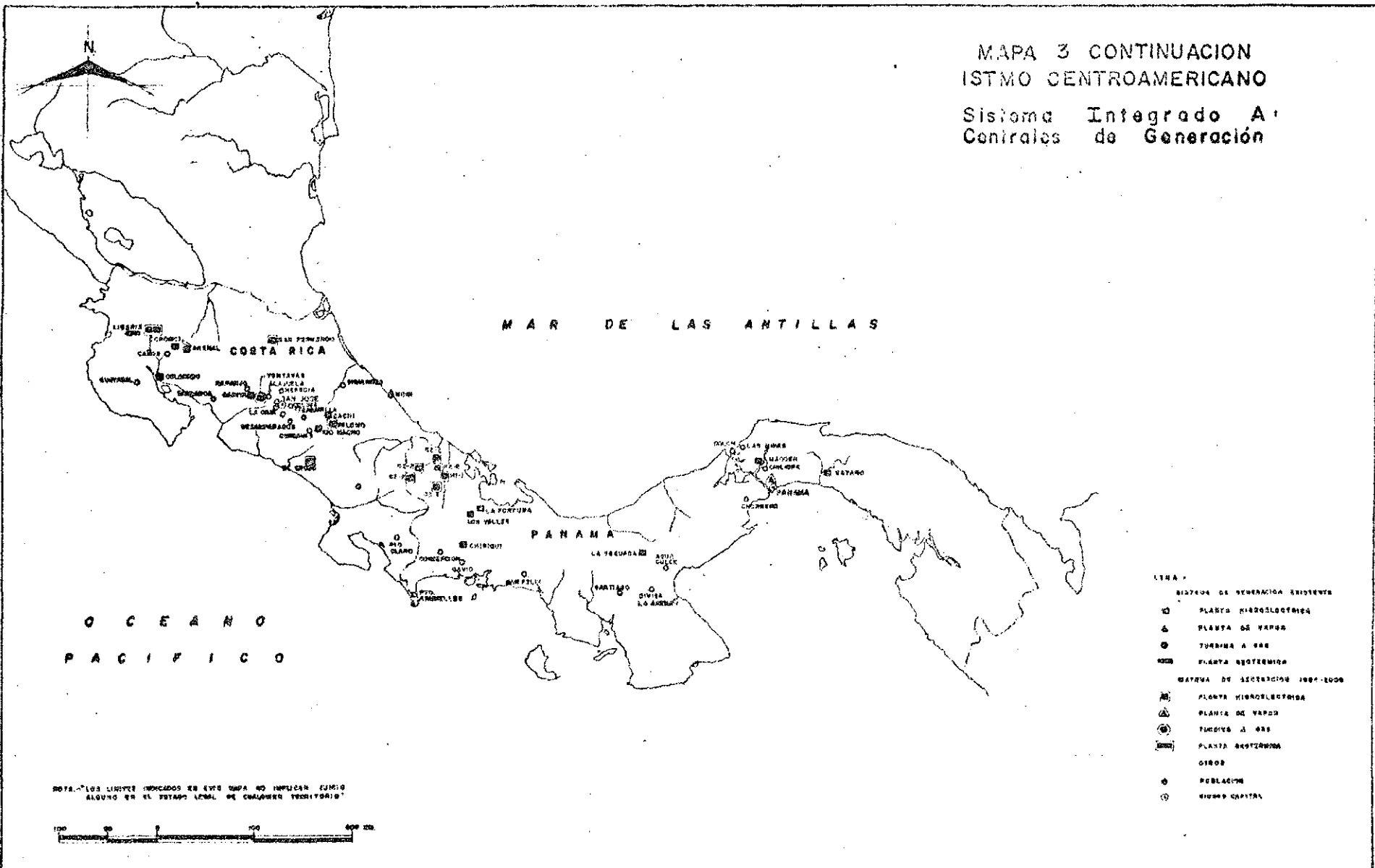


O C E A N O
P A C I F I C O

NOTA: LOS LINEAS NEGROS EN ESTE MAPA NO REPRESENTAN LOS LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA EN EL ESTADO ACTUAL DE PROYECTO TERMINADO



MAPA 3 CONTINUACION
 ISTMO CENTROAMERICANO
 Sistema Integrado A:
 Centrales de Generación



/ Los resultados

Los resultados de la aplicación del modelo MGI fueron los siguientes:

SOLUCION LIBRE

Período	Proyectos	Capacidad (MW)
1984-1986	El Arco	40
	Tzucanca	90
	Atitlán	45
	Altavista	20
	Geotérmica-Guatemala	35
	Geotérmica-El Salvador	35
	Geotérmica-Nicaragua	35
	Ampliación 5 de Noviembre	124
	Palomo	40
	Ventanas	75
	Geotérmica-Costa Rica	35
	<u>Total</u>	<u>574</u>
		Transmisiones Guatemala-El Salvador
	Nicaragua-Costa Rica	1 circuito
	Costa Rica-Panamá	1 circuito
1987-1989	Estrella Polar	60
	Chicoc	200
	Samuc	50
	Xalalá	130
	Pirris	100
	San Fernando	90
	Boruca	600
	Teribe C2-2	110
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	<u>Total</u>	<u>1 480</u>
	Transmisiones Guatemala-Honduras	1 circuito
	Salvador-Honduras	1 circuito
	Nicaragua-Costa Rica	2 circuitos
	Costa Rica-Panamá	1 circuito

/(Continúa)

Continuación

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1990-1994	San Juan	100
	El Tigre	600
	Cuyamel	700
	Brito	140
	Copalar	300
	Angostura	80
	El Brujo	50
	Changuinola D2-2	160
	Semuc (sobreequipamiento)	50
	Kalalá (sobreequipamiento)	170
	Boruca (sobreequipamiento)	200
	Teribe C2-2 (sobreequipamiento)	50
	Geotérmica-Guatemala	140
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	<u>Total</u>	<u>2 880</u>
		Transmisiones Guatemala-Honduras
	El Salvador-Honduras	1 circuito
	Honduras-Nicaragua	1 circuito
1995-1999	Polochic	120
	Ampliación 5 de Noviembre	64
	Tumarín	150
	El Palmar	50
	Cedral	150
	Purrires-Turrubares	80
	Tayutic-Pacuaré	100
	Turrubares	100
	Guayabo	180
	Teribe B2-2	40
	Culubre F1-2	100
	Culubre G3-2	190
	Boruca (sobreequipamiento)	400
	Chicoc (sobreequipamiento)	100
	San Juan (sobreequipamiento)	70
	Cuyamel (sobreequipamiento)	400
	Brito (sobreequipamiento)	60
	Angostura (sobreequipamiento)	30
	El Brujo (sobreequipamiento)	100
Changuinola D2-2 (sobreequipamiento)	80	

/(Continúa)

Conclusión

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1995-1999	Geotérmica-Guatemala	70
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	Geotérmica-Costa Rica	210
	Vapor-Guatemala	528
	Vapor-El Salvador	540
	<u>Total</u>	<u>4 082</u>
	Transmisiones Guatemala-Honduras	2 circuitos
	Honduras-Nicaragua	1 circuito
	Nicaragua-Costa Rica	1 circuito
	Costa Rica-Panamá	1/2 circuito
1984-1999	<u>Gran total</u>	<u>9 016</u>

Costo total de la solución: 4 460 millones de pesos centroamericanos

Debido a que en la solución libre hay varias plantas de Guatemala y Panamá que entran con capacidad instalada muy baja se analizó otra alternativa en la cual dichas plantas se omitieron en el primer período.

SOLUCION POSTERGANDO PLANTAS PEQUEÑAS

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1984-1986	Ventanas	110
	Ampliación 5 de Noviembre	62
	Geotérmica-Guatemala	35
	Geotérmica-Salvador	35
	Geotérmica-Nicaragua	35
	Geotérmica-Costa Rica	35
	<u>Total</u>	<u>312</u>
	Transmisiones Guatemala-El Salvador	1 circuito
	Honduras-Nicaragua	1 circuito
	Nicaragua-Costa Rica	1 circuito
	Costa Rica-Panamá	1 circuito

/(Continúa)

Continuación

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1987-1989	Xalalá	300
	Boruca	300
	Angostura	80
	Geotérmica-Guatemala	70
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	<u>Total</u>	<u>1 390</u>
	Transmisiones Nicaragua-Costa Rica	1 circuito
	Costa Rica- Panamá	2 circuitos
1990-1994	San Juan	100
	El Arco	40
	Tzucanca	45
	Alta Vista	20
	Estrella Polar	60
	Chicoc	100
	Semuc	100
	El Tigre	700
	Cuyamel	500
	Brito	160
	Copalar	300
	Palomo	40
	Pirrís	100
	San Fernando	30
	El Brujo	50
	Teribe C2-2	160
	Changuinola D2-2	180
	Geotérmica-Guatemala	70
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
<u>Total</u>	<u>2 895</u>	
	Transmisiones Guatemala-Honduras	1 circuito
	El Salvador-Honduras	1 circuito
	Honduras-Nicaragua	1 circuito
1995-1999	Polo chic	70
	Tumarín	150
	El Palmar	40
	Cedral	150
	Tayutic	80
	Purrires	80
	Turrubares	100
	Guayabo	180
	Culubre F1-2	100
Culubre G3-2	165	

/(Continúa)

Conclusión

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1995-1999	Angostura (sobreequipamiento)	80
	San Juan (sobreequipamiento)	70
	Chicoc (sobreequipamiento)	100
	Cuyamel (sobreequipamiento)	600
	San Fernando (sobreequipamiento)	60
	El Brujo (sobreequipamiento)	100
	Changuinola D2-2 (sobreequipamiento)	50
	Geotérmica-Guatemala	70
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	Geotérmica-Costa Rica	202
	Vapor Guatemala	650
	Vapor-El Salvador	495
	<u>Total</u>	<u>3 432</u>
		Transmisiones Guatemala-Honduras
	Nicaragua-Costa Rica	2 circuitos
1984-1999	<u>Gran total</u>	<u>8 029</u>
Costo total de la solución 4 603 millones de pesos centroamericanos		

Al comparar las soluciones del MGI se puede apreciar que generalmente se mantiene el orden de los proyectos hidroeléctricos. En los dos casos descritos sólo se postergaron las centrales pequeñas omitidas en el primer período, las cuales se trasladaron al tercero, con excepción de Atitlán que eliminó. Con base en los resultados del MGI se prepararon las listas alternativas para los estudios realizados con el modelo WASP.

La solución seleccionada de entre los numerosos procesos realizados con el modelo WASP se muestra en el cuadro 15 y la ubicación de las centrales en el mapa 4.

En el mismo se observa que, debido a la instalación, en el primer período, de varias plantas de pequeña capacidad y bajo costo, el programa geotérmico resulta atrasado en el lapso 1984-1992. Más adelante éste se recupera hasta alcanzar al final del período las instalaciones máximas definidas en los programas de los países aislados.

/Cuadro 15

Cuadro 15

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO B. PROGRAMA DE ADICIONES
DE GENERACION ADOPTADO

	Proyecto		País
	Nombre	Potencia (MW)	
<u>Total</u>		<u>10 165</u>	
1985	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	El Arco	91	Guatemala
	Ventanas-Garita	80	Costa Rica
1986	Geotérmica	35	Nicaragua
	Geotérmica	35	Costa Rica
	Atitlán	42	Guatemala
	Tzucanca	90	Guatemala
	Palomo	40	Costa Rica
1987	Geotérmica	2 x 35	El Salvador
1988	Geotérmica	35	Nicaragua
	Boruca (1 y 2)	500	Costa Rica
1989	Geotérmica	35	Costa Rica
	Xalalá	350	Guatemala
	Senuc	112	Guatemala
	Chicoc	206	Guatemala
1990	Geotérmica	35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Geotérmica	55	Costa Rica
	Boruca (3)	310	Costa Rica
1991	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Altavista	35	Guatemala
	Teribe C2-2	160	Panamá
1992	Geotérmica	2 x 35	El Salvador
	Estrella Polar	116	Guatemala
	El Tigre (1)	340	El Salvador
1993	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	El Tigre (2)	200	El Salvador
	Copalar (1)	300	Nicaragua

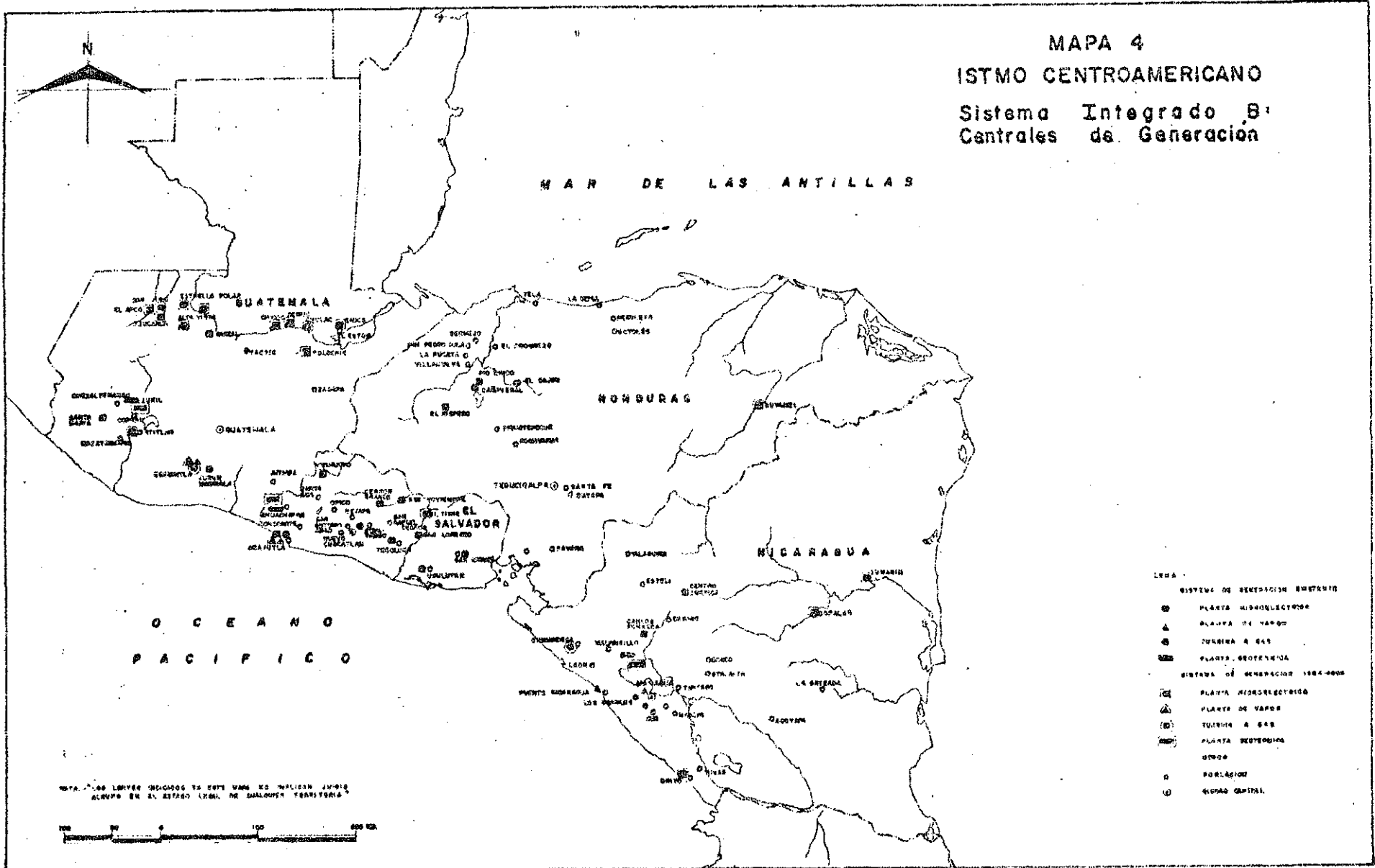
/(continúa)

Cuadro 15 (Continuación)

	Proyecto		País
	Nombre	Potencia (MW)	
1994	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Vapor	200	El Salvador
	Brito	188	Nicaragua
	San Fernando	90	Costa Rica
1995	Cuyamel (1, 2 y 3)	525	Honduras
	Changuinola D2-2	200	Panamá
	Pirriís	130	Costa Rica
1996	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	2 x 35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Vapor	2 x 200	Guatemala
	Copalar	300	Nicaragua
	El Brujo	200	Costa Rica
1997	Vapor	200	El Salvador
	San Juan	167	Guatemala
	Angostura	146	Costa Rica
	Culubre G3-2	195	Panamá
1998	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Vapor	200	Guatemala
	Vapor	200	Panamá
	Tumarín	294	Nicaragua
	Turrubarés	120	Costa Rica
1999	Vapor	200	Guatemala
	Vapor	200	El Salvador
	Ampliación 5 de Noviembre	124	El Salvador
	Polochic	128	Guatemala
	Culubre F1-2	120	Panamá
	Palmar	120	Costa Rica
	Cedral	150	Costa Rica
	Guayabo	180	Costa Rica
2000	Geotérmica	35	Costa Rica
	Vapor	200	El Salvador
	Purrirés-Turrubarés	120	Costa Rica
	Tayutic-Pacuaria	164	Costa Rica
	Chulac	440	Guatemala
	Teribe B2-2	292	Panamá

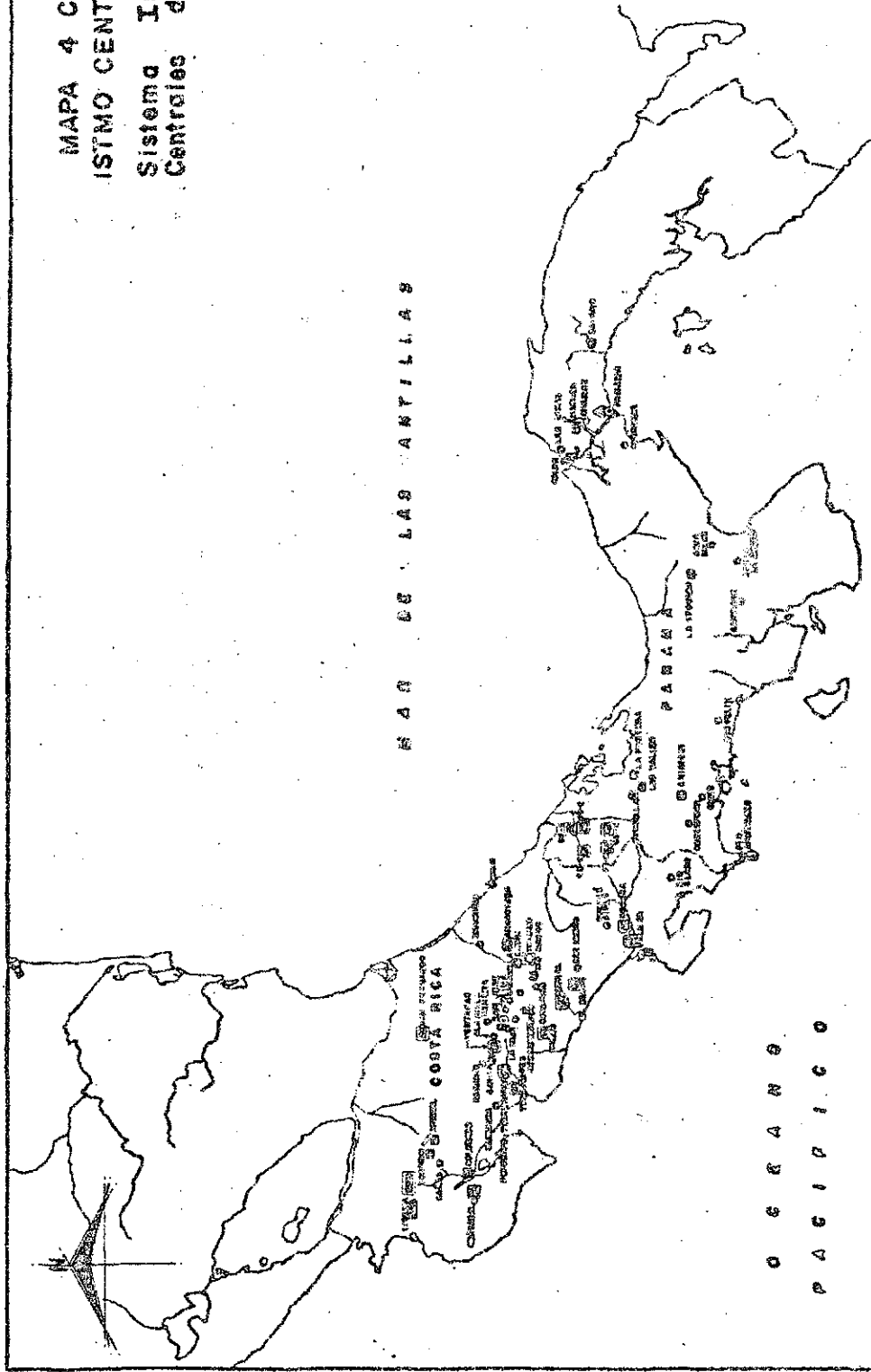
Costo total del programa: 2 916 millones de pesos centroamericanos actualizados a 1984

MAPA 4
 ISTMO CENTROAMERICANO
 Sistema Integrado B:
 Centrales de Generación



Mapa 4 (continuación)

MAPA 4 CONTINUACION ISTMO CENTROAMERICANO Sistema Integrado B. Centrales de Generación



- LEYENDA:
- SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELECTRICOS
 - PLANTA HIDROELECTRICA
 - △ PLANTA DE CARBON
 - ◇ RESERVA A GASE
 - PLANTA GEOTERMICA
 - SISTEMA DE GENERACION HIBRIDA
 - △ PLANTA NUCLEAR
 - ◇ PLANTA DE CARBON
 - TURBINA A GASE
 - PLANTA GEOTERMICA
 - CIUDAD
 - POBLACION
 - CORONA GUATEMALA

NOTA: LAS LINEAS DE TRANSMISION EN ESTE MAPA SON DE CARACTER GENERALIZADO Y NO DEBE SER CONSIDERADO COMO UN PLAN DE OBRAS DE CONSTRUCCION.



3. Alternativa de integración parcial (integrado C)

Como puede observarse de la solución del caso anterior (integración total) las instalaciones de potencia no resultan balanceadas geográficamente.

Se había previsto en tal circunstancia estudiar una alternativa de dependencia limitada en la cual se establece que tanto la potencia como la energía deben producirse, por lo menos en un 80%, en el propio país durante el período en estudio.

De la aplicación del modelo MGI pudo notarse que esta restricción obliga a instalaciones termoeléctricas de importancia en los países con escasos proyectos hidroeléctricos competitivos, motivo por el cual se estudió con el modelo WASP una alternativa en la cual se adoptaron los siguientes criterios:

a) Se aceptaron como válidos los programas definidos por los países en el mediano plazo;

b) Se respetó el orden de prioridad de los proyectos hidroeléctricos dentro de cada país; pero se alternaron los proyectos de forma que el programa tendiera hacia una mejor distribución geográfica de las instalaciones en el tiempo.

c) Se limitaron las instalaciones térmicas (de 200 MW) a lo necesario para asegurar los criterios de seguridad de servicio adoptados.

d) Se adoptaron los programas geotérmicos del caso de integración total.

El programa de obras de generación se muestra en el cuadro 16 y la ubicación de las centrales en el mapa 5.

Debe destacarse que ésta es una de las numerosas soluciones intermedias definibles entre los casos extremos A y B. Su interés radica especialmente en el hecho de que representa dentro de lo posible los programas nacionales.

/Cuadro 16

Cuadro 16

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO C. PROGRAMA DE ADICIONES
DE GENERACION ADOPTADO

	Proyecto		País
	Nombre	Potencia (MW)	
<u>Total</u>		<u>10 071</u>	
1985	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	El Arco	91	Guatemala
	Ventanas-Garita	80	Costa Rica
1986	Geotérmica	35	Nicaragua
	Geotérmica	35	Costa Rica
	Chulac	440	Guatemala
	Palomo	40	Costa Rica
1987	Geotérmica	2 x 35	El Salvador
1988	Geotérmica	35	Nicaragua
	Boruca (1, 2 y 3)	810	Costa Rica
1989	Geotérmica	35	Costa Rica
	Changuinola D2-2	200	Panamá
1990	Geotérmica	35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Geotérmica	35	Costa Rica
	Ampliación 5 de Noviembre	124	El Salvador
	Atitlán	42	Guatemala
1991	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Xalalá	350	Guatemala
1992	Geotérmica	2 x 35	El Salvador
	Brito	188	Nicaragua
	Angostura	146	Costa Rica
	Teribe C2-2	160	Panamá
	Tzucanca	90	Guatemala
	Teribe B2-2	292	Panamá
1993	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
1994	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	El Tigre (1 y 2)	540	El Salvador
	Semuc	112	Guatemala

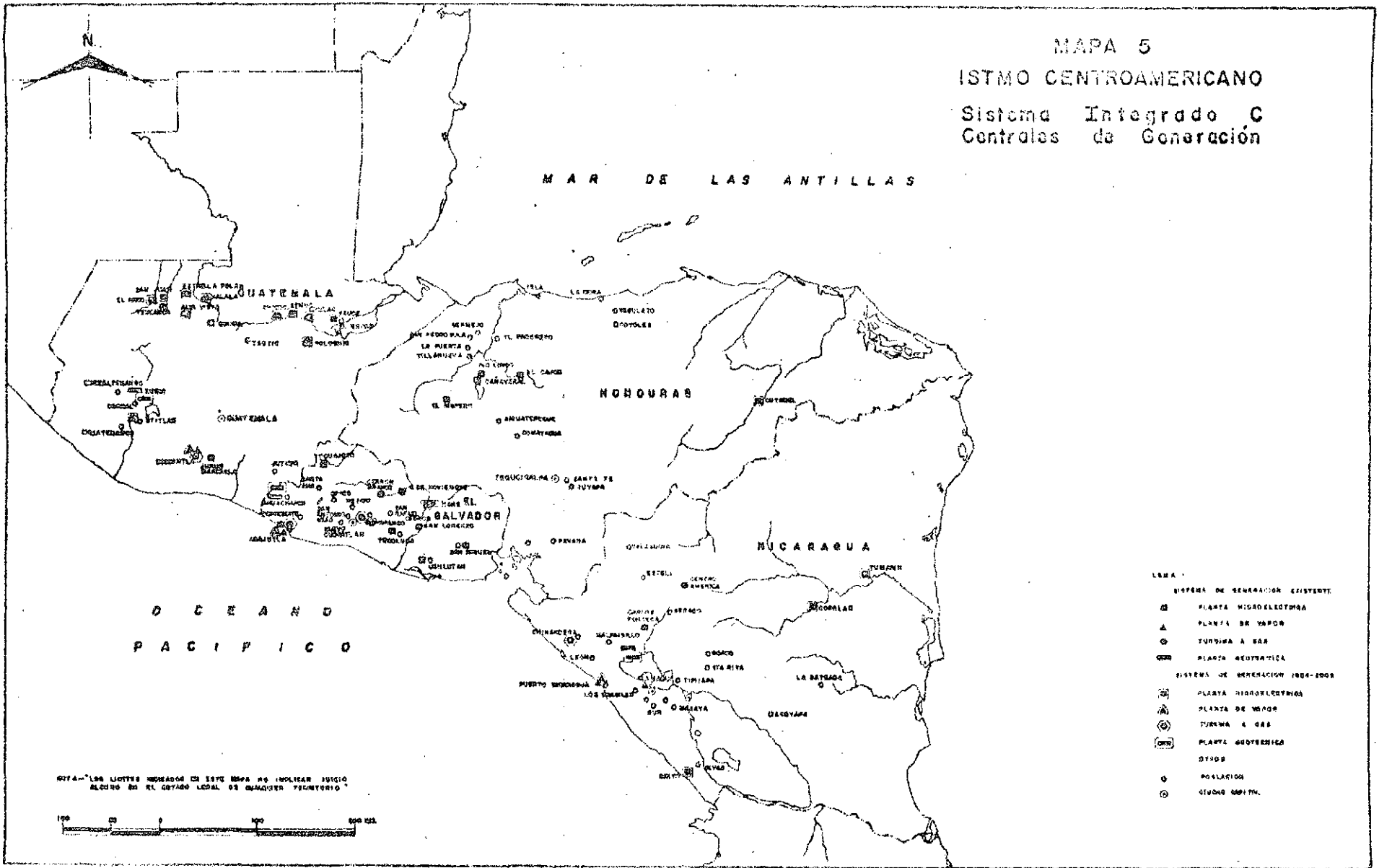
/(Continúa)

Cuadro 16 (Conclusión)

	Proyecto		País
	Nombre	Potencia (MW)	
1995	Vapor	200	El Salvador
	Cuyamel (1 y 2)	300	Honduras
1996	Geotérmica	35	Guatemala
	Geotérmica	2 x 35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	San Fernando	90	Costa Rica
	Copalar (1 y 2)	600	Nicaragua
	Chicoc	206	Guatemala
1997	Vapor	200	El Salvador
	Vapor	200	Nicaragua
	Cuyamel (3)	225	Honduras
	San Juan	167	Guatemala
	Pirris	130	Costa Rica
1998	Geotérmica	35	El Salvador
	Geotérmica	35	Nicaragua
	Vapor	200	Guatemala
	Vapor	200	El Salvador
	Tumarín	294	Nicaragua
	El Brujo	200	Costa Rica
	Estrella Polar	116	Guatemala
1999	Vapor	200	Guatemala
	Vapor	200	El Salvador
	Palmar	120	Costa Rica
	Culubre G3-2	195	Panamá
	Polo chic	120	Guatemala
	Altavista	55	Guatemala
	Cedral	150	Costa Rica
	Guayabo	180	Costa Rica
2000	Geotérmica	35	Costa Rica
	Vapor	200	Guatemala
	Purrirés-Turrubarés	120	Costa Rica
	Culubre F1-2	128	Panamá
	Turrubarés	120	Costa Rica
	Changuinola H1-1	270	Panamá

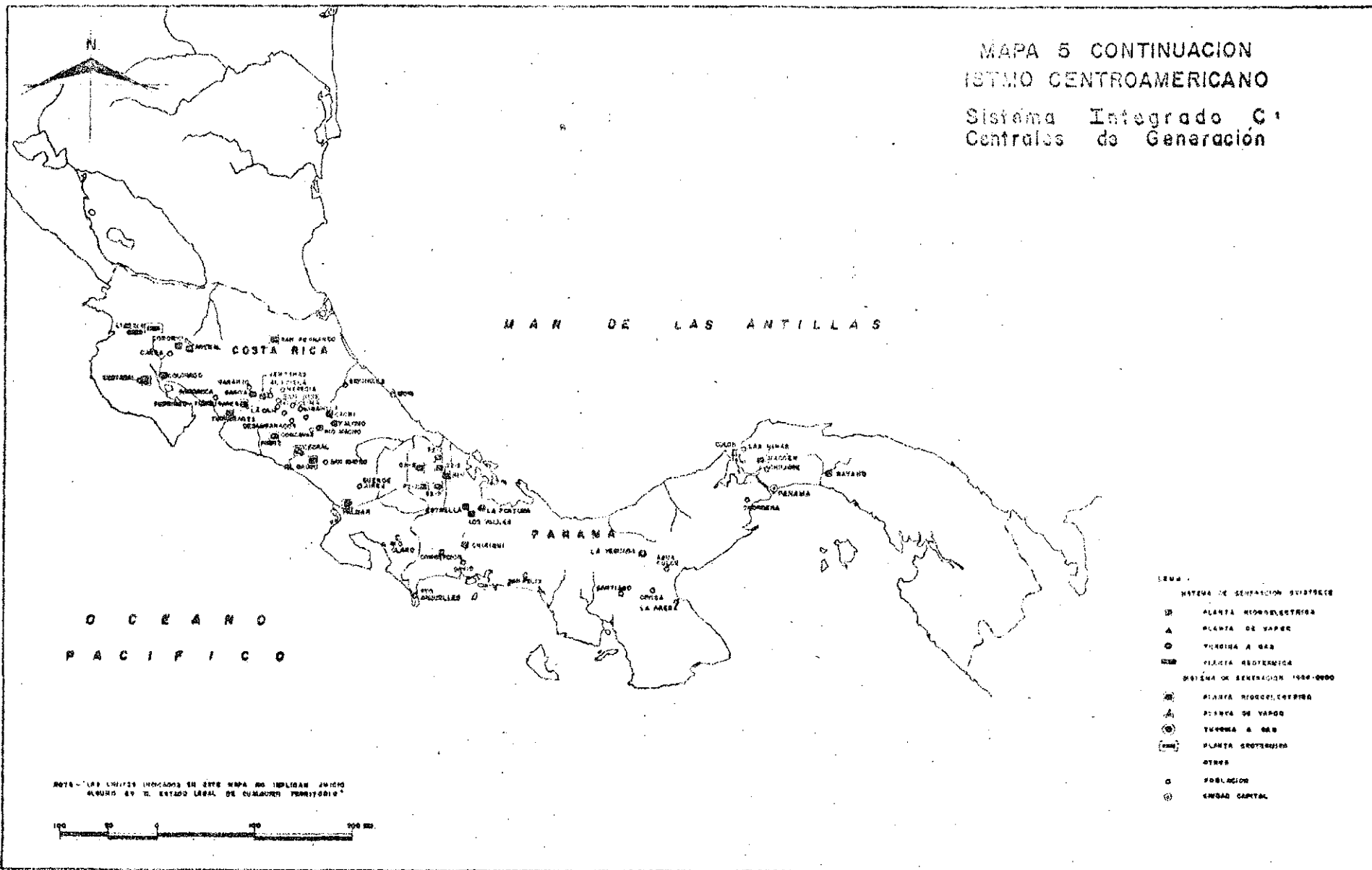
Costo total del programa: 3 221 millones de pesos centroamericanos actualizados a 1984

MAPA 5
 ISTMO CENTROAMERICANO
 Sistema Integrado de
 Centrales de Generación



MAPA 5 CONTINUACION
 ISTMO CENTROAMERICANO

Sistema Integrado C¹
 Centrales de Generación



UNIVERSIDAD DE GUATEMALA

132

4. Comparación de resultados

Se presentan a continuación los resultados de los estudios realizados con los modelos MGI y WASP, respectivamente.

En el cuadro 17 puede observarse que en el caso de los países aislados el modelo MGI recomienda la instalación de unos 9 270 MW en el período 1984-1999, mientras que la demanda crece sólo en 7 700 MW. Ello se debe a que la proporción hidroeléctrica es grande y las instalaciones de generación quedan definidas principalmente por las condiciones de producción en época seca. En cambio, en el caso de integración total, la potencia por instalar baja a 9 010 MW, lo que se explica por la diversidad de las demandas y un mejor aprovechamiento de las reservas merced a la existencia de interconexiones. La diferencia de potencia térmica por instalar entre abastecimiento independiente e integración es de unos 1 600 MW, lo que se debe al aprovechamiento de los excedentes de energía hidráulica.

En los resultados del modelo WASP (cuadro 18) se puede observar que las potencias instaladas son más altas que las soluciones del modelo MGI. Ello se debe a que, en general, los proyectos a hilo de agua son tomados por el MGI con potencias relativamente bajas, aunque en algunos casos se sobreequipan en períodos posteriores.^{4/} En la operación del modelo WASP, dichos proyectos se elevaron hasta igualar la capacidad instalada más baja de entre las alternativas estudiadas. Se observa una diferencia de 10% de la capacidad instalada entre el caso de integración total y la de los países, que corresponde aproximadamente a la diversidad encontrada para

^{4/} Además de que los períodos difieren en un año, 1984-1999, para el MGI y 1984-2000 para el WASP.

las demandas. La reducción de la potencia termoeléctrica, obedece a razones similares a las mencionadas para el caso del MGI. En la integración total se instalan unos 2 000 MW menos que en el caso de los países aislados.

En el cuadro 18 se muestra el total de las adiciones en potencia (MW) resultantes para las soluciones aisladas y las alternativas de interconexión consideradas.

En los cuadros 19 y 20 se presenta el monto de las inversiones requeridas por los programas en obras de generación, tanto para el caso de países aislados (solución libre y restringida) como para las diferentes alternativas de interconexión. Las inversiones en el período de 17 años oscilan entre 9 200 y 10 000 millones de pesos centroamericanos correspondiendo los valores menores a la solución aislada libre y a las alternativas de interconexión B y C, y los más altos a la solución aislada restringida y a la alternativa A de interconexión, que por definición son iguales. Para obtener cifras comparables se muestran al final de los cuadros antes mencionados los valores actualizados a 1984. Los resultados indican, para la solución aislada restringida y el integrado A, una inversión de 2 778 millones de pesos centroamericanos, mientras que para el integrado C se disminuye la inversión actualizada a 2 332. Por otra parte, en la solución aislada libre es de 2 544 mientras que en el integrado B se reduce a 1 832 millones de pesos centroamericanos. Para este último caso, destaca la considerable diferencia de más de 700 millones entre la solución aislada y la integrada, monto que equivale a un 30% de la inversión total y que constituye buena parte de los beneficios que se derivan de una integración total como la que se contempla en la alternativa B.

Cuadro 17

ISTMO CENTROAMERICANO: ADICIONES DE POTENCIA DE LOS PROGRAMAS
SELECCIONADOS POR EL MODELO MGI

(M)

	Total	Hidráulica	Geotérmica	Térmica
<u>Desarrollo de los países aislados</u>	<u>9 267^{a/}</u>	<u>5 583^{a/}</u>	<u>760^{a/}</u>	<u>2 597^{a/}</u>
Guatemala	2 357	1 175	245	937
El Salvador ^{b/}	1 267	782	245	840
El Salvador ^{a/}	1 741	334	245	1 162
Honduras	905	676	-	229
Nicaragua	1 656	1 050	235	371
Costa Rica	1 275	1 240	35	-
Panamá	1 333	1 113	-	220
<u>Integración total 1 c/</u>	<u>9 016</u>	<u>6 976</u>	<u>980</u>	<u>1 060</u>
<u>Integración total 2 d/</u>	<u>8 029</u>	<u>5 912</u>	<u>972</u>	<u>1 145</u>

a/ Opción excluyendo el proyecto El Tigre.

b/ Opción incluyendo el proyecto El Tigre.

c/ Solución libre.

d/ Sin incluir proyectos pequeños en el primer período.

Cuadro 13

ISTMO CENTROAMERICANO: ADICIONES DE POTENCIA DE LOS PROGRAMAS
SELECCIONADOS POR EL MODELO WASP

(MN)

	Total	Hidráulica	Geotérmica	Térmica
<u>Soluciones aisladas</u>				
<u>Restringida^{a/}</u>	<u>11 141</u>	<u>6 976</u>	<u>1 015</u>	<u>3 150</u>
Guatemala	2 934	1 739	245	350
El Salvador	1 836	351	385	1 150
Honduras	994	894	-	100
Nicaragua	2 055	1 260	245	550
Costa Rica	1 706	1 366	140	200
Panamá	1 616	1 316	-	300
<u>Libre</u>	<u>10 788</u>	<u>6 843</u>	<u>945</u>	<u>3 000</u>
Guatemala	2 734	1 739	245	700
El Salvador	1 935	540	245	1 200
Honduras	994	894	-	100
Nicaragua	2 055	1 260	245	550
Costa Rica	1 416	1 206	210	-
Panamá	1 604	1 154	-	450
<u>Integrado A</u>	<u>11 141</u>	<u>6 976</u>	<u>1 015</u>	<u>3 150</u>
<u>Integrado B</u>	<u>10 165</u>	<u>7 305</u>	<u>980</u>	<u>1 800</u>
<u>Integrado C</u>	<u>10 071</u>	<u>7 491</u>	<u>980</u>	<u>1 600</u>

a/ Toma en cuenta los criterios adoptados por las empresas nacionales de electrificación.

Cuadro 19

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION DE LA SOLUCION AISLADA RESTRINGIDA
Y LAS ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION A Y C

(Millones de pesos centroamericanos)

	Desarrollo aislado solución restringida							Alternativa A	Alternativa C	
	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá			
Total	10 027.93	2 445.32	1 392.20	946.58	1 781.43	1 529.26	1 933.14	10 027.93	9 451.65	
1984	102.56		81.12		21.44			102.56		
1985	163.07	40.56	10.72		40.56	71.23		163.07	222.18	
1986	777.32	650.56	40.56		45.64	40.56		777.32	764.09	
1987	662.43		97.02		348.85	160.97	55.59	662.43	81.12	
1988	404.44		40.56				363.88	404.44	866.99	
1989	810.58	266.80	96.15		40.56	40.56	366.51	810.58	404.44	
1990	343.05		267.57		34.92	40.56		343.05	270.69	
1991	1 610.83	168.83		371.10	353.05	717.85		1 610.83	347.92	
1992	121.68	40.56	81.12					121.68	749.95	
1993	194.92	139.33	55.59					194.92	488.20	
1994	793.85	135.33	51.28	25.50	40.56	48.47	492.71	793.85	534.97	
1995	489.44	130.90	94.77		122.70		141.07	489.44	491.37	
1996	782.69	191.57	191.43	38.25	361.44			782.69	802.57	
1997	487.89	94.77	94.77	55.59		60.11	182.65	487.89	440.94	
1998	462.68	248.45			40.56	32.32	141.35	462.68	803.87	
1999	866.65	191.61	94.77	258.42	132.47	94.77	94.61	866.65	1 088.90	
2000	953.85	146.05	94.77	197.72	198.68	221.86	94.77	953.85	1 093.45	
				<u>Inversión total actualizada a 1984</u>						
	2 778.48	762.41	421.23	140.80	500.73	450.65	502.66	2 778.48	2 231.87	

Cuadro 20

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION DE LA SOLUCION AISLADA LIBRE
Y LA ALTERNATIVA DE INTERCONEXION B

(Millones de pesos centroamericanos)

	Desarrollo aislado, solución libre							Alternativa B
	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	
Total	9 276.13	2 367.68	1 181.26	946.58	1 781.43	1 396.46	1 602.72	9 247.89
1984	42.88		21.44		21.44			
1985	286.12	110.39	40.56		40.56		94.61	221.18
1986	255.05	62.70	34.92		45.64	111.79		234.64
1987	574.28	40.56	40.56		348.85	32.32	111.99	81.12
1988	669.28	249.41	55.59			40.56	323.72	806.88
1989	334.83	191.57	40.56		40.56	62.14		519.15
1990	415.48		340.00		34.92	40.56		181.80
1991	1 558.89	269.33	40.56	371.10	353.05	160.97	363.88	273.77
1992	307.36	266.80				40.56		518.78
1993	1 489.43	691.21	51.28			746.94		434.18
1994	121.65		55.59	25.50	40.56			590.56
1995	624.94	40.56	94.77		122.70		366.91	860.88
1996	629.79	94.77	40.56	38.25	361.44		94.77	589.97
1997	399.27	107.56	94.77	55.59			141.35	589.40
1998	268.11	137.33			40.56	79.50	10.72	721.43
1999	631.71	10.72	135.33	258.42	132.47		94.77	1 082.32
2000	667.06	94.77	94.77	197.72	198.68	81.12		1 540.83
	<u>Inversión total actualizada a 1984</u>							
	2 543.74	692.91	340.47	140.80	500.73	383.85	484.98	1 831.80

VI. ESTUDIOS DE OPERACION DE LOS SISTEMAS Y DE TRANSFERENCIAS INTERNACIONALES DE ENERGIA

Tal como se indicó en el capítulo dedicado a la explicación de la metodología utilizada en el estudio de interconexión, tanto la estimación de las transferencias de energía entre los países como la definición de los sistemas de transmisión requieren la simulación detallada de los sistemas dentro de todo el período en estudio. Además de ello, la estimación de los beneficios individuales correspondientes a los países participantes requiere un cálculo detallado de los costos de operación, cuyas diferencias en el caso de integración A constituyen la totalidad de los beneficios de la interconexión y en otros casos parte importante de ellos.

La simulación detallada de la operación de los sistemas se realizó mediante la utilización del módulo MERCIM del modelo WASP-3, obteniéndose resultados globales para el sistema que incluyen la generación de cada planta hidroeléctrica compuesta y de cada planta termoeléctrica, así como los costos de operación del sistema.

Dicho módulo considera una curva de carga integral del sistema y realiza su llenado mediante la colocación, en primer término, de las dos plantas hidroeléctricas compuestas que se han seleccionado anteriormente y luego, el resto de las plantas geotérmicas y termoeléctricas, mediante un orden de colocación definido con base en sus costos de operación.

Para analizar cualquiera de los sistemas nacionales en el contexto integrado se requiere estimar, por una parte, los costos de operación y, por la otra, la generación de cada planta en particular a fin de realizar los balances por países. Esta función la realiza el modelo denominado TRANSF que fue preparado especialmente para este estudio y que se describe con mayor detalle en el anexo IV.

Los objetivos del modelo TRANSF aplicado a los sistemas integrados son definir para cada uno de los años en estudio y para cada período y condición hidrológica, las siguientes variables:

a) La generación colocada en la curva de carga por:

i) Cada planta hidroeléctrica con base en su generación potencial corregida por los derrames estimados a nivel de planta de la información más global calculada por el modelo WASP;

ii) Cada

- ii) Cada una de las plantas termoeléctricas incluyendo las geotérmicas;
 - b) El balance de la energía que entra y sale de cada nodo o país;
 - c) Las transferencias de energía por cada uno de los interconectores supuestos;
 - d) Los costos de operación de cada uno de los sistemas nacionales cuando están operando dentro del sistema integrado.

Con base en el desglose de la generación correspondiente a las centrales termoeléctricas --vapor, diesel y gas-- se estimaron las cantidades de combustibles derivados de petróleo que se necesitarían tanto en la solución aislada como en las alternativas de interconexión. Los resultados obtenidos indican que para el integrado A, en comparación con la solución aislada, se ahorrarían unos 50 millones de barriles en el período 1984-2000, correspondiendo un 40% de éstos a los primeros seis años. Cabe destacar la importancia del mencionado ahorro en combustibles que supera en más de la mitad la solución aislada por una parte, y que representa un 5% del consumo total de hidrocarburos que podrían consumir los países del Istmo en ese mismo período.

1. Costos de operación

Los costos de operación se definieron para los países aislados y las alternativas de integración (A, B y C) a nivel trimestral, para las tres condiciones hidrológicas consideradas.

a) Países aislados

Como se indica anteriormente, en el caso de países aislados la simulación de la operación se realizó mediante el módulo MERSIM del modelo WASP, el cual permite obtener suficiente detalle en la estimación de los costos de operación.

Las informaciones antes mencionadas se procesaron mediante un programa destinado a calcular los valores esperados a partir de las simulaciones detalladas --cuatro períodos y tres condiciones por año--, tanto en lo que respecta a las cifras de energía como a los costos mismos de operación. Los resultados obtenidos se muestran en los cuadros 21 a 26.

Cuadro 21

GUATEMALA: COSTOS ANUALES DE OPERACION DEL SISTEMA AISLADO

(Millones de pesos centroamericanos)^{a/}

	<u>Total Solución</u>		<u>Costo operación centrales hidráulicas Solución</u>		<u>Costo operación y mantenimiento centrales térmicas y geotérmicas b/ Solución</u>	
	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>
<u>Total</u>	<u>248.94</u>	<u>233.40</u>	<u>38.16</u>	<u>38.48</u>	<u>210.86</u>	<u>194.92</u>
1984	25.88	25.88	2.15	2.15	23.73	23.73
1985	26.40	16.36	1.95	2.25	24.45	14.11
1986	6.79	15.61	3.11	2.14	3.68	13.47
1987	12.63	20.78	2.77	1.91	9.86	18.87
1988	20.20	9.57	2.48	2.59	17.72	6.98
1989	9.82	9.17	3.00	2.31	6.82	6.86
1990	14.00	11.56	2.63	2.06	11.32	9.50
1991	9.21	9.69	2.54	2.26	6.67	7.43
1992	13.17	10.36	2.26	2.85	10.91	7.51
1993	11.03	6.79	2.32	3.17	8.71	3.62
1994	12.03	8.85	2.07	2.83	9.96	6.02
1995	11.09	10.50	2.08	2.53	9.01	7.97
1996	11.88	11.49	2.02	2.26	9.86	9.23
1997	14.70	12.97	1.81	2.11	12.89	10.86
1998	14.68	13.70	1.75	1.88	12.93	11.82
1999	16.33	18.13	1.65	1.68	14.68	16.45
2000	19.10	21.93	1.47	1.50	17.63	20.43

^{a/} Precios actualizados a principios de 1984.

^{b/} Incluye costo de combustible incrementado en 3.53% anual.

Cuadro 22

EL SALVADOR: COSTOS ANUALES DE OPERACION DEL SISTEMA AISLADO

(Millones de pesos centroamericanos)^{a/}

	<u>Total Solución</u>		<u>Costo operación centrales hidráulicas Solución</u>		<u>Costo operación y mantenimiento centrales térmicas y geotérmicas b/ Solución</u>	
	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>
Total	334.48	388.55	20.56	19.39	313.92	369.16
1984	8.78	18.71	1.72	1.63	7.06	17.08
1985	11.54	17.38	1.54	1.45	10.01	15.93
1986	11.82	20.57	1.37	1.29	10.45	19.28
1987	15.97	19.54	1.22	1.15	14.75	18.39
1988	16.65	22.66	1.09	1.03	15.56	21.63
1989	14.33	23.18	0.97	0.92	13.36	22.26
1990	12.86	13.37	1.59	1.51	11.27	11.86
1991	16.67	14.20	1.42	1.35	15.25	12.85
1992	15.49	17.41	1.61	1.52	13.88	15.89
1993	18.93	18.81	1.44	1.35	17.49	17.46
1994	21.95	21.47	1.29	1.21	20.66	20.26
1995	23.55	23.50	1.15	1.08	22.40	22.42
1996	21.77	25.88	1.02	0.96	20.75	22.92
1997	24.73	27.72	0.91	0.86	23.82	26.86
1998	29.56	33.02	0.82	0.77	28.74	32.25
1999	33.20	33.74	0.73	0.68	32.47	33.06
2000	36.36	37.33	0.65	0.61	36.01	36.72

^{a/} Precios actualizados a principios de 1984.

^{b/} Incluye costo de combustible incrementado en 3.53% anual.

Cuadro 23

HONDURAS: COSTOS ANUALES DE OPERACION DEL SISTEMA AISLADO.

(Millones de pesos centroamericanos)^{a/}

	Total ^{b/}	Costos operación centrales hidráulicas ^{b/}	Costo operación y mantenimiento cen- trales térmicas y geotérmicas ^{b/} ^{c/}
<u>Total</u>	<u>69.30</u>	<u>20.66</u>	<u>61.23</u>
1984	19.12	1.68	18.60
1985	1.69	1.92	1.24
1986	1.76	1.71	1.36
1987	1.96	1.53	1.61
1988	3.13	1.36	2.82
1989	5.20	1.22	4.92
1990	7.60	1.09	7.35
1991	1.24	1.24	0.74
1992	1.29	1.11	0.84
1993	1.71	0.99	1.31
1994	1.32	1.07	0.96
1995	1.93	0.96	1.43
1996	2.98	1.08	2.31
1997	4.10	0.97	3.51
1998	5.55	0.86	5.02
1999	4.20	0.92	3.66
2000	4.40	0.93	3.55

a/ Precios actualizados a principios de 1984.

b/ Sólo se usa solución libre.

c/ Incluye costo de combustible incrementado en 3.53% anual.

Cuadro 24

NICARAGUA: COSTOS ANUALES DE OPERACION DEL SISTEMA AISLADO

(Millones de pesos centroamericanos)^{a/}

	Total ^{b/}	Costos operación centrales hidráulicas ^{b/}	Costo operación y mantenimiento cen- trales térmicas y geotérmicas ^{b/} ^{c/}
<u>Total</u>	<u>271.76</u>	<u>13.42</u>	<u>258.34</u>
1984	35.68	0.39	35.28
1985	32.28	0.35	31.93
1986	36.02	0.32	35.71
1987	8.15	0.81	7.34
1988	13.52	0.73	12.80
1989	14.14	0.65	13.49
1990	19.19	0.58	18.61
1991	4.57	1.06	3.52
1992	5.24	0.94	4.30
1993	9.01	0.84	8.17
1994	10.89	0.75	10.14
1995	15.69	1.01	14.68
1996	7.40	1.20	6.19
1997	11.25	1.07	10.18
1998	14.43	0.96	13.47
1999	16.39	0.86	15.54
2000	17.88	0.88	17.00

a/ Precios actualizados a principios de 1984.

b/ Sólo se usa solución libre.

c/ Incluye costo de combustible escalado al 3.53% anual.

Cuadro 25

COSTA RICA: COSTOS ANUALES DE OPERACION DEL SISTEMA AISLADO

(Millones de pesos centroamericanos)^{a/}

	<u>Total Solución</u>		<u>Costos operación centrales hidráulicas Solución</u>		<u>Costo operación y mantenimiento centrales térmicas y geotérmicas b/ Solución</u>	
	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>
<u>Total</u>	<u>54.17</u>	<u>91.08</u>	<u>30.48</u>	<u>30.06</u>	<u>23.69</u>	<u>61.02</u>
1984	5.63	9.50	2.45	2.45	3.18	7.05
1985	5.22	21.94	2.47	2.19	2.25	19.25
1986	5.14	5.52	2.21	2.21	2.93	3.31
1987	3.73	6.42	2.38	2.08	1.35	4.34
1988	4.11	6.59	2.13	1.85	1.98	4.74
1989	4.16	6.39	1.90	1.95	2.26	5.04
1990	4.24	7.15	1.70	1.74	2.54	5.41
1991	3.01	4.23	1.96	1.82	1.05	2.41
1992	2.62	4.71	1.25	1.62	0.87	3.09
1993	2.35	3.02	1.56	2.02	0.79	1.00
1994	2.41	2.70	1.22	1.80	0.69	0.90
1995	2.15	2.41	1.53	1.61	0.62	0.80
1996	1.92	2.14	1.37	1.43	0.55	0.71
1997	1.99	1.99	1.56	1.27	0.49	0.72
1998	1.78	2.04	1.34	1.48	0.44	0.56
1999	1.78	1.82	1.20	1.32	0.58	0.50
2000	1.90	1.85	1.28	1.18	0.62	0.67

a/ Cifras actualizadas a principios de 1984.

b/ Incluye costo de combustible escalado al 3.53% anual.

Cuadro 26

PANAMA: COSTOS ANUALES DE OPERACION DEL SISTEMA AISLADO

(Millones de pesos centroamericanos)^{a/}

	<u>Total</u>		<u>Costos operación</u>		<u>Costo operación y</u>	
	<u>Solución</u>		<u>centrales hidráulicas</u>		<u>mantenimiento cen-</u>	
	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>	<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>	<u>trales térmicas y</u>	
					<u>geotérmicas b/</u>	
					<u>Solución</u>	
					<u>Restringida</u>	<u>Libre</u>
<u>Total</u>	<u>320.08</u>	<u>262.07</u>	<u>31.52</u>	<u>38.80</u>	<u>288.56</u>	<u>223.27</u>
1984	22.79	24.49	2.45	2.09	20.34	22.40
1985	27.74	18.40	2.18	2.15	25.56	16.25
1986	31.18	21.75	1.95	1.92	29.23	19.83
1987	52.65	31.54	1.74	2.00	50.91	29.54
1988	28.85	12.26	2.06	2.68	26.79	9.58
1989	9.96	16.15	2.50	2.39	7.46	13.76
1990	13.69	20.53	2.23	2.13	11.46	18.40
1991	17.62	6.26	1.99	3.34	15.63	2.92
1992	21.83	9.41	1.78	2.98	20.05	6.43
1993	27.12	13.00	1.59	2.66	25.53	10.34
1994	11.13	18.09	1.76	2.75	9.37	15.34
1995	8.21	9.71	1.75	2.45	6.46	7.26
1996	11.29	10.02	1.57	2.19	9.72	7.83
1997	9.11	9.02	1.77	2.07	7.34	6.95
1998	7.98	11.50	1.51	1.95	6.47	9.65
1999	8.96	13.50	1.41	1.65	7.55	11.85
2000	9.93	16.38	1.26	1.47	8.67	14.91

a/ Cifras actualizadas a principios de 1984.

b/ Incluye costo de combustible incrementado en 3.53% anual.

Cuadro 27

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. COSTOS ANUALES DE OPERACION POR PAISES

(Miles de pesos centroamericanos)^{a/}

Total	Costo de operación de plantas												
	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		
	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	
Total	757 610	38 110	108 710	20 540	171 810	20 640	113 581	13 400	111 745	30 450	42 832	31 500	54 292
1984	59 107	2 150	5 225	1 720	8 816	1 680	14 823	390	11 828	2 450	4 570	2 450	3 005
1985	61 396	1 950	6 950	1 540	9 048	1 920	13 567	350	13 620	2 470	4 655	2 180	3 146
1986	51 988	3 110	4 579	1 370	7 432	1 710	11 705	320	11 506	2 210	3 730	1 950	2 396
1987	48 544	2 770	3 683	1 220	7 080	1 530	10 136	810	7 573	2 380	3 079	1 740	6 542
1988	51 091	2 480	4 518	1 090	7 210	1 360	10 480	730	8 469	2 130	3 857	2 060	6 707
1989	37 293	3 000	1 632	970	8 404	1 220	5 474	650	4 740	1 900	2 458	2 500	4 345
1990	47 294	2 680	2 731	1 590	10 728	1 090	7 261	580	7 716	1 700	3 574	2 230	5 414
1991	23 682	2 540	1 600	1 420	3 598	1 240	2 082	1 060	3 191	1 960	1 341	1 990	1 660
1992	28 919	2 260	1 768	1 610	6 291	1 110	3 763	940	3 290	1 750	1 370	1 780	2 987
1993	37 695	2 320	1 754	1 440	10 658	990	5 707	840	5 021	1 560	1 965	1 590	3 850
1994	26 827	2 070	4 687	1 290	4 830	1 070	3 247	750	2 574	1 720	1 388	1 760	1 441
1995	31 095	2 080	5 558	1 150	8 859	960	3 075	1 010	2 334	1 530	1 318	1 750	1 471
1996	34 625	2 020	6 164	1 020	10 561	1 080	3 479	1 200	2 953	1 370	1 247	1 570	1 961
1997	43 028	1 810	11 059	910	14 083	970	4 972	1 070	2 066	1 500	1 412	1 770	1 406
1998	49 790	1 750	12 940	820	17 106	860	5 351	960	3 770	1 340	1 287	1 510	2 096
1999	58 704	1 650	15 532	730	17 479	920	4 217	860	10 319	1 200	3 459	1 410	928
2000	66 532	1 470	18 330	650	19 627	930	4 242	880	10 775	1 280	2 152	1 260	4 936

a/ Costos actualizados a principios de 1984 y costo de combustible incrementado en 3.53% anual.

Cuadro 28

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO B. COSTOS ANUALES DE OPERACION POR PAISES

(Miles de pesos centroamericanos)^{a/}

Total	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		
	Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		
	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	
Total	919 290	36 037	163 993	18 021	180 178	19 414	128 093	8 656	171 269	39 562	50 141	20 544	83 382
1984	67 855	2 155	7 067	1 631	10 712	1 683	14 900	397	15 425	2 453	5 109	2 095	4 228
1985	61 743	2 247	7 502	1 456	8 621	1 917	13 721	354	13 394	2 473	4 539	1 870	3 500
1986	61 753	2 423	8 265	1 300	7 864	1 712	12 643	316	14 860	2 335	4 828	1 670	3 537
1987	89 066	2 164	16 289	1 161	13 563	1 528	13 546	282	14 914	2 085	6 932	1 491	15 111
1988	51 961	1 932	7 205	1 037	9 248	1 364	10 433	252	9 720	3 122	3 467	1 332	2 849
1989	38 673	3 229	4 831	926	5 737	1 218	6 166	225	7 829	2 788	2 795	1 189	1 740
1990	42 254	2 883	5 975	826	6 654	1 088	6 765	201	6 195	3 112	3 439	1 062	2 054
1991	44 893	2 673	6 573	738	6 490	971	6 231	180	9 892	2 779	3 135	1 235	3 996
1992	48 504	2 573	9 829	1 204	6 624	867	6 074	160	7 065	2 481	3 130	1 103	7 394
1993	50 959	2 297	10 421	1 361	6 330	774	5 696	572	9 297	2 215	2 722	985	8 289
1994	49 988	2 051	8 683	1 215	14 019	691	5 423	751	8 099	2 093	1 788	879	4 296
1995	40 043	1 831	5 942	1 085	10 735	1 216	4 633	671	6 098	2 017	1 569	1 013	3 233
1996	45 341	1 635	9 563	969	9 586	1 086	4 325	905	11 171	2 005	1 247	905	1 944
1997	51 613	1 612	10 408	865	15 048	970	4 493	808	11 118	1 923	1 442	985	1 941
1998	58 937	1 439	15 017	772	13 935	866	4 729	960	9 853	1 814	1 326	879	7 347
1999	59 476	1 378	16 233	779	16 420	773	4 527	857	8 016	1 946	1 397	878	6 272
2000	56 233	1 515	14 190	696	18 592	690	3 788	765	6 323	1 921	1 226	973	5 554

a/ Costos actualizados a principios de 1984 y costo de combustible escalado al 3.53% anual.

Cuadro 29

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO C. COSTOS ANUALES DE OPERACION POR PAISES

(Miles de pesos centroamericanos)^{a/}

Total	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		
	Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		Costo de operación de plantas		
	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	Hidro	Geo y termo	
Total	809 585	38 311	124 091	18 197	170 209	18 928	118 423	8 072	147 568	40 811	43 392	24 214	57 374
1984	67 855	2 155	7 067	1 631	10 712	1 683	14 900	397	15 425	2 453	5 109	2 095	4 228
1985	61 743	2 247	7 502	1 456	8 621	1 917	13 723	354	13 388	2 473	4 592	1 871	3 599
1986	48 920	3 398	5 246	1 300	5 308	1 712	11 210	315	9 654	2 335	3 352	1 670	2 419
1987	74 178	3 034	12 984	1 161	10 309	1 528	11 823	232	16 506	2 084	4 525	1 491	8 451
1988	34 720	2 709	3 910	1 037	4 666	1 364	5 910	252	5 286	3 904	2 412	1 332	1 938
1989	34 555	2 419	4 310	926	4 945	1 218	5 687	225	5 150	3 486	2 695	1 639	1 855
1990	41 138	2 244	4 963	1 076	5 639	1 088	6 746	201	7 884	3 112	3 203	1 464	3 518
1991	44 486	2 632	5 687	960	6 377	971	7 043	180	8 662	2 778	3 694	1 307	4 195
1992	32 961	2 494	4 845	858	5 231	867	5 779	462	4 796	2 715	1 854	1 423	1 637
1993	38 954	2 227	5 675	766	5 860	774	5 810	412	7 444	2 424	2 021	1 689	3 952
1994	40 895	2 131	7 820	1 374	6 217	691	4 987	368	6 552	2 165	1 771	1 508	5 311
1995	44 380	1 903	7 441	1 226	11 991	959	5 088	329	5 789	1 933	1 737	1 346	4 638
1996	38 439	1 909	6 221	1 095	9 062	857	4 307	905	5 495	1 817	1 469	1 202	3 600
1997	48 998	1 856	5 537	978	15 547	970	4 480	807	11 242	1 741	1 439	1 073	3 328
1998	51 828	1 752	8 994	873	19 058	866	3 977	960	9 612	1 717	1 313	958	1 748
1999	51 631	1 691	11 056	779	20 856	773	3 094	857	7 147	1 859	1 950	997	1 472
2000	53 904	1 510	14 833	696	18 810	690	3 359	765	7 536	1 815	1 156	1 149	1 585

^{a/} Costos actualizados a principios de 1984 y costos de combustible escalado al 3.53% anual.

b) Sistemas integrados

Los costos de operación en los casos de interconexión se obtuvieron globalmente para el conjunto de los seis países a partir del modelo WASP. Las plantas termoeléctricas aparecen en el modelo de dos formas diferentes. Para aquellas que pertenecen al sistema existente a 1984 se obtiene directamente su generación en base y punta por planta. En el caso de las plantas en desarrollo, el modelo WASP no define a qué país pertenecen, y dicha asignación se efectúa en el programa TRANSF, aceptándose que las plantas se instalaron en los países en forma similar a su aparición en los programas de desarrollo aislado. La generación de esas plantas aparece en forma integrada en el modelo WASP, por lo que fue necesario repartirla por países en forma proporcional al déficit hidro. Para ello, el modelo TRANSF analizó, dentro de cada simulación, el llamado "déficit hidro" en cada país, es decir, el monto de la energía que le falta para llenar su propia curva de carga exclusivamente con energía hidroeléctrica (y geotérmica). Los costos de operación se calcularon con base en esta repartición utilizando los mismos criterios del WASP.

En los cuadros 27 al 29 se presentan los resultados de los procesos realizados mediante el modelo TRANSF, detallando los costos de operación de cada país en los casos de integración.

2. Transferencias de energía

La determinación de los balances de energía y de las transferencias en los casos de interconexión se realizó también mediante el modelo TRANSF. Este modelo indica dentro de cada año del período en estudio (1984-2000), las transferencias --para cada trimestre y para las tres condiciones hidrológicas consideradas-- en cada uno de los posibles interconectores supuestos y que corresponden a Guatemala-El Salvador (1), Guatemala-Honduras (2), El Salvador-Honduras (3), Honduras-Nicaragua (4), Nicaragua-Costa Rica (5) y Costa Rica-Panamá (6).

En cada caso, los resultados de la operación económica del sistema integrado define la generación por planta, y según su ubicación en cada país se realiza un balance en cada uno de ellos, cuyo resultado es un excedente o déficit de energía en cada nodo. El balance se realiza mediante el siguiente

/sistema

sistema de ecuaciones que ignora la impedancia de las líneas existentes^{1/} y aspectos de operación de los sistemas.^{2/}

$$T (6) = D (6) - G (6)$$

$$T (5) = d (5) - \sqrt{G} (5) + T (6)$$

$$T (4) = D (4) - \sqrt{G} (4) + T (5)$$

$$T (1) - T (3) = D (2) - G (2)$$

$$-T (2) - T (1) = D (1) - G (1)$$

$$T (2) + T (3) + T (4) = D (3) - G (3)$$

En estas ecuaciones, D (i) representa las demandas de energía en los países, G (i) la producción local total y T (i) la transmisión en los interconectores. Los resultados del programa son los balances de energía y las transmisiones de energía en cada caso estudiado (204 casos por interconector).

Se preparó un programa auxiliar denominado ESTADI que resume la información aludida y calcula para cada interconector los siguientes datos característicos:

a) Transferencias brutas esperadas por período;^{3/}

1/ Y por lo tanto las pérdidas de transmisión.

2/ El sistema de ecuaciones es indeterminado. Los criterios utilizados para levantar la indeterminación se encuentran en el anexo V.

3/ Definidas como:

$$TB (i) = \sum_{j=1}^{NHIDR} ABS (T (i, j)) * PROB (j)$$

en que:

TB (i) = transmisión bruta para el interconector i

T (i, j) = transmisión del interconector i con su signo correspondiente en el caso de hidrocondición j

PROB (j) = probabilidad de ocurrencia de la condición hidrológica j

NHIDR = número de condiciones hidrológicas

ABS = denota valor absoluto

/b) Transferencias

- b) Transferencias netas esperadas por período;^{4/}
- c) Transferencias brutas anuales, que corresponden a la suma de las transferencias brutas por período dentro de cada año;
- d) Transferencias netas anuales: corresponden a la suma de las transferencias netas por período dentro del año;
- e) Transferencias máximas en un período dentro del año: corresponden al máximo valor que toma dentro de los cuatro del año, la transferencia en cada interconector independientemente de su signo.

En el anexo XIII se presentan para el período de 17 años en estudio y para cada una de las alternativas (A, B y C), cuadros con los siguientes datos:

- Balance de energía para cada país por período
- Transferencias brutas esperadas por período
- Transferencias netas esperadas por período
- Balance de energía anual para cada país
- Transferencias brutas anuales
- Transferencias netas anuales
- Transferencias máximas en un período dentro del año

a) Comentarios sobre los balances de energía

Los resultados para las tres alternativas se resumieron, en lo que respecta a los balances de energía, en los cuadros del anexo XIII.

El balance porcentual por país, en los tres casos de integración es positivo cuando hay excedentes en el país y negativo cuando hay déficit, y puede interpretarse como la dependencia en cada país de energía proveniente de otros países. Como se puede observar en el cuadro 30, las

^{4/} Definidas como:

$$TW (i) = \sum_{j=1}^{NHIDR} T (i, j) * PROB (j)$$

en que:

- TN = transmisión neta para el interconector i
- T (i, j) = transmisión del interconector i, con su signo correspondiente, en el caso de hidrocondición j
- PROB (j) = probabilidad de ocurrencia de la condición hidrológica j
- NHIDR = número de condiciones hidrológicas

Cuadro 30

ISTMO CENTROAMERICANO. RESUMEN DE DEPENDENCIA POR PERIODOS Y POR PAISES

(Porcentaje)

	Total	1984-1986	1987-1989	1990-1994	1995-2000
<u>Guatemala</u>					
Caso A	3.1	3.0	1.8	2.5	4.5
Caso B	5.7	1.3	13.8	22.0	-3.6
Caso C	0.8	8.1	5.2	1.8	-1.6
<u>El Salvador</u>					
Caso A	-16.9	9.4	-3.9	-16.1	-24.4
Caso B	-9.3	-1.2	-9.1	-6.0	-12.3
Caso C	-10.9	-3.5	-12.6	-16.4	-9.0
<u>Honduras</u>					
Caso A	20.5	65.0	24.1	17.1	14.1
Caso B	9.2	66.0	28.8	-14.4	7.9
Caso C	5.9	64.9	18.5	-14.1	3.8
<u>Nicaragua</u>					
Caso A	-18.4	-42.2	-16.7	-16.7	-15.9
Caso B	-29.0	-41.0	-46.8	-39.5	-18.3
Caso C	-34.4	-44.5	-53.6	-44.5	-23.8
<u>Costa Rica</u>					
Caso A	24.8	13.3	20.6	30.0	25.0
Caso B	64.0	16.5	70.8	76.6	64.9
Caso C	63.3	14.8	84.4	84.0	56.2
<u>Panamá</u>					
Caso A	4.6	-18.4	-13.7	-9.1	1.6
Caso B	-33.1	-17.7	-42.1	-43.7	-27.4
Caso C	-20.7	-18.1	-33.9	-17.4	-19.5

dependencias indicadas por los porcentajes de la energía importada en el integrado A son limitadas en el período global (1984-2000); las cifras más altas se observan en El Salvador (17%), Nicaragua (18%) y Panamá (5%). Los países globalmente exportadores resultan Guatemala (3%), Honduras (20%) y Costa Rica (25%). Para períodos más cortos, sin embargo, estas cifras se elevan a 24% para El Salvador en el cuarto período, y hasta 42% para Nicaragua en el segundo.

Debe recordarse, sin embargo, que estas cifras de dependencia resultan de la operación más económica del sistema. La dependencia en el integrado A es solamente de energía excedente, dado que cada país cuenta con la potencia requerida individualmente.

En el caso B de integración total, los países dependientes continúan siendo los mismos aunque las proporciones varían a 9% para El Salvador, 29% para Nicaragua y 33% para Panamá.

La disminución en la tasa de dependencia, en el caso de El Salvador, se debe a que en esta alternativa se instala el proyecto El Tigre.^{5/} Dentro de los períodos, las tasas de dependencia llegan a ser tan altas como 47% en Nicaragua durante el segundo período y 44% en Panamá, en el tercero.

En lo que respecta a los países exportadores, Guatemala aumenta su tasa a 6%, y Honduras la disminuye a 9%, a expensas de un gran aumento en Costa Rica con una tasa de 64%.

En la alternativa C, los países dependientes continúan siendo los mismos. En este caso, a partir de los estudios realizados, se pudo verificar que debido a la relativa escasez de recursos hidráulicos en algunos países, la única forma de limitar su dependencia es aumentar considerablemente la capacidad termoeléctrica instalada en ellos. En virtud de las restricciones previstas para la instalación de este tipo de plantas, se prefirió mantenerlas dentro del mínimo necesario. Por este motivo, la dependencia en el caso de Nicaragua resultó elevada (34%), la de El Salvador aumentó nuevamente con respecto al integrado B (11%), y la de Panamá disminuyó con respecto al mismo caso (21%).

^{5/} Por acuerdo del Grupo Regional de Inteconexión Eléctrica (GRIE), en su sexta reunión, este proyecto no fue considerado en el caso de desarrollo aislado.

b) Comentarios sobre las transferencias

En el cuadro 31 se presenta un resumen de las transferencias medidas en MW medios por los diferentes interconectores. Estas transferencias son netas, es decir, están consideradas con sus respectivos signos,^{6/} y se destinan a apreciar la dirección y magnitud preponderante de las transmisiones.

En el orden geográfico de sur a norte puede observarse que las transferencias Panamá-Costa Rica en los tres casos van hacia Panamá, variando entre 44 y 260 MW medios, según la alternativa. La mayor transferencia corresponde al caso de integración total (B).

En el siguiente interconector Costa Rica-Nicaragua la dirección es, en los tres casos, hacia Nicaragua, variando entre 116 y 243 MW medios.

La dirección en el interconector Honduras-Nicaragua es variable, con tendencia general hacia Honduras en los integrados A y C, y hacia Nicaragua en el integrado B.

En cambio, en el interconector El Salvador-Honduras, los flujos se dirigen hacia El Salvador en los tres casos, y varía entre 39 y 86 MW medios.

Las transmisiones entre Guatemala-Honduras resultan bastante compensadas, de modo que el balance es casi nulo en los integrados A y C, y de 27 MW hacia Honduras en el B.

Las transferencias entre Guatemala y El Salvador, en cambio, van siempre hacia este último país, variando entre 13 y 30 MW medios.

6/ Lo que no da una idea cabal de la utilización de la línea.

Cuadro 31

ISTMO CENTROAMERICANO: TRANSFERENCIAS NETAS POR LOS INTERCONECTORES,
POR PERIODO

(MW medios)

Periodo interconectores	Medio ponderado	1984-1986	1987-1989	1990-1994	1995-2000
<u>Guatemala-El Salvador</u>					
Caso A	30	-9	-4	25	67
Caso B	24	3	31	58	3
Caso C	13	14	14	27	-1
<u>Guatemala-Honduras</u>					
Caso A	-2	-2	6	-3	-6
Caso B	27	2	47	126	-53
Caso C	-5	18	15	-12	-20
<u>El Salvador-Honduras</u>					
Caso A	-86	23	-13	-77	-185
Caso B	-39	-1	-10	20	-123
Caso C	-63	4	-42	-77	-94
<u>Honduras-Nicaragua</u>					
Caso A	-12	140	52	-21	-112
Caso B	22	122	107	96	-132
Caso C	-52	140	-18	-138	-92
<u>Nicaragua-Costa Rica</u>					
Caso A	-116	20	-10	-108	-252
Caso B	-145	12	-62	-113	-292
Caso C	-243	20	-175	-373	-301
<u>Costa Rica-Panamá</u>					
Caso A	44	76	85	74	-17
Caso B	260	73	263	356	308
Caso C	169	75	211	141	219

VII. ESTUDIOS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y DEL DESPACHO DE CARGA CENTRALIZADO 1/

Se resumen a continuación los estudios realizados para definir los sistemas de transmisión destinados a hacer posibles los trasposos de energía determinados por los estudios de operación, así como las características generales de un sistema de despacho de carga regional orientado a permitir la operación de los sistemas sobre bases económicas.

Estos trabajos tienen los siguientes alcances: en la definición de los sistemas de transmisión se analizaron los sistemas de los países aislados para el año 1983 a fin de comprobar su factibilidad técnica al inicio del estudio; se analizaron en seguida las ampliaciones de los sistemas de los países aislados, comenzando por su configuración en el año horizonte (definido como 1994) y estudiando retrospectivamente dos años intermedios adicionales (1989 y 1986), mediante la metodología detallada en el anexo V.

La alternativa A, desarrollo aislado-operación integrada, se estudió en la misma forma, sobre la base de los estudios de operación realizados por el grupo ad hoc de la CEPAL. De esta forma, los costos estimados para los sistemas de transmisión de la alternativa A corresponden a las obras adicionales necesarias para formar el sistema integrado.

Las alternativas B de desarrollo integrado y la C de integración parcial, se estudiaron de acuerdo con sus respectivos programas de obras, pero siguiendo la misma secuencia enunciada anteriormente. Los costos de estas alternativas imputables a los sistemas de transmisión se estimaron restando de los costos totales los correspondientes al desarrollo aislado de los sistemas nacionales.

Los estudios del despacho de carga regional tuvieron por objeto establecer la filosofía de operación del sistema y de allí los requerimientos de instalaciones y equipos que permitan un efectivo intercambio económico de energía, para determinar su costo, tanto en el caso de desarrollo aislado-operación integrada como en los de integración total y parcial

1/ Montreal Engineering Company, Limited, Estudios de transmisión. Informe Final, Volumen I, febrero de 1980 y Despacho de Carga. Informe final, febrero de 1980.

1. Estudios de los sistemas de transmisión (1984-1994)

Se detallan a continuación los resultados de los estudios eléctricos de los sistemas de transmisión, tanto para el desarrollo aislado de los países como para los sistemas integrados.

a) Desarrollo aislado

Los programas de desarrollo de la transmisión para cada país aislado cuyas instalaciones se muestran en los mapas 6 a 11, se definieron mediante estudios detallados efectuados para los años 1986 y 1994. Para ello fue necesario establecer programas de despacho tanto para las horas de demanda máxima como para las de demanda mínima, utilizando las demandas del tercer período (noviembre, diciembre y enero) al cual corresponde la demanda máxima anual. En general se prefirió abastecer la demanda con plantas hidroeléctricas en lugar de turbinas a gas o a vapor y se supuso un generador fuera de servicio como si éste estuviera en mantenimiento.

Se procesaron algunas salidas forzadas de centrales para determinar los requerimientos de soporte reactivo y para asegurar que los voltajes del sistema fueran adecuados para dichos casos. También se llevaron a cabo estudios de estabilidad transitoria a fin de asegurar que el sistema fuese estable en casos de falla, así como estudios adicionales de cortocircuito con el propósito de considerar los costos adicionales en subestaciones en su caso.

Las adiciones de líneas resultantes de los estudios indicados anteriormente se muestran en el cuadro 32, y los programas de subestaciones correspondientes, en el anexo XII. Las inversiones en el desarrollo de líneas y subestaciones se presentan en los cuadros 33 y 34.

Se incluyen a continuación algunos comentarios generales relativos a los estudios:

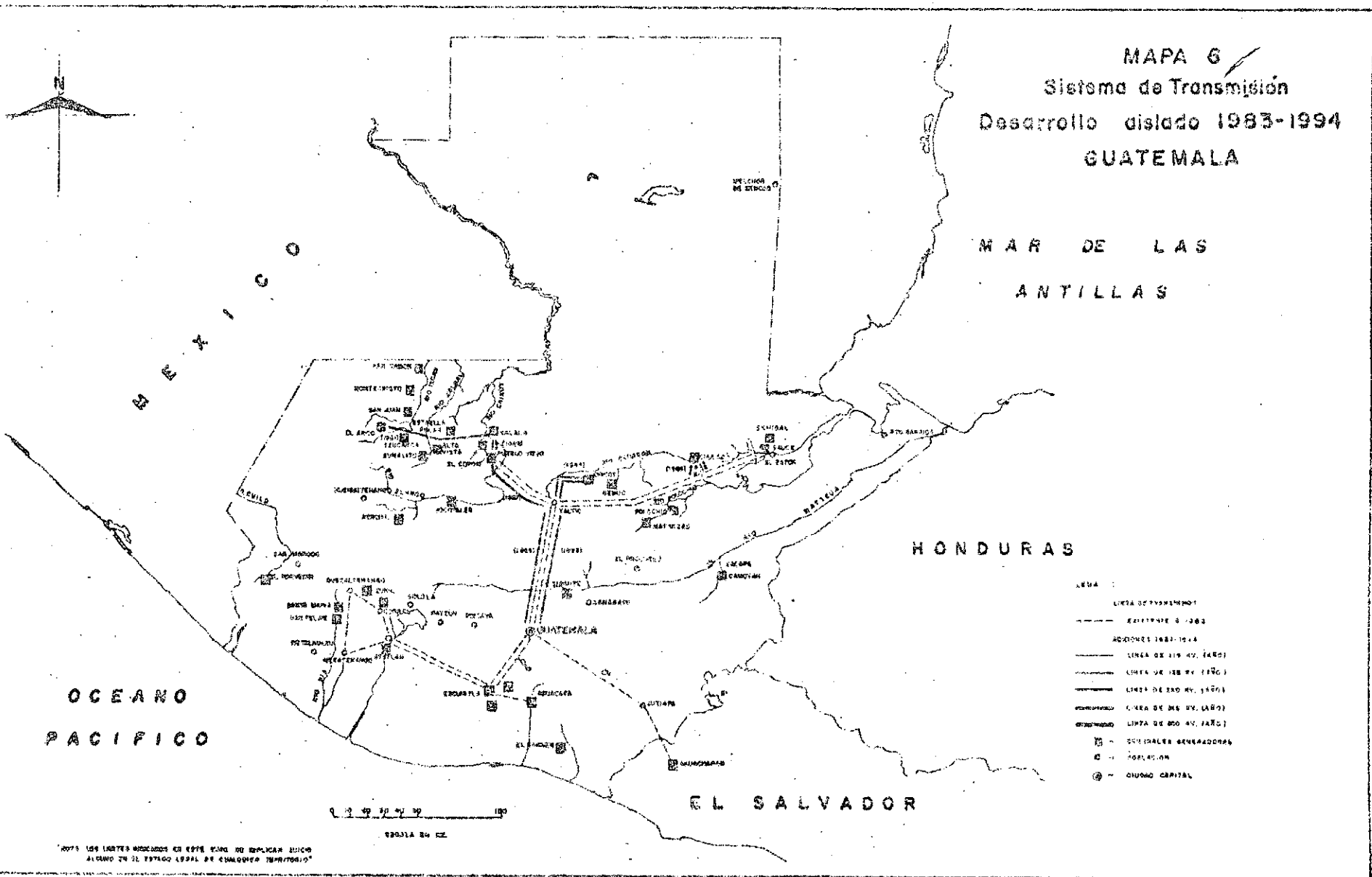
1) Guatemala. Se estudiaron dos alternativas para el desarrollo general de la red en el período 1984-2000. Una de ellas considera que las centrales hidroeléctricas del noroeste alimentan directamente tanto la zona occidental como la zona oriental y coincide en sus grandes rasgos con el desarrollo previsto por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

MAPA 6
 Sistema de Transmisión
 Desarrollo aislado 1983-1994
 GUATEMALA

MAR DE LAS
 ANTILLAS

HONDURAS

EL SALVADOR



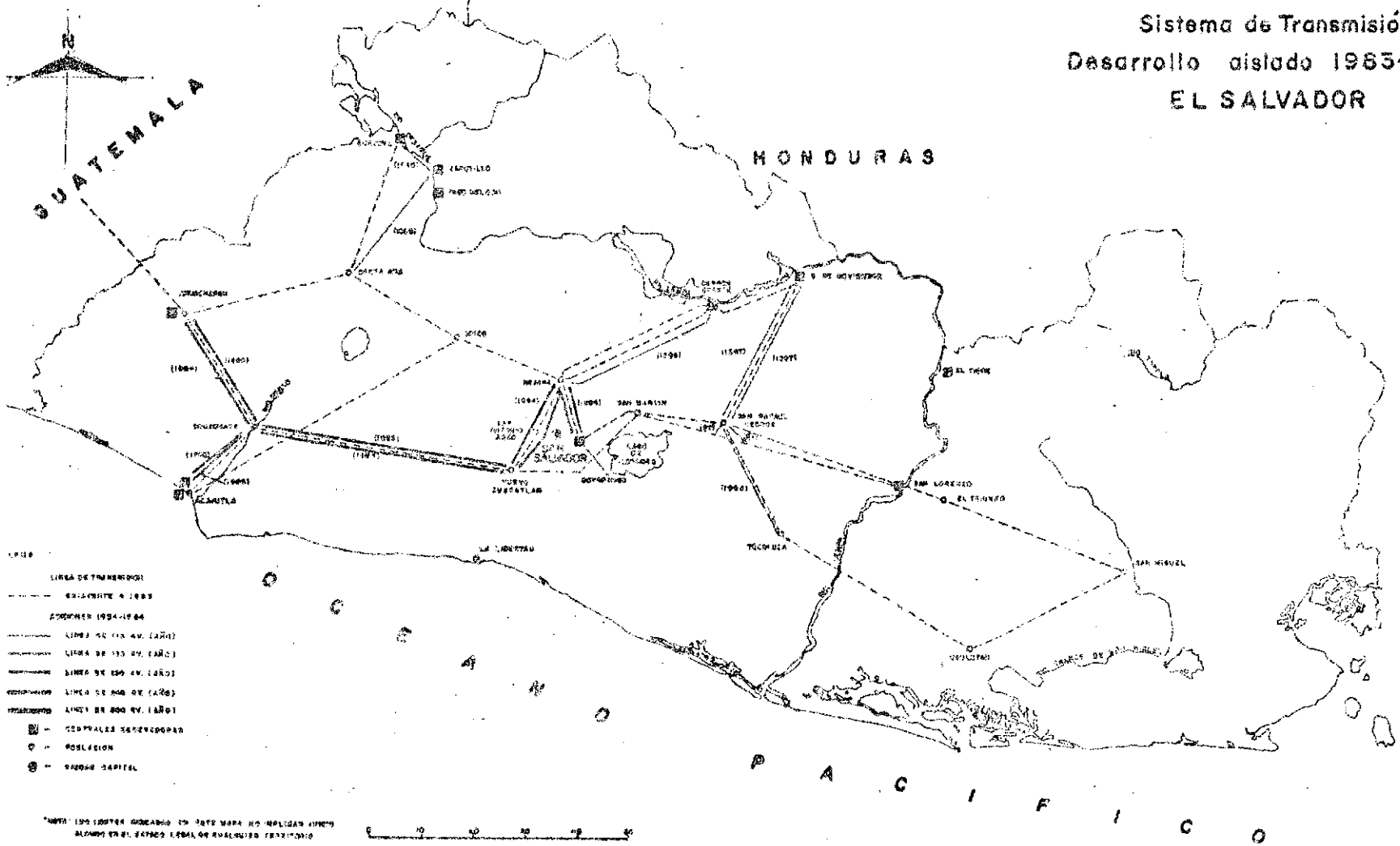
- LEYENDA
- LINEA DE TRANSMISIÓN
 - EXISTENTE A 1983
 - ACCIONES 1983-1994
 - LINEA DE 110 KV. (ARQ)
 - LINEA DE 138 KV. (ARQ)
 - LINEA DE 230 KV. (ARQ)
 - LINEA DE 345 KV. (ARQ)
 - LINEA DE 500 KV. (ARQ)
 - ☐ - CENTRALES GENERADORAS
 - - POBLACION
 - ⊙ - CIUDAD CAPITAL

0 10 20 30 40 50
 ESCALA EN KM.

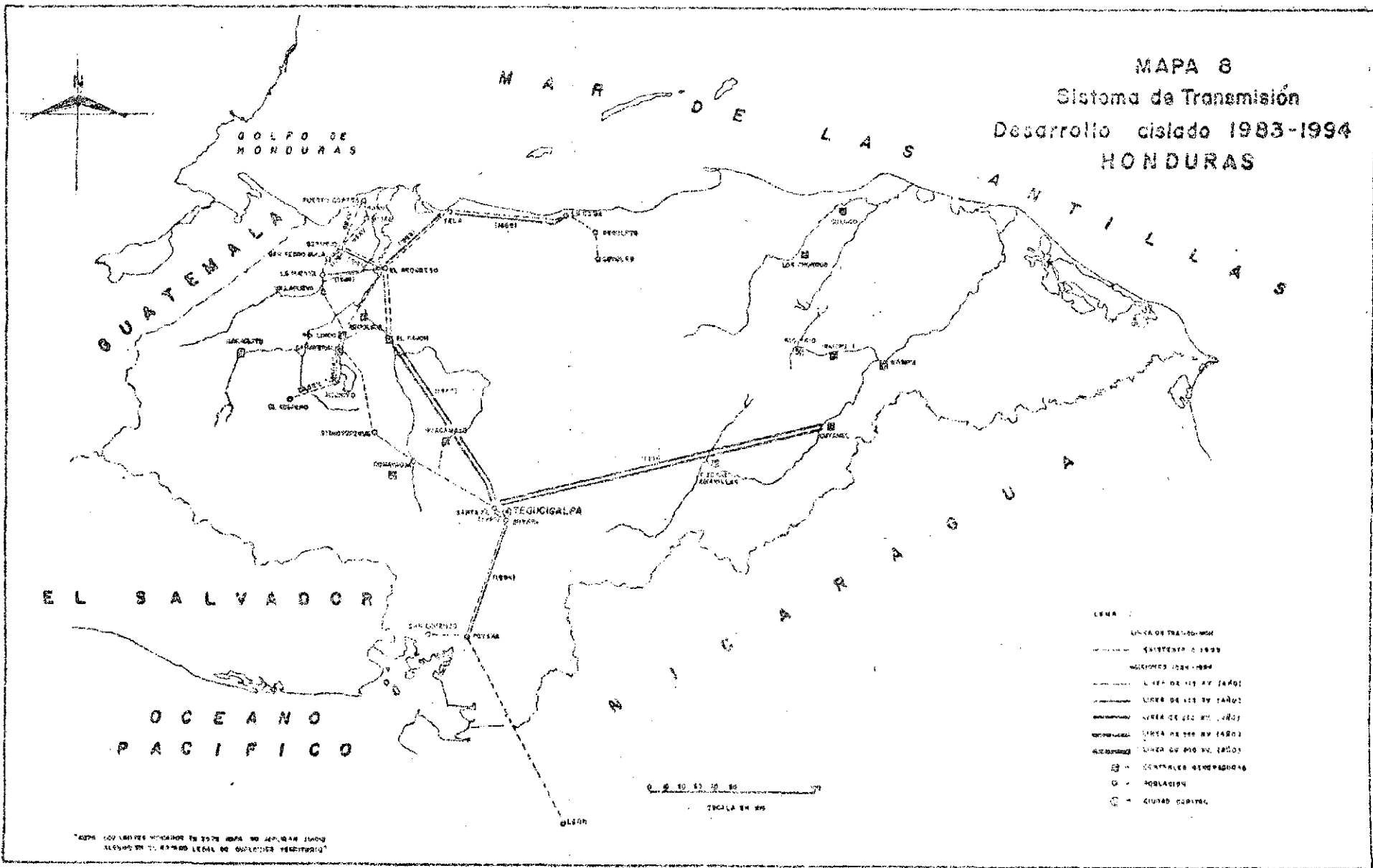
NOTA: LOS LIMITES MUESTRADOS EN ESTE MAPA NO REPRESENTAN EL LÍMITE EN EL ESTADO LEGAL DE CUALQUIER TERRITORIO

Mapa 7

MAPA 7
 Sistema de Transmisión
 Desarrollo aislado 1963-1994
 EL SALVADOR



MAPA 8
Sistema de Transmisión
Desarrollo aislado 1983-1994
HONDURAS

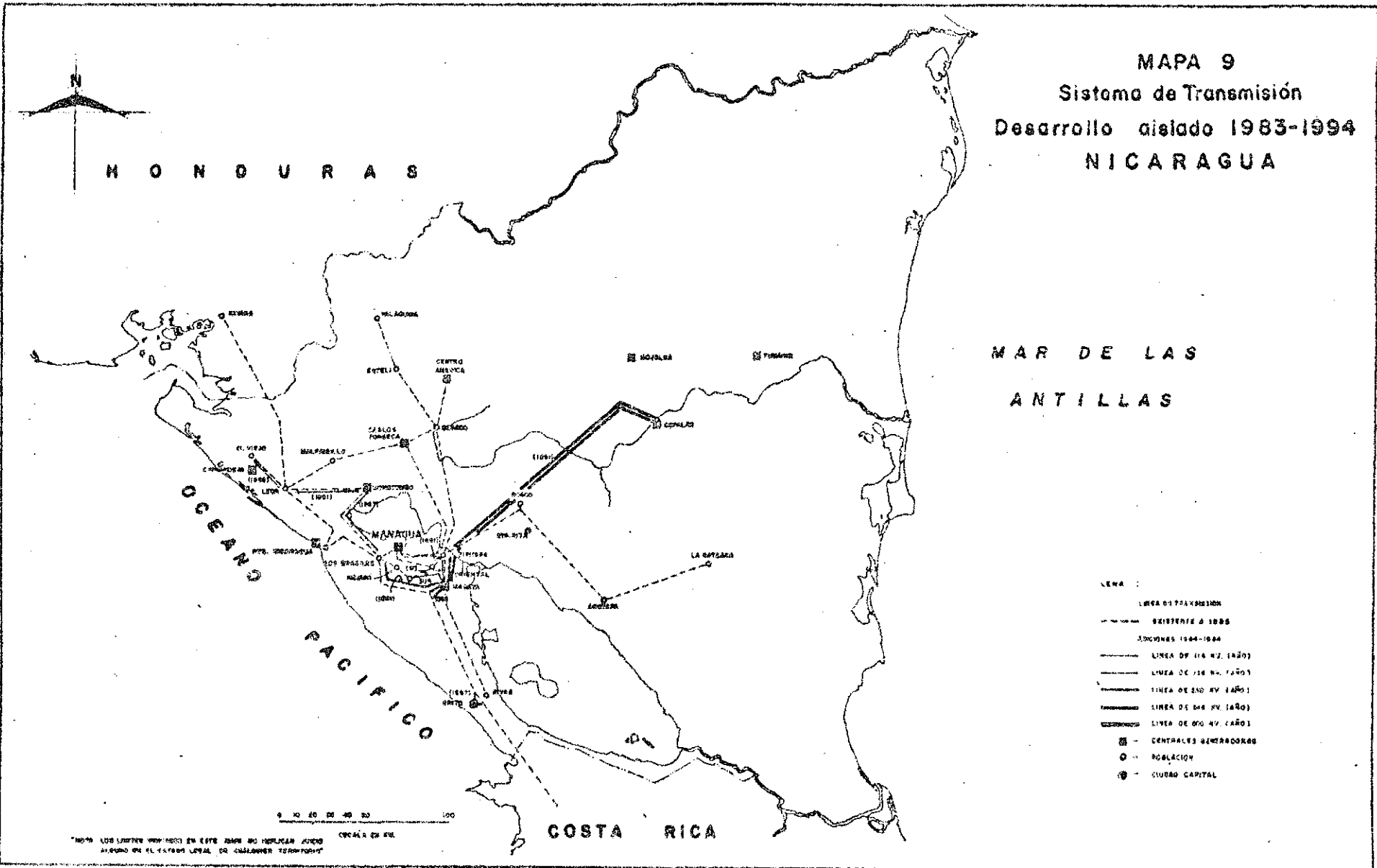


- LEENDA
- LINEAS DE TRANSMISION
 - EXISTENTES 1983
 - DESARROLLO 1983-1994
 - LINEA DE 132 KV (1400)
 - LINEA DE 69 KV (7400)
 - LINEA DE 230 KV (1400)
 - LINEA DE 132 KV (1400)
 - LINEA DE 69 KV (1400)
 - — ESTACIONES SUBESTACIONES
 - — POBLACION
 - — CIUDAD CAPITAL

0 5 10 15 20 25
ESCALA EN KM

MAPA CON LÍNEAS Y PUNTOS DE 1983 MAPA DE 1983-1994 1994
ALGUNOS DE LOS DATOS LEGALES DE LOS DISEÑOS TERRITORIALES

MAPA 9
 Sistema de Transmisión
 Desarrollo aislado 1983-1994
 NICARAGUA



MAR DE LAS
 ANTILLAS

- LEYENDA:
- LINEA DE TRANSMISION
 - - - - - EXISTENTE A 1983
 - JONCHONES 1984-1984
 - LINEA DE 118 KV (1980)
 - LINEA DE 150 KV (1980)
 - LINEA DE 230 KV (1980)
 - LINEA DE 345 KV (1980)
 - LINEA DE 500 KV (1980)
 - ☐ - CENTRALES GENERADORAS
 - - POBLACION
 - ⊙ - CIUDAD CAPITAL

0 10 20 30 40 50 100
 KILOMETROS

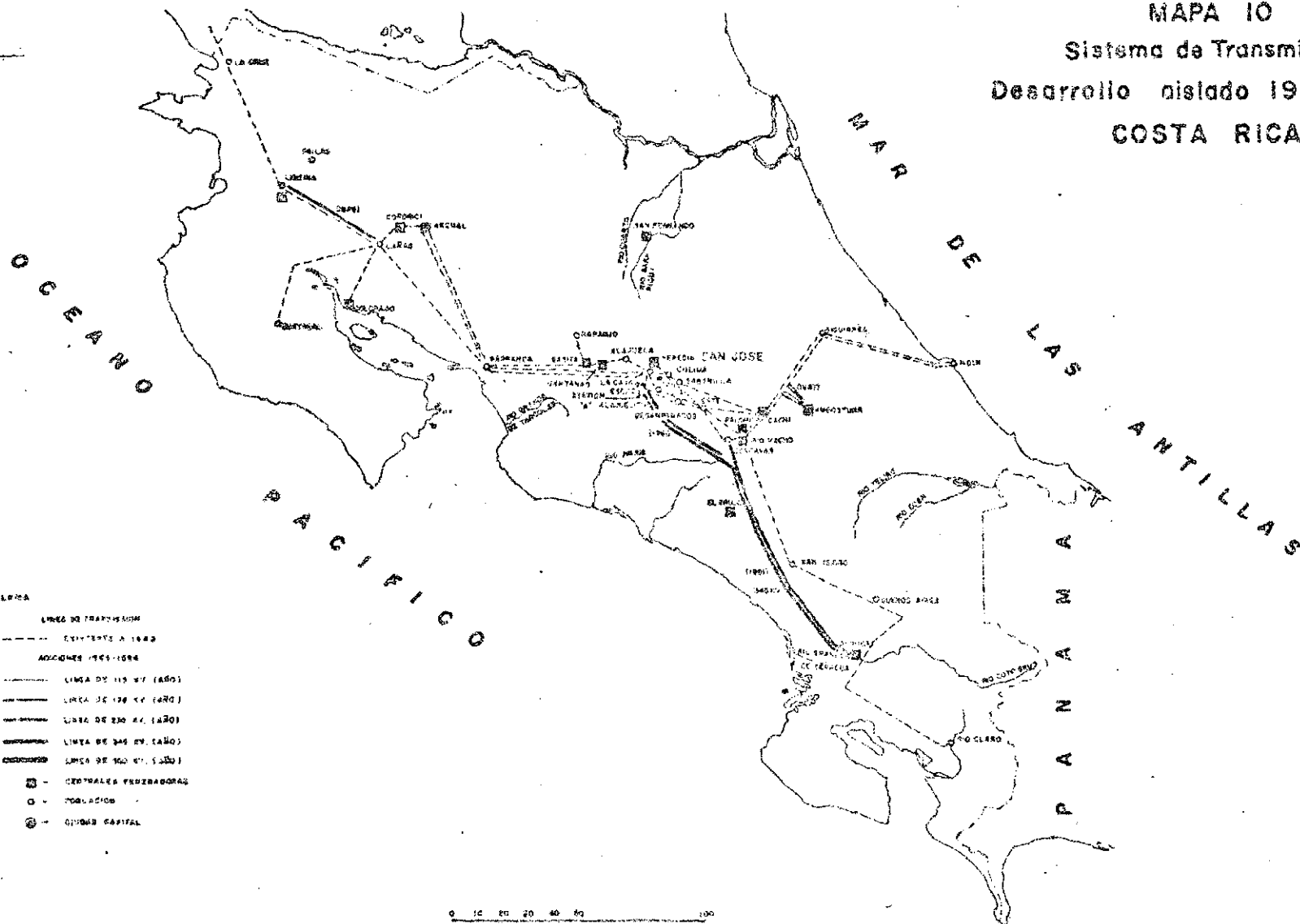
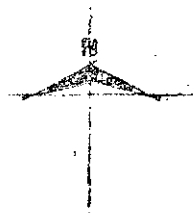
"NOTA: LOS LIMITES MUESTRA EN ESTE MAPA NO REFLEJAN AJUSTES
 HECHOS EN EL ESTADO LEGAL DE CALABON TERRITORIO"

Mapa 10

N I C A R A G U A

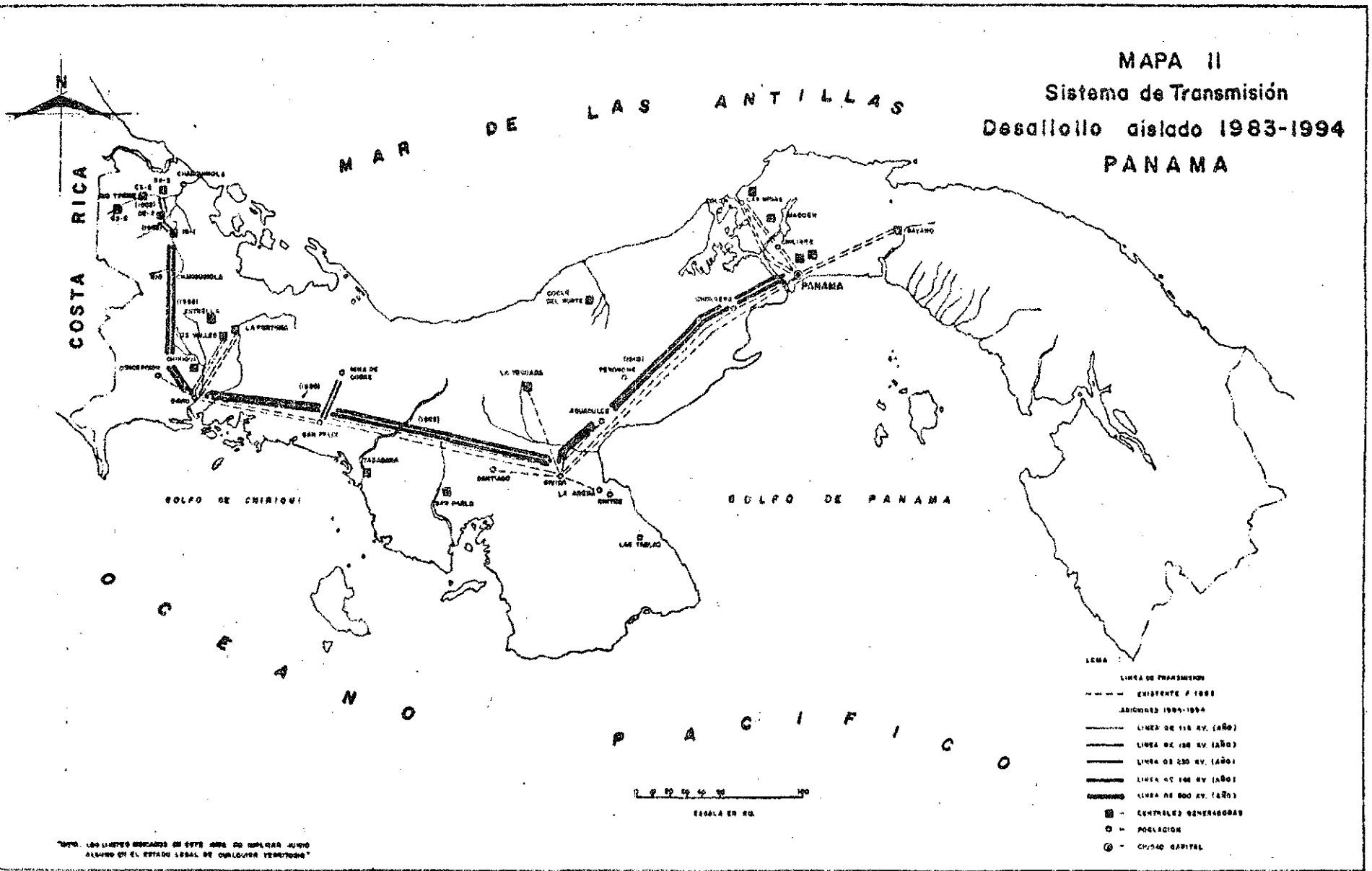
MAPA 10

Sistema de Transmisión
Desarrollado 1983-1994
COSTA RICA



NOTA: LOS SÍMBOLOS RECARGADOS EN ESTE MAPA NO REPRESENTAN JURISDICCIONES NI EL ESTADO LIMITE DE CALIDAD AMBIENTAL

MAPA II
 Sistema de Transmisión
 Desarrollo aislado 1983-1994
 PANAMA



"NOTA: LOS LÍMITES MUESTRAOS EN ESTE MAPA NO IMPLICAN NINGUN APOYO DE EL ESTADO LOCAL DE CUALQUIERA TERRITORIO"

Cuadro 32

ISTMO CENTROAMERICANO: DESARROLLO AISLADO. PROGRAMA DE LINEAS DE TRANSMISION

De	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total a/ (miles de dólares)	
<u>Guatemala</u>					
1986	Línea El Estor	Chulac	2 x 15	230	3 312
1989	Xalalá	Quixal	30	230	3 582
1989	Quixal	Tactic	40	230	2 628
1989	Tactic	Guatemala Norte	80	230	9 066
1991	El Arco	Xalalá	70	138	3 017
1993	Chicoc	Tactic	40	230	4 776
1993	Guatemala Norte	Guatemala Sur	42	230	5 747
<u>El Salvador</u>					
1984	Ahuachapán	Sonsonate	28	230	1 999
1984	Sonsonate	Nuevo Cuscatlán	55	230	4 050
1987	5 de Noviembre	San Rafael	50	115	3 141
1989	Ahuachapán	Sonsonate	28	230	1 999
1989	Sonsonate	Nuevo Cuscatlán	55	230	4 050
1989	Ajautla	Sonsonate	18	230	1 653
1990	Zapotillo	Santa Ana	27	115	1 289
1990	Zapotillo	Guajoyo	8	115	353
1994	Soyapango	Nejapa	10	230	1 345
1994	Nuevo Cuscatlán	Nejapa	19	230	2 326
1994	San Rafael	Tecoluca	28	115	1 494
<u>Honduras</u>					
1984	El Cajón	Progreso	58	230	6 188
1986	El Cajón	Santa Fe	140	230	15 009
1986	Santa Fe	Suyapa	17	138	1 104
1986	Progreso	La Puerta	35	138	1 913
1989	Progreso	Tela	62	138	2 435
1989	Tela	Ceiba	70	138	3 183
1991	Cuyamel	P. Amarillas	110	230	10 153
1991	P. Amarillas	Santa Fe	140	230	13 735
1994	Suyapa	Pavana	97	230	5 776
1994	Progreso	Bermejo	35	138	1 913
1994	Centro	Bermejo	8	138	385

/(continúa)

Cuadro 32 (Conclusión)

	DE	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total ^{a/} (miles de dólares)
<u>Nicaragua</u>					
1987	Brito	Desviación	2 x 10	230	996
1987	Momotombo	Los Brasiles	50	138	1 920
1991	Momotombo	León	40	138	1 566
1991	Los Brasiles	Masaya	45	230	2 602
1991	Masaya	Sur	28	138	2 172
1991	Copalar	Masaya	245	345	23 114
1991	Copalar	Masaya	245	345	23 114
1991	Masaya	Tipitapa	22	138	1 519
<u>Costa Rica</u>					
1989	Cañas	Liberia	46	230	2 829
1991	Boruca	Subestación "A"	150	345	14 276
1994	Boruca	Cóncavas	135	345	12 390
1994	Subestación "A"	Cóncavas	30	345	4 317
1994	Subestación "A"	La Caja	6	138	594
<u>Panamá</u>					
1988	Changuinola H1-1	David	85	500	14 517
1988	David	Divisa	230	500	30 475
1988	Divisa	Panamá	185	500	27 947
1988	Changuinola D2-2	Changuinola H1-1	15	230	2 014
1989	Changuinola H1-1	David	85	500	14 517
1989	David	Divisa	210	500	30 475
1989	Divisa	Panamá	185	500	29 947
1989	Teribe B2-2	Changuinola D2-2	25	230	3 357
1989	Panamá	Cáceres	1	115	91
1989	San Félix	Mina de Cobre	35	230	3 686

^{a/} No incluye intereses durante la construcción.

Cuadro 33

ISTMO CENTROAMERICANO: INVERSIONES ANUALES EN LINEAS DE TRANSMISION^{a/}
(Desarrollo aislado)

	Total	Costo total (miles de pesos centroamericanos)					Panamá
		Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	
Total	395 091	34 871	25 723	67 012	61 874	37 344	168 267
1984	13 281	-	6 565	6 716	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	23 161	3 595	-	19 566	-	-	-
1987	6 574	-	3 409	-	3 165	-	-
1988	81 355	-	-	-	-	-	81 355
1989	121 021	16 580	8 360	6 099	-	3 070	86 912
1990	1 783	-	1 783	-	-	-	-
1991	103 407	3 275	-	25 920	58 709	15 495	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	11 421	11 421	-	-	-	-	-
1994	33 080	-	5 606	8 703	-	18 779	-

a/ Incluye intereses durante la construcción.

Cuadro 34

ISTMO CENTROAMERICANO: INVERSIONES ANUALES EN SUDESTACIONES^{a/}
(Desarrollo aislado)

	Costo total (miles de pesos centroamericanos)						
	Total anual	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Total</u>	<u>389 460</u>	<u>62 133</u>	<u>62 379</u>	<u>42 553</u>	<u>57 691</u>	<u>44 444</u>	<u>120 255</u>
1984	13 271	-	3 645	7 026	1 300	-	-
1985	5 253	1 662	911	-	1 008	1 672	-
1986	60 963	14 300	12 939	13 078	9 319	3 688	7 139
1987	18 919	-	4 084	-	9 315	4 309	1 211
1988	62 851	-	-	-	-	-	62 851
1989	70 268	15 115	14 065	5 306	900	5 156	29 726
1990	7 514	-	3 302	-	3 076	1 136	-
1991	58 830	6 914	-	10 666	29 994	11 256	-
1992	2 198	2 198	-	-	-	-	-
1993	16 208	15 458	750	-	-	-	-
1994	73 135	6 436	22 683	5 692	1 779	17 227	19 323

^{a/} Incluye intereses durante la construcción.

/Se tiene

Se tiene entendido que se han considerado criterios adicionales de orden económico-social que no se presentan en este estudio. Considerando un programa de obras en el cual se incluyeron la mayor parte de los proyectos hidroeléctricos considerados en este estudio. Esta alternativa resultó de un costo ligeramente mayor que la finalmente seleccionada y que se describe más adelante.

La solución definida considera que el sistema de Guatemala se desarrollaría alrededor del eje de 230 kV de Quixal (Pueblo Viejo) a la ciudad de Guatemala. Xalalá estaría también conectada a 230 kV, pero con extensiones a 138 kV con el fin de formar un sistema colector para El Arco y las pequeñas plantas hidroeléctricas posteriores en el noroeste; esta solución resultó económica pese a la transformación de 230/138 kV en Xalalá. Chulac se conectaría mediante la derivación de la línea existente entre Tactic y El Estor; Chicoc, se conecta directamente a Tactic.

Las unidades térmicas instaladas en Escuintla no requerirían de ninguna adición ya que las existentes son adecuadas. Se supone que las nuevas unidades geotérmicas en Zunil se conectarían cada una al sistema de 230 kV en Quetzaltenango.

Las conexiones de 230 kV alrededor de la ciudad de Guatemala se desarrollarían entre las tres subestaciones transformadoras mayores: norte, sur y este.

ii) El Salvador. En los estudios del sistema en El Salvador inicialmente se supuso que las adiciones geotérmicas se desarrollarían en las vecindades de Ahuachapán. Posteriormente se aclaró que parte de ellas se ubicarían en Berlín, por lo que se estudió también este caso. Ambas alternativas de localización de los desarrollos geotérmicas se estudiaron para expansiones en la red de transmisión en 230 kV y en 115 kV. Encontrándose que para la alternativa de Ahuachapán el desarrollo más económico es el de 230 kV y para la alternativa de Berlín es en 115 kV, resultando esta última la de menor costo. Sin embargo, como hubiera sido necesario modificar todos los desarrollos de los sistemas integrados si se modificase la localización de Ahuachapán a Berlín, se aceptó continuar con la alternativa de Ahuachapán para efectos de estimar los costos de la interconexión. A continuación se presentan los comentarios de la alternativa adoptada.

/1) Situación

1) Situación en 1986. El sistema de 1983 utilizaría solamente tensiones a 115 kV. Con la programación de nuevas unidades geotérmicas en Ahuachapán en 1984-1986, se agregaría una línea de circuito sencillo de 230 kV entre Sonsonate y Nuevo Cuscatlán. Se requeriría un transformador de 230/115 kV en cada extremo y el esquema soportaría la salida forzada de cualquier sección de línea o transformador, con la producción máxima de todos los generadores.

El crecimiento de carga en El Salvador se concentraría en Nuevo Cuscatlán, Nejapa y San Martín. Por esta razón, para 1986 se recomienda la alimentación directa a Nuevo Cuscatlán, con una extensión posterior a Nejapa y Soyapango.

2) Situación en 1989. Se necesitaría instalar reactancias capacitivas en Tecoluca para mantener el voltaje en caso de una salida forzada de alguna línea.

La salida forzada en la línea de 115 kV San Rafael-San Martín crea una sobrecarga en la línea paralela. Esto podría evitarse abriendo también la segunda línea, en cuyo caso la carga se distribuiría en el sistema sin ninguna sobrecarga.

La capacidad de transmisión hacia la zona de San Salvador, desde el este, fue probada para 1989. Con capacidad máxima en San Lorenzo, 5 de Noviembre (con ampliaciones) y Cerrón Grande, se requerirían tres líneas entre Cerrón Grande y Nejapa y tres entre 5 de Noviembre y San Rafael. Para alcanzar un reparto satisfactorio entre las líneas, debería conectarse la línea San Lorenzo-San Martín a San Rafael.

Podría necesitarse una tercera línea San Rafael-San Martín, pero no se incluye, ya que dependería de la distribución de cargas en la zona de San Salvador y de la elección de generación para alimentar la carga pico.

3) Situación en 1994. La extensión de 230 kV de Nuevo Cuscatlán a Nejapa y Soyapango se introdujo para aliviar la carga de la línea de 115 kV. Se eligió esta alternativa frente a otras rutas tales como Nuevo Cuscatlán-Soyapango o Nuevo Cuscatlán-San Martín que podrían ser soluciones alternas.

/Cuando

Cuando Zapotillo entre en servicio, las líneas de circuito sencillo a Santa Ana y hacia Guajoyo bastarían para sacar su generación.

iii) Honduras. El Cajón abastecería Progreso y Santa Fé (Tegucigalpa) con líneas de 230 kV de doble circuito a cada punto. El sistema de 138 kV en el norte se reforzaría mediante una línea de Progreso a la Puerta en 1986, una segunda, de Progreso a Tela y Ceiba en 1989, y una tercera, de Progreso a Bermejo y San Pedro Sula en 1994.

La generación de Cuyamel está programada para 1991; se recomienda instalar dos líneas de 230 kV a Santa Fé que deberían pasar por el sitio de la planta Piedras Amarillas para su eventual conexión al sistema. Cuando Piedras Amarillas entre en servicio (1999), se requeriría una tercera línea a Santa Fé.

iv) Nicaragua.

1) Situación en 1986. La carga de Masaya podría ser alimentada por una turbina a gas pero se recomienda una nueva transmisión, ya que la línea de 230 kV Los Brasiles-Costa Rica está cercana, se conecta a ésta con una nueva subestación transformadora de 230/138 kV. Se recomienda un transformador sencillo de 130 MVA, que sería suficiente para cuando Brito entre en servicio (1989) y resultaría más económico que dos unidades más pequeñas.

En León se instalaría un segundo transformador de 75 MVA 230/138 kV, porque la salida forzada de la línea de 230 kV desde Puerto Nicaragua a Los Brasiles requiere que los transformadores en León reciban generación total de la planta de vapor de Puerto Nicaragua. La programación de la generación incluye dos turbinas a gas en 1984 y una tercera en 1986. Las mejores localizaciones serían Masaya con dos unidades de 50 MW y la tercera en Chinandega (El Viejo). Estas turbinas a gas tendrían tres objetivos: generación de pico y reserva; generación de apoyo para carga local en caso de pérdida de una línea de transmisión y operación con embrague abierto para suministrar vars inductivos bajo condiciones normales hasta 50 MVAR, o absorber 30 MVAR.

En Chinandega se agregaría la segunda línea de León de 138 kV en 1986, cuando la carga exceda la capacidad de la turbina a gas, la cual podría retrasarse si parte de la carga fuese interruptible.

/2) Situación

2) Situación en 1989. Cuando entre en operación la central de Brito (188 MW) en 1987 se conectaría a la línea de 230 kV Los Brasiles.. Costa Rica para lo cual se supuso habrían de necesitarse dos derivaciones de 10 kilómetros. Se consideró suficiente una línea sencilla a Masaya porque existen tres turbinas a gas de 50 MW en el sistema para tomar carga si se perdiese la línea de Brito.

Para la primera línea desde Momotombo a Los Brasiles se seleccionó un voltaje de 138 kV, posteriormente se construiría una línea de 138 kV hacia León y en 1989, se requeriría una segunda línea hacia Los Brasiles.

Se precisarían tres transformadores de 75 MVA, 230/138 kV en León para el caso de generación total en Puerto Nicaragua y la pérdida de la línea de Puerto Nicaragua-Los Brasiles de 230 kV. Un transformador de 180 MVA sería suficiente en Masaya. Si éste quedara fuera de servicio los transformadores en Los Brasiles estarían completamente cargados.

En cargas pico y en generación total en Puerto Nicaragua y Momotombo, una de las líneas de 138 kV de Los Brasiles a Managua y a Nejapa trabajaría a plena carga cuando la otra estuviese fuera de servicio. Sería necesario tener cuidado para evitar sobrecargas térmicas de estas líneas mediante un cuidadoso despacho de generación, pero no se recomiendan líneas adicionales porque las cargas se reducirían en años posteriores cuando Copalar entre en servicio.

3) Situación en 1994. La capacidad instalada final de Copalar estudiada como de 600 MW, requeriría de dos circuitos de 345 kV hacia el área de Managua. Cada circuito estaría provisto con un reactor de 50 MVAR, conectado a la línea en el extremo más lejano (Masaya), para satisfacer las limitaciones de carga de los generadores; no se precisarían reactores en Copalar.

Se seleccionó Masaya como la terminal receptora en vez de Tipitapa debido a la dificultad para construir nuevas líneas de Tipitapa hacia Managua, las cuales serían necesarias si estas líneas de 345 kV concluyeran en Tipitapa. La terminación en Masaya requeriría de dos nuevas líneas de 138 kV hacia Tipitapa y dos hacia el sur para abastecer la zona de Managua. Debido a la gran carga en 138 kV, se introduciría la transformación directa de 345 kV a 138 kV. El transformador

230/138 kV en Masaya se utilizaría poco cuando se generasen los 600 MW en Copalar, pero se precisaría cuando en Copalar se generen 300 MW y sea mayor la generación en Puerto Nicaragua y Momotombo.

La línea Carlos Fonseca-Managua pasa cerca de Tipitapa por la orilla del lago. Sería ventajoso conectar esta línea con Tipitapa en 1991 cuando Copalar empiece a suministrar energía a Managua.

Se necesitaría un tercer transformador 230/138 kV en León. Como una alternativa se podrían transformar directamente los 230 kV a un voltaje más bajo adecuado para el suministro local, de esta manera se ahorraría en costos de transformadores.

4) Situación al año 2000. Para el año 2000 no se analizaron los flujos de carga. Los estudios preliminares sugieren que Tumarín (294 MW) podría conectarse a Copalar en 345 kV. No se requerirían líneas adicionales entre Copalar y Masaya pero sería deseable contar con una subestación intermedia. Si ésta fuera localizada en Boaco, las cargas locales podrían alimentarse en 138 kV.

v) Costa Rica

1) Situación en 1986. La planta hidroeléctrica de Ventanas se supone que estaría conectada a la barra de 138 kV en Garita.

Las plantas pequeñas (CMEN) fueron representadas en los flujos de 1986 solamente, por una reducción de 35 MW en la carga de la barra de 138 kV de La Caja.

2) Situación en 1989. La planta Angostura se conectaría al sistema en la línea de doble circuito de 138 kV entre Cachí y Siquirres.

El segundo generador geotérmico está programado para Liberia en 1989. En ese año se instalaría una segunda línea hacia Cañas a manera de asegurar que la potencia de la planta geotérmica tenga una transmisión confiable al área de carga.

3) Situación en 1994. El desarrollo del sistema de Boruca (primera etapa de 250 MW en 1991, segunda etapa de 250 MW en 1994 y tercera etapa de 310 MW en 1997), se diseñó con una transmisión de 345 kV. Se requerirían dos líneas, una hacia Cóncevas y una hacia la estación A cerca de Escazú, con una transformación de 345/138 kV, y una

línea de interconexión entre Cóncevas y la estación A, programadas para antes de 1994. Para la tercera etapa, se recomienda una subestación intermedia, que podría ubicarse cerca del sitio de la planta El Brujo y preverse una conexión posterior de esa generación.

La red de 138 kV de la estación A se desarrollaría conectándose en la línea de doble circuito de La Caja a Alajuela y adicionando una línea a La Caja.

vi) Panamá. Se seleccionaron 500 kV para la transmisión principal desde las nuevas plantas hidroeléctricas sobre los ríos Teribe y Changuinola hacia Panamá, las cuales, mediante un sistema colector de 230 kV, alimentarían a Changuinola H1-1 donde los autotransformadores de subida a 500 kV alimentarían el sistema de extra alto voltaje. Se instalarían subestaciones con transformación a 230 kV en David y Divisa.

Dos líneas de 500 kV con cuatro conductores por fase serían suficientes para este sistema. Se seleccionaron dos conductores por fase para el sistema colector de Changuinola H1-1.

Se necesitarían reactores en derivación en las líneas de 500 kV en Panamá, directamente conectados a las líneas de manera que se energicen con el interruptor de la línea.

Los requerimientos reactivos en Panamá se calcularon a partir de los flujos de carga y suponiendo que las máquinas de Bayano podrían suministrar la generación total reactiva. Por este motivo, sería ventajoso prever las instalaciones necesarias en las máquinas de la ampliación de Bayano para permitir su uso como condensadores síncronos.

b) Caso integrado A

El integrado A corresponde a desarrollos de potencia necesarios para cada país aisladamente, con interconexiones para intercambio económico de energía; los requerimientos de transmisión para esta alternativa serían en consecuencia adicionales al caso de desarrollo aislado.

Se adoptaron los siguientes criterios y suposiciones:

/i) La transferencia

i) La transferencia de energía a través de una línea sencilla es aceptable;

ii) Los países exportadores de energía podrían reducir (ó cortar) la exportación de energía durante los períodos pico en lugar de poner en marcha las turbinas a gas o unidades térmicas pico;

iii) Se supuso que los períodos de punta tendrían una duración de 10% del tiempo, que equivale a unas 219 horas para un período de tres meses; también se tomó en cuenta la indisponibilidad de plantas o de transmisión;

iv) El flujo de potencia entre los países será suficiente para transmitir la energía requerida durante 90% del período restante (o el 100% si no existiera la restricción de pico señalada en el punto (ii) anterior);

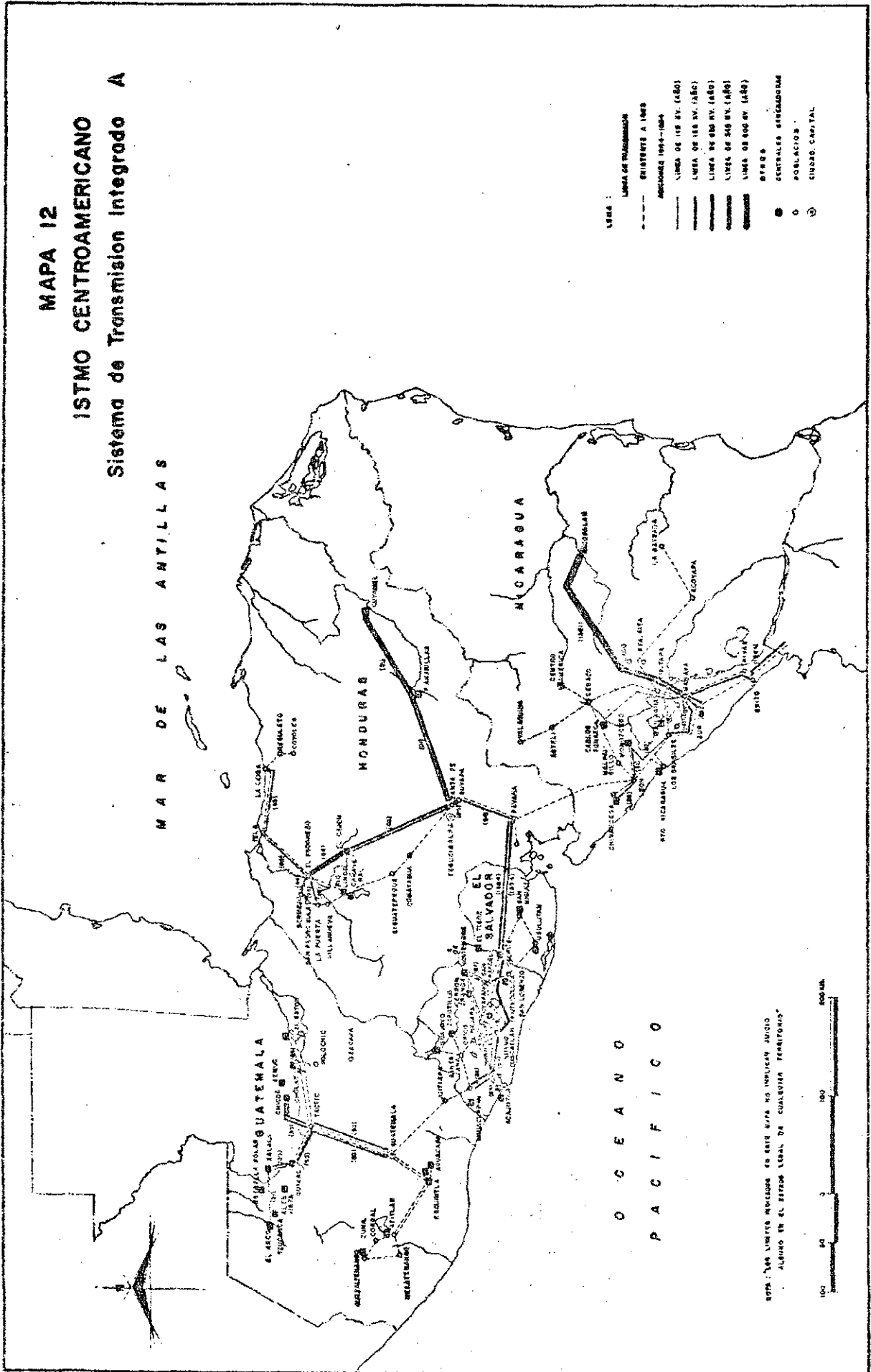
v) Cuando la energía deba transferirse entre países, la carga del sistema se supuso entre el 30% de la carga máxima y la mínima (correspondiendo entre el 10% y el 100% del tiempo de la curva de duración de carga del trimestre);

vi) No se supusieron almacenamientos en los embalses para desplazar intercambios de un período de grandes avenidas a períodos adyacentes de bajas avenidas, ya que no se contó con tal información. El sistema de transmisión resultante para este caso se muestran en el mapa 12, las adiciones de líneas en el cuadro 35 y los programas de subestaciones correspondientes, en el anexo XII.

Los resúmenes de inversiones en líneas de transmisión y subestaciones adicionales necesarias para formar el integrado A, se muestran en los cuadros 36 y 37, respectivamente.

i) Flujos de potencia. Una vez establecidos los flujos de energía de exportación e importación, se revisaron las restricciones en la demanda máxima. Bajo el supuesto de que las cargas pico se mantendrían durante el 10% del tiempo, se utilizó cualquier superávit de capacidad de generación (sin poner en marcha otra planta térmica) para exportar potencia durante el pico. La energía restante se transfirió al 90% del tiempo del

MAPA 12
ISTMO CENTROAMERICANO
Sistema de Transmision Integrado A



LEENDA :

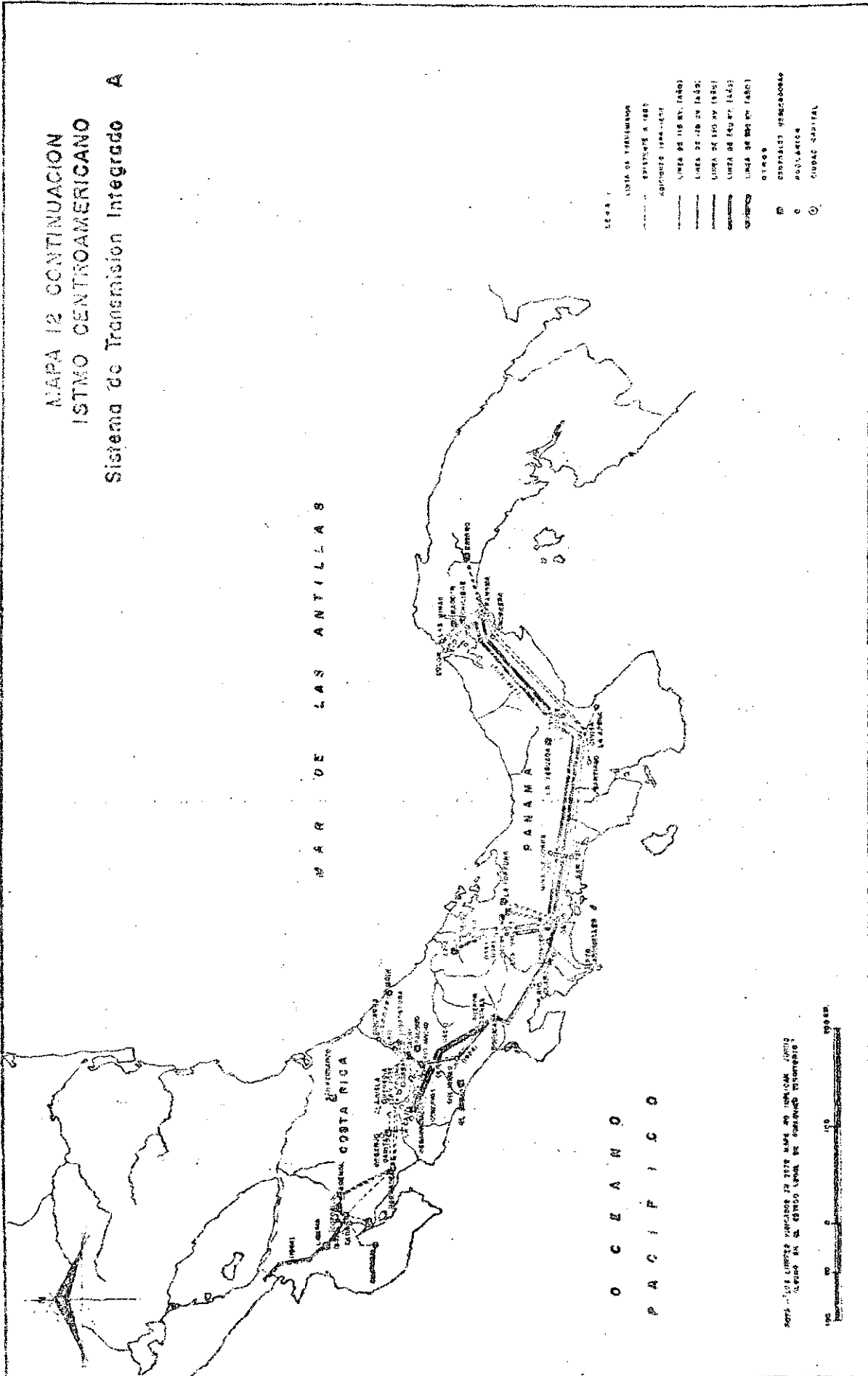
- LINEA DE TRANSMISION
- - - - - EXISTENTE A 1960
- — — — — PROYECTADA 1964-1968
- LINEA DE 110 KV. (1960)
- LINEA DE 138 KV. (1960)
- LINEA DE 230 KV. (1960)
- LINEA DE 345 KV. (1960)
- LINEA DE 500 KV. (1960)
- ESTACION
- CENTRALES GENERADORAS
- POBLACION
- CIUDAD CAPITAL

O C E A N O
P A C I F I C O

NOTA: LAS LINEAS ROTUNDAS EN ESTE MAPA NO INCLUYEN JUICIO ALGUNO EN EL EFECTO LEGAL DE CUALQUIER TERRITORIO



MAPA 12 CONTINUACION
ISTMO CENTROAMERICANO
Sistema de Transmision Integrado A



Cuadro 35

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. PROGRAMA DE LINEAS DE TRANSISION
ADICIONALES A LOS SISTEMAS AISLADOS

	DE	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total (pesos centro- americanos)
b/	Ahuachapán	Frontera Guatemala	15	230	1 107
b/	Guatemala Este	Frontera El Salvador	94	230	7 203
1984	S. Lorenzo	Frontera de Honduras	100	230	5 802
1984	S. Lorenzo	Nuevo Cuscatlán	90	230	6 897
1986	Ahuachapan	Sonsonate	28	230	2 066
1986	Sonsonate	Nuevo Cuscatlán	55	230	4 050
1989	Ahuachapán	Sonsonate	28	230	-2 066 <u>c/</u>
1989	Sonsonate	Nuevo Cuscatlán	55	230	-4 050 <u>c/</u>
1994	S. Lorenzo	Frontera de Honduras	100	230	5 802
b/	Pavana	Frontera de Nicaragua	60	230	3 066
1984	Pavana	Frontera El Salvador	45	230	2 299
1994	Pavana	Frontera El Salvador	45	230	2 299
b/	Los Brasiles	Frontera Costa Rica	150	230	8 275
b/	León	Frontera Honduras	76	230	4 193
1994	Brito	Frontera Costa Rica	30	230	1 494
1994	Brito	Masaya	100	230	5 517
	Cañas	Frontera Nicaragua	116	230	6 644
1984	Río Macho	San Isidro	60	230	3 133
1984	San Isidro	Río Claro	135	230	7 302
1984	Río Claro	Frontera de Panamá	32	230	2 080
1991	Boruca	Derivación	2 x 15	230	1 665
1994	Liberia	Frontera de Nicaragua	71	230	4 095
1994	Cañas	Corobici	7	230	493
1984	David	Frontera Costa Rica	53	230	2 883
1984	David	Divisa	210	500	30 475
1984	Divisa	Panamá	185	500	27 947
1988	David	Divisa	210	500	-30 475 <u>c/</u>
1988	Divisa	Panamá	185	500	-27 947 <u>c/</u>

a/ Costo total excluidos intereses durante la construcción.

b/ Entrada en servicio anterior a 1984.

c/ Las cifras negativas corresponden a obras que se adelantaron en el sistema aislado.

Cuadro 36

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. INVERSIONES ANUALES EN LINEAS DE TRANSICION ADICIONALES A LOS SISTEMAS AISLADOS

(Miles de pesos centroamericanos)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total	89 272	7 818	21 281	8 318	21 143	27 582	3 130
a/	33 091	7 818	1 201	3 328	13 533	7 211	-
1984	96 403	-	13 783	2 495	-	13 584	66 541
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	6 638	-	6 638	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	-63 411	-	-	-	-	-	-63 411
1989	-6 638	-	-6 638	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	1 807	-	-	-	-	1 807	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	21 382	-	6 297	2 495	7 610	4 980	-

a/ Entrada en servicio anterior a 1984.

Cuadro 37

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. INVERSIONES ANUALES EN SUBESTACIONES
ADICIONALES A LOS SISTEMAS AISLADOS

(Miles de pesos centroamericanos)

	Total	Guate mala	El Sal vador	Hon duras	Nica- ragua	Costa Rica	Panamá
Total	<u>46 287</u>	-	<u>11 105</u>	<u>13 141</u>	<u>4 138</u>	<u>17 152</u>	<u>751</u>
1984	33 370	-	8 447	5 767	1 426	7 525	10 205
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	6 003	-	3 109	2 894	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	-3 923	-	-	-	-	-	-3 923
1989	-7 450	-	-3 109	1 586	-	-396	-5 531
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	6 164	-	-	-	-	6 164	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	12 123	-	2 658	2 894	2 712	3 859	-

/periodo

período (2 190 horas). Cuando existiera una gran capacidad de exportación durante la demanda máxima, la restricción no se aplicaría y la transferencia de energía se supuso constante durante el 100% del tiempo.

Para los casos en que se presentaron flujos muy grandes, se reexaminó el balance de energía para identificar cualquier planta geotérmica (existente o nueva) que pudiera usarse en un área receptora en lugar de utilizar energía importada de plantas hidro.

ii) Requerimientos de transmisión. Se empleó la situación de carga baja en cada país para probar el intercambio de flujos ya que con pocos generadores operando se dispondría del soporte de voltaje. En los casos en que pasan flujos a través de un país, se probó también la condición de carga máxima.

Se presentan a continuación algunos comentarios por país:

1) Guatemala y El Salvador. La conexión existente entre la ciudad de Guatemala y El Salvador (Ahuachapán) es suficiente para todo intercambio esperado bajo el integrado A hasta el año de 1994. Dentro de El Salvador, sin embargo, parte de la red de 230 kV entre Ahuachapán y San Salvador debería anticiparse para poder efectuar los intercambios en 1986.

2) Salvador-Honduras. La interconexión en 1986 se haría mediante una línea sencilla de 230 kV de San Lorenzo (El Salvador) a Pavana (Honduras); requiriéndose una segunda línea en 1994.

En Honduras existe una línea de 230 kV Suyapa-Pavana que operaría a 138 kV en 1983. Bajo el caso de desarrollo aislado podría permanecer en 138 kV, pero en el integrado A, habría de elevarse a 230 kV en 1984, para el intercambio de energía. También se necesitaría una extensión de 230 kV a Santa Fé, ya que no existe en Suyapa.

Bajo el caso de desarrollo aislado se adicionaría en 1994 una segunda línea de 138 kV entre Suyapa y Pavana (construida para 230 kV como la línea 1) para proveer un suministro confiable a la carga de Pavana de 50 MW. Bajo el caso integrado A, las líneas de 230 kV interconectarían Pavana con El Salvador y Nicaragua; en la práctica tal vez no se requiriera la segunda línea a Suyapa.

/3) Nicaragua

3) Nicaragua-Costa Rica. Las interconexiones existentes hacia el norte y el sur son adecuadas para Nicaragua en 1986 y 1989. En 1994, se necesitaría una línea de 345 kV y otra de 230 kV. Los 345 kV se conectarían a Masaya (Nicaragua), Corobicí y Estación A (Costa Rica). Reprogramando la generación geotérmica, el intercambio de potencia se reduciría, y bastaría una segunda línea de 230 kV.

4) Costa Rica-Panamá. En Costa Rica, en 1983, se construiría una línea de 130 kV de río Macho a río Claro, vía San Isidro. Para el integrado A se requeriría una línea nueva de 230 kV en 1984. En 1991 se construiría Boruca con 345 kV a San José; como la línea de 345 kV se volvería obsoleta, se podría obtener algún ahorro construyendo, en lugar de la línea de 230 kV, una línea de 345 kV de Boruca a Cóncevas en 1984, para ser operada a 230 kV hasta 1991.

Lo anterior implica que para obtener ese ahorro, Boruca debería construirse antes de 1991. Por estas razones se supuso conservadoramente que la línea de 230 kV entraría en operación en 1984 y la de 345 kV en 1991, así se aseguró que los presupuestos incluyeran todos los costos.

5) Panamá. El sistema de 230 kV de Fortuna a Panamá vía David y Divisa tiene muy poco margen para una transmisión extra de energía a Panamá. Como no se contó con un estudio detallado de ese sistema, se supuso que solamente la producción máxima de Fortuna se podría transmitir a Panamá.

Para poder transmitir los intercambios de energía previstos en el caso integrado A, (1984-204 GWh; 1985-259 GWh; 1986-325 GWh, etc.) sería necesario construir una línea de 500 kV en 1984, operada a 230 kV, hasta que las nuevas plantas de Teribe y Changuinola hagan que se eleve su operación a 500 kV.

c) Caso integrado B

i) Criterios y suposiciones. El B es el caso totalmente integrado donde el programa de generación utiliza los recursos de todos los países en un orden definido por los costos de generación. Algunos países podrían tener un gran superávit o un déficit y por eso se requeriría que la transmisión fuese confiable tanto internamente como para interconectarlos.

/Los criterios

Los criterios seleccionados para el integrado B son:

- 1) Una transmisión firme que proporcione una operación satisfactoria con cualquier sección de línea fuera de servicio, y
- 2) Planeación hasta 1994 solamente, como año horizonte del estudio. En consecuencia, las adiciones a la red para un desarrollo posterior, se estimaron a partir de las transferencias de energía.

ii) Metodología. El sistema de transmisión en el integrado B no sólo debería transmitir energía sino además abastecer cargas pico; como la generación para suministrar esta carga podría localizarse en cualquier otro país, la transmisión debería asegurar un suministro confiable. En consecuencia, la metodología considera la condición de cargas pico en cada país, y busca los flujos máximos entre países según se desarrollen los programas de generación a través de los años. Finalmente, se trató de comprobar que las transmisiones requeridas para las demandas máximas fuesen suficientes para efectuar los intercambios de energía necesarios.

iii) Intercambios de potencia. La exportación o importación neta se establecen excluyendo la unidad más grande en el país, unidad que se consideró como reserva, con lo que no ocurrirían cambios bruscos en los flujos de intercambio con la pérdida de una máquina y manteniendo la reserva con máquinas térmicas o hidroeléctricas.

1) Intercambio máximo de potencia. Se encontró que los mayores flujos entre países ocurrirían desde Guatemala a El Salvador y Nicaragua en 1989 y de Costa Rica a Panamá en 1994. Costa Rica debería abastecer también a Nicaragua en 1991, pero en 1994 este país recibiría energía vía Nicaragua y Honduras desde Guatemala y El Salvador. El flujo internacional más grande ocurriría en 1994, año usado para probar el sistema. Cabe mencionar que para dimensionar y programar las adiciones de transmisión se utilizaron los flujos en años anteriores.

2) Producción de los generadores. La producción de los generadores se programó de forma que se obtuviesen los flujos de energía previstos en las interconexiones.

/iv) Transmisión

iv) Transmisión requerida. Los programas de adiciones en la red de transmisión para el caso integrado B, se muestran en el cuadro 38, los programas de adiciones en subestaciones en el Anexo XII y el sistema de transmisión resultante en el mapa 13. Los resúmenes de inversiones totales en líneas de transmisión y subestaciones necesarias para desarrollar el sistema integrado B, se muestran en los cuadros 39 y 40.

Se presentan a continuación algunos comentarios por país:

1) Guatemala. Se desarrolla un sistema colector de 138 kV para concentrar en Xalalá la generación de El Arco, Tzuncanca, Estrella Polar y Altavista. Estas líneas son cortas y el costo de la transformación a 230 kV en Xalalá es menor que la transmisión a 230 kV desde cada planta. Se necesitarán tres líneas de 230 kV de Xalalá a Quixal (Pueblo Viejo) y cuatro de Quixal a Tactic; Chicoc y Semuc se conectaron también a Tactic y una línea de Semuc a Estor contribuiría a la exportación hacia Honduras. Todas estas adiciones de 230 kV se necesitarán en 1989 cuando estas plantas entrarán en servicio.

Se construye una línea de doble circuito de 230 kV de El Estor a El Progreso, Honduras, y se adicionará en paralelo un nuevo circuito sencillo de 230 kV a la interconexión existente entre Guatemala Este y Ahuachapán.

2) El Salvador. El desarrollo de 230 kV en El Salvador, es similar al caso integrado A hasta 1989. En 1992, El Tigre I requerirá de una transmisión de 230 kV a San Salvador, Soyopango se seleccionó como un punto adecuado para llegada de esta alimentación. También sería necesaria una línea de 230 kV a San Lorenzo. En 1993 (El Tigre 2) se precisará de una línea de circuito doble de El Tigre a Pavana (Honduras). Esta línea deberá conectarse en San Miguel para que quede en paralelo con la primera interconexión de San Lorenzo a Honduras y constituya un refuerzo para el área de San Miguel.

3) Honduras. Introduciendo una línea de 230 kV desde Guatemala a Progreso en 1989 se podrán alimentar las cargas de Honduras desde Guatemala, en adición a la proveniente de El Salvador. En 1989

Cuadro 30

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO B. PROGRAMA DE LINEAS DE TRANSMISION

	De	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total en pesos centro- americanos
	<u>Guatemala</u>				
	Guatemala	Frontera	94	230	7 203
	Este	El Salvador			
1985	El Arco	Xalalá	70	138	5 355
1985	Xalalá	Quixal	30	230	3 582
1989	Quixal	Tactic	40	230	4 416
1989	Tactic	Guatemala Norte	80	230	9 066
1989	Guatemala	Guatemala	16	230	1 668
	Norte	Este			
1989	Guatemala	Frontera	100	230	7 480
	Este	El Salvador			
1989	El Estor	Frontera	106	230	12 123
		Honduras			
1989	Chicoc	Tactic	40	230	4 776
1989	Semul	Chicoc	13	230	978
1989	Guatemala	Guatemala	42	230	5 747
	Norte	Sur			
1989	Xalalá	Quixal	30	230	2 259
1989	Semuc	El Estor	73	230	5 386
1991	Estrella	Altavista	11	138	506
	Polar				
1991	Estrella	Xalalá	43	138	1 978
	<u>El Salvador</u>				
	Ahuachapán	Frontera	15	230	1 107
		Guatemala			
1984	Ahuachapán	Sonsonate	28	230	1 999
		Nuevo			
1984	Sonsonate	Cuscatlán	55	230	4 050
	Nuevo				
1984	Nuevo	San Lorenzo	90	230	5 178
	Cuscatlán				
1984	San Lorenzo	Frontera	100	230	5 406
		Honduras			
1988	Ahuachapán	Sonsonate	28	230	1 999

(continúa)

Cuadro 30 (Continuación)

	De	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total en pesos centro- americanos
1988	Sonsonate	Nuevo Cuscatlán	55	230	4 050
1988	Ahuachapan	Frontera Guatemala	14	230	1 025
1992	El Tigre	San Lorenzo	25	230	1 387
1992	El Tigre	Soyapango	80	230	5 244
1993	El Tigre	San Miguel	58	230	5 560
1993	San Miguel	Frontera Honduras	50	230	4 343
1993	Nuevo Cuscatlán	Nejapa	19	230	2 326
1993	Nejapa	Soyapango	10	230	1 345
1994	Acajutla	Sonsonate	18	230	1 653
1994	Sonsonate	Nuevo Cuscatlán	55	230	4 050
<u>Honduras</u>					
	Pavana	Frontera Nicaragua	60	230	3 066
1984	(Pavana) Suayapa	Santa Fe	17	230	1 431
1984	Pavana	Frontera El Salvador	45	230	2 476
1985	Pavana	Frontera Nicaragua	73	230	4 207
1985	El Cajón	Santa Fe	140	230	15 009
1985	Pavana	Santa Fe	102	230	5 823
1986	Progreso	La Puerta	35	138	1 913
1986	Santa Fe	Suayapa	17	138	1 105
1989	Progreso	Frontera Guatemala	70	230	8 134
1989	Progreso	Tela	62	138	2 435
1989	Tela	Ceiba	70	138	3 183
1993	Pavana	Frontera El Salvador	45	230	3 998
1993	Pavana	Frontera Nicaragua	73	230	4 207
1994	Progreso	Bermeja	35	138	1 913
1994	Bermejo	Centro	8	138	385

/(continúa)

Cuadro 38 (Continuación)

	De	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total en pesos centro- americanos
	<u>Nicaragua</u>				
	León	Frontera Honduras	76	230	4 193
	Los Brasiles	Frontera Costa Rica	150	230	8 275
1985	León	Frontera Honduras	73	230	4 079
1985	León	Momotombo	40	230	2 167
1985	Momotombo	Los Brasiles	50	230	2 274
1985	Los Brasiles	Masaya	45	230	2 602
1988	Masaya	Frontera Costa Rica	110	230	6 309
1992	Masaya	Sur	28	138	2 173
1992	Copalar	Masaya	245	230	14 266
1992	Copalar	Masaya	245	230	14 266
1992	Masaya	Tipitapa	22	138	1 519
1993	León	Frontera Honduras	73	230	4 079
	<u>Costa Rica</u>				
	Cañas	Frontera Nicaragua	116	230	6 644
1984	Río Macho	San Isidro	60	230	3 133
1984	San Isidro	Boruca	85	230	4 041
1984	Boruca	Frontera Panamá	80	500	11 874
1988	Liberia	Frontera Nicaragua	71	230	4 095
1988	Liberia	Cañas	46	230	2 442
1988	Cañas	Corobicí	7	230	4 935
1988	Boruca	Frontera Panamá	80	500	11 874
1988	Boruca	Subestación "A"	150	230	13 717
1988	Subestación "A"	La Caja	6	230	984
1994	San Fernando	Alajuela	46	138	3 096
1994	Cañas	Barranca	63	230	3 205
1994	Barranca	Subestación	68	230	3 831

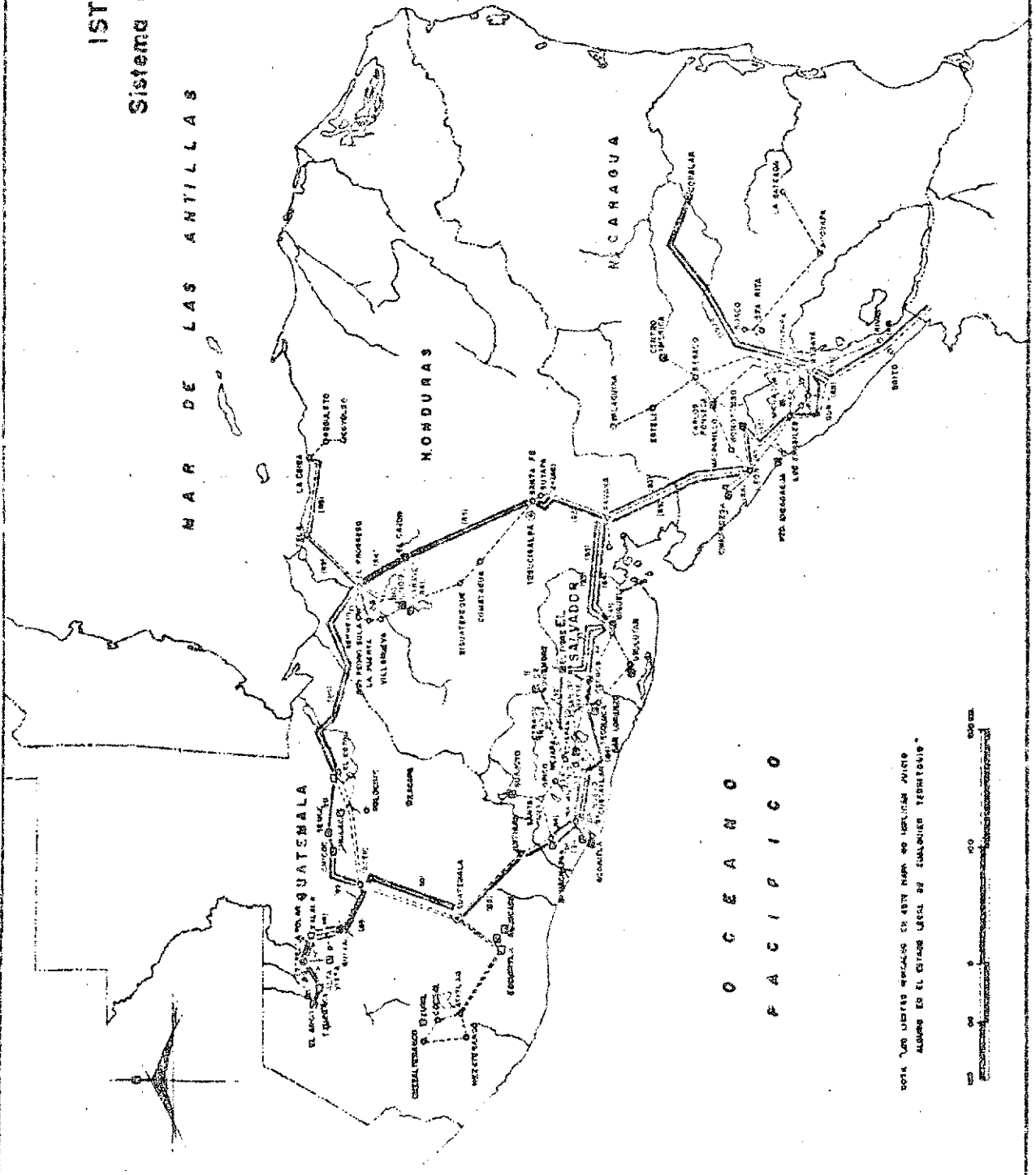
/(continúa)

Cuadro 33 (Conclusión)

	De	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total en pesos centro- americanos
		<u>Panamá</u>			
1984	David	Frontera Costa Rica	53	500	8 046
1984	David	Divisa	210	500	30 475
1984	Divisa	Panamá	185	500	27 947
1988	David	Frontera Costa Rica	53	500	8 046
1988	David	Divisa	210	500	30 475
1988	Divisa	Panamá	185	500	27 947
1989	Panamá	Cáceres	1	115	52
1989	San Félix	Mina de Cobre	35	230	3 446
1991	C2-2	David	100	230	13 043

a/ Sin incluir intereses durante la construcción.

MAPA 13 ISTMO CENTROAMERICANO Sistema de Transmision Integrado B



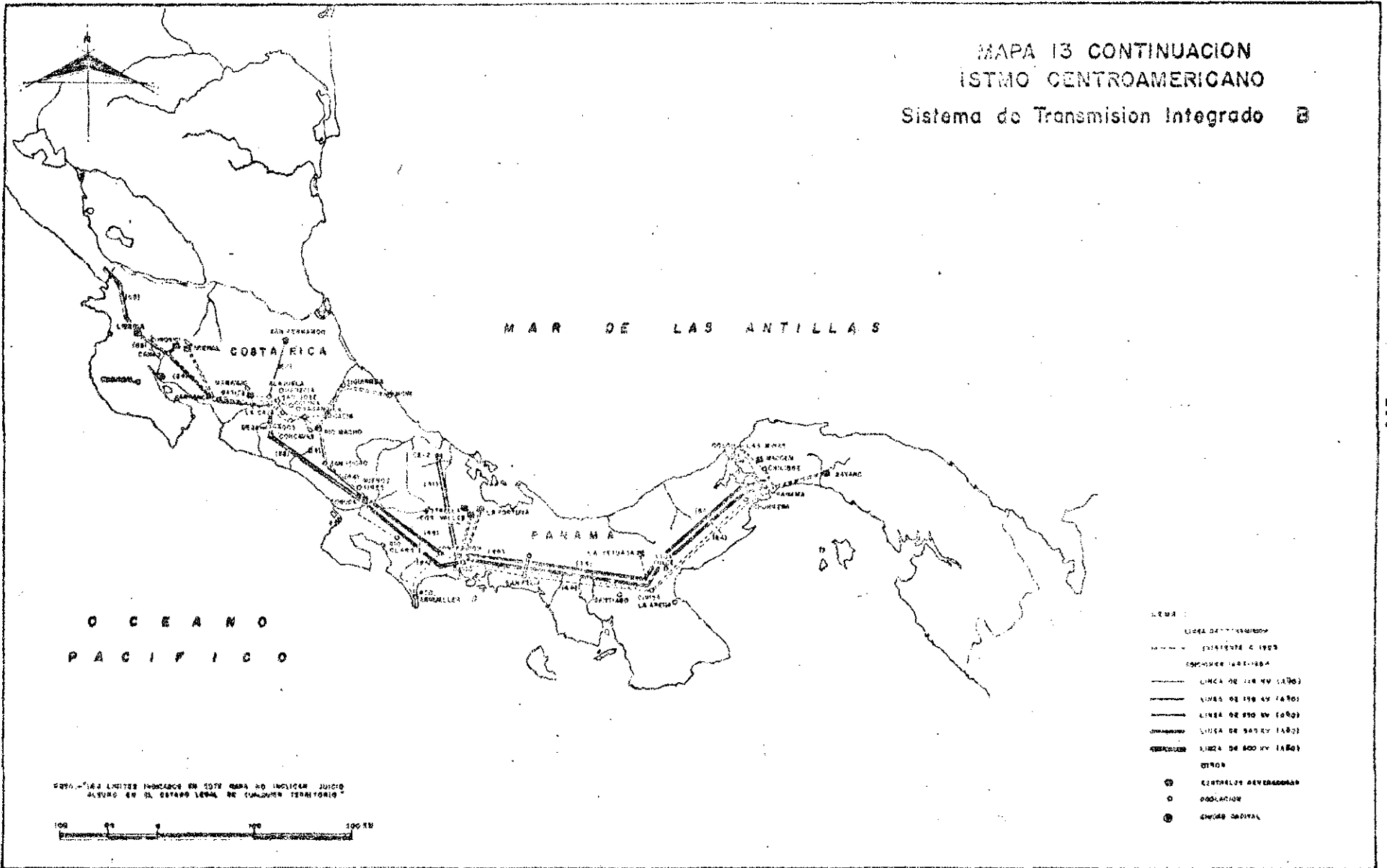
- LINEA DE TRANSMISION
- SISTEMA A 132KV
 - SISTEMA A 132KV
 - LINEA DE 75 KV (LADO)
 - LINEA DE 75 KV (LADO)
 - LINEA DE 132KV (LADO)
 - LINEA DE 132KV (LADO)
 - LINEA DE 132KV (LADO)
- ESTACION
- ESTACION INTERMEDIARIA
 - ESTACION
 - ESTACION

O C E A N O
P A C I F I C O

NOTA: LOS LINEAS MARCADAS EN ESTE MAPA NO SON UNAS LINEAS NUEVAS
ALGUNAS EN EL ESTADO LIBRE DE GUATEMALA SON ANTIGUAS



MAPA 13 CONTINUACION
 ISTMO CENTROAMERICANO
 Sistema de Transmision Integrado B



Cuadro 39

ISTMO CENTROAMERICANO: INEGRADO B. INVERSIONES ANUALES EN LINEAS DE TRANSMISION
(Miles de pesos centroamericanos)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total	508 189	78 716	55 069	64 272	72 328	75 559	162 245
a/	33 091	7 818	1 201	3 328	13 533	7 211	-
1984	115 399	-	18 050	4 233	-	20 970	72 146
1985	49 396	9 703	-	27 135	12 558	-	-
1986	3 256	-	-	3 256	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	123 041	-	7 674	-	6 383	36 383	72 146
1989	77 226	58 503	-	14 924	-	-	3 799
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	16 846	2 692	-	-	-	-	14 154
1992	42 167	-	7 196	-	34 971	-	-
1993	28 089	-	14 761	8 900	4 428	-	-
1994	19 678	-	6 187	2 496	-	10 995	-

a/ Entrada en servicio anterior a 1984.

Cuadro 40

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO D. INVERSIONES ANUALES EN SUBESTACIONES

(Miles de pesos centroamericanos)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total	403 937	84 837	77 656	37 456	61 972	69 174	72 837
1984	44 413	-	17 233	5 414	1 822	5 199	14 740
1985	44 359	13 068	1 694	8 854	19 071	1 672	-
1986	23 090	10 516	1 597	3 570	1 726	4 845	836
1987	5 317	-	2 637	-	2 680	-	-
1988	80 089	-	5 467	-	1 844	38 613	34 165
1989	63 634	43 598	1 737	10 763	236	3 012	4 288
1990	10 141	-	2 230	-	-	7 911	-
1991	23 198	10 913	407	-	-	-	11 878
1992	24 087	1 179	7 568	-	15 340	-	-
1993	40 918	2 176	25 406	6 325	7 011	-	-
1994	44 691	3 387	11 685	2 530	12 242	7 922	6 925

/se establecerá

se establecerá una ruta por Honduras hacia Nicaragua, paralela a la ruta a través de El Salvador. Será necesario instalar dos líneas de 230 kV desde Santa Fé vía Pavana hacia León, Nicaragua en 1985, cuando Honduras (El Cajón) alimente a Nicaragua.

4) Nicaragua. En 1985, se precisará de un segundo circuito de 230 kV desde Honduras vía León a Los Brasiles y Masaya que podrá ser llevado vía Momotombo. Esta línea reemplazará a la segunda de 138 kV, de Momotombo a León y a Los Brasiles, la cual se necesitaba en el caso de desarrollo aislado. Los cuatro generadores en Momotombo podrán conectarse directamente a 230 kV.

Copalar se introduce a 230 kV en esta alternativa. En el caso aislado, se sugirió la transmisión de 345 kV porque se desarrollará completamente el proyecto Copalar dentro del período en estudio. En el integrado E, Copalar sólo se desarrollaría parcialmente hasta 1994, por lo que bastaría contar con dos líneas de 230 kV. Con el desarrollo de Masaya como una estación transformadora y líneas alimentadoras de 138 kV hacia Sur y Tipitapa, el esquema de transmisión en esa zona es igual al del caso aislado.

Se necesitarán dos líneas de interconexión con Costa Rica para asegurar el suministro de potencia firme, la segunda línea se adicionaría en 1988.

5) Costa Rica. Para exportar a Nicaragua en 1988 será necesario reforzar la red de 230 kV, por lo que se agregará una segunda línea de 230 kV en las secciones Liberia-Cañas-Corobicí. Después, en 1994 cuando el flujo provenga de Nicaragua, se requerirá una línea adicional en las secciones Cañas-Barranca y Barranca-San José. La terminación en San José se escogió en la Estación A, como el caso aislado.

Boruca entrará en operación en 1988, fecha más próxima que la del caso aislado. Su papel será diferente en el integrado E, puesto que reemplazará las plantas de Changuinola y Teribe en Panamá y la mayor parte de su potencia se destinará a la ciudad de Panamá. Por esta razón, el sistema de 500 kV deberá iniciarse en Boruca en 1988. Una de las líneas de 500 kV se construiría por adelantado (1984) para cubrir las necesidades de intercambio a 230 kV junto con la línea de 230 kV de

Boruca a río Macho. El adelanto de estas líneas no puede considerarse opcional como lo fue en el integrado A porque constituirá la única ruta de alimentación a Panamá hasta 1988.

La producción de Boruca alimentará tanto a Costa Rica como a Panamá; en el caso de carga máxima en Costa Rica, se requerirán tres líneas de 230 kV, una a río Macho (a construirse en 1984), y un circuito doble hacia la Estación A (San José) a instalarse en 1988. Parte de la generación de Boruca podría conectarse directamente a 230 kV.

La estación de San Fernando en 1994, podrá abastecer a la zona de San José por una línea de circuito sencillo 138 kV porque su producción total será inferior a la de una máquina de Boruca; se seleccionó Alajuela como el punto de conexión para esta línea.

6) Panamá. El desarrollo del sistema principal se hará a 500 kV, como en el desarrollo aislado, salvo que en este caso se llevará hasta Boruca. Se seleccionó el mismo reactor de 120 MVAR; se instalará uno en David en la primera línea que llega de Boruca, y uno en cada línea que salga hacia Divisa. La segunda línea de Boruca no necesitará reactor debido a que las máquinas tienen una adecuada absorción de vars.

La central hidroeléctrica Teribe C2-2 alimentará a David por un circuito doble a 230 kV.

d) Caso Integrado C

1) Criterios y supuestos. El caso C corresponde a un desarrollo del sistema completamente integrado, y representa una combinación entre los integrados A y B. Empieza con el mismo desarrollo de generación que el integrado A y es igual, a su vez, al desarrollo aislado; posteriormente, en 1987, se cambia al programa económicamente más atractivo sugerido en el integrado B.

Para los primeros años, en que las interconexiones sólo sirven para intercambios de energía económica y de potencia en condiciones de emergencia, (tales como la falla de un generador), se utilizaron los mismos criterios que en el integrado A, y bastará una sola línea de interconexión. Para el caso de que un país tuviese déficit, cuando el generador mayor estuviese fuera de servicio, se programó al menos una línea para suministrar la energía a ese país. Para cuando hubiese déficit con todas las máquinas /en servicio,

en servicio, se programaron dos líneas que serán suficientes para prever fallas, tanto de generación como de líneas de transmisión.

La planeación del integrado C al igual que las otras alternativas A y B llega hasta 1994; las previsiones posteriores a esa fecha se estimaron para completar el cuadro de inversiones.

ii) Metodología. Durante los años 1984-1987, se instalarán interconexiones suficientes para los intercambios económicos de energía. Posteriormente ciertos países presentarán déficit cuando la generación nueva se concentre en plantas mayores. Para el caso en que el déficit en cualquier país excediera el tamaño de la máquina más grande, se programaron cuando menos dos líneas de alimentación.

iii) Alternativas. Las adiciones de transmisión requeridas por el integrado C se calcularon para dos alternativas. A continuación se describen brevemente las dos alternativas estudiadas para los casos de interconexión Guatemala a Nicaragua, Nicaragua a Costa Rica y Costa Rica a Panamá.

1) Guatemala a Nicaragua.

Alternativa 1. En esta alternativa para la región norte, la conexión entre Guatemala y Honduras se hará en 1984 por medio de una línea de doble circuito de 230 kV. Se reforzará la interconexión entre Honduras y Nicaragua con una línea de 230 kV de Tegucigalpa a Sébaco y Masaya, vía El Paraíso y Estelí. Una subestación transformadora en Sébaco conectará con la red de 138 kV.

Alternativa 2. En esta alternativa se conecta El Salvador con Honduras vía San Lorenzo y Pavana. El refuerzo hacia Nicaragua se hará por medio de una segunda línea entre Pavana y León. Las interconexiones se reforzarán en los años siguientes y no será necesaria la conexión directa entre Guatemala y Honduras.

De la comparación del valor presente de las inversiones necesarias en ambas alternativas resultó como más económica la alternativa 1, por lo que se siguió esta alternativa en esta región.

2) Nicaragua a Costa Rica. Los excedentes máximos esperados de capacidad generadora en Costa Rica y Panamá ocurren en 1992 y llegan

a más de 700 MW. Para tener suficiente capacidad de transmisión desde el sur hacia Nicaragua se recomendaron dos líneas de 345 kV.

Los programas de adiciones en la red de transmisión para el integrado C se muestran en el cuadro 41, los diagramas de adiciones en subestaciones se acompañan como anexo XII y el sistema de transmisión resultante se muestra en el mapa 14. Los resúmenes de inversiones totales en líneas de transmisión y subestaciones necesarias para desarrollar el sistema integrado C se muestran en los cuadros 42 y 43.

Las líneas se originan en la Estación A, donde se conectarán directamente al sistema de 345 kV de Boruca y se llevarán a Masaya vía Corobicí. Alternativamente se podría reforzar el sistema de 230 kV, pero aún agregando tres líneas de 230 kV, la capacidad de intercambio sería inferior a la de las dos líneas de 345 kV. El costo de tres líneas de 230 kV (en construcción de doble circuito) sería inferior al de dos líneas de 345 kV, pero se espera que será necesario agregar la cuarta línea de 230 kV para igualar la capacidad de transmisión de las dos líneas de 345 kV y tener la suficiente capacidad de transferencia de energía después de 1994.

Los flujos de carga y las pruebas de estabilidad se hicieron con un intercambio de 300 MW, aunque se obtuvieron valores mayores en los años iniciales. Durante las pruebas de 1994 no apareció el flujo máximo de 700 MW, por lo que la alternativa de 230 kV sería satisfactoria y menos costosa. Sin embargo, para asegurar que se pueda transportar el valor máximo, se seleccionó la de 345 kV.

Las transferencias de energía en los últimos años (hasta el 2000) indicaron que el sistema de 345 kV se usará a plena carga en esos años.

3) Costa Rica a Panamá. Se examinaron dos opciones que se denominaron alternativas 3 y 4, para evitar confusión con las alternativas de la región de Guatemala-Nicaragua.

Flujos de intercambio. En la alternativa C el principal complejo de generación lo forman Boruca y Teribe-Changuinola. Parte de la energía se enviaría hacia las cargas de Panamá y parte hacia San José. La distribución de esta energía variaría año con año y la transmisión,

Quadro 41

ISTMO CENTROAMERICANO, INTEGRADO C. PROGRAMA DE LINEAS DE TRANSMISION

DE	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total en pesos centro-americanos	
<u>Guatemala</u>					
1984	Guatemala Este El Estor	Frontera El Salvador Frontera Honduras	106	230	12 123
1985	El Arco	Kalalá	70	138	5 355
1985	Kalalá	Quixal	30	230	3 534
1986	Línea El Estor Tactic	Chulac	2 x 15	230	3 132
1988	Guatemala Este	Frontera El Salvador	100	230	11 550
1989	Quixal	Tactic	40	230	4 416
1989	Tactic	Guatemala Norte	80	230	9 066
1989	Guatemala Norte	Guatemala Este	16	230	1 668
1991	Kalalá	Quixal	30	230	2 259
1991	Guatemala Norte	Guatemala Sur	42	230	5 749
1994	Semuc	Tactic	55	230	3 899
<u>El Salvador</u>					
1984	Ahuachapán	Frontera Guatemala	28	230	1 999
1984	Sonsonate	Sonsonate Nuevo	55	230	4 050
1986	Cerrón Grande	Cuscatlán Nejapa	40	115	1 981
1988	Ahuachapán	Sonsonate	28	230	1 999
1988	Sonsonate	Nuevo Cuscatlán	55	230	4 050
1988	Ahuachapán	Frontera Guatemala	14	230	893
1990	5 de Noviembre	San Rafael Cedros	50	115	3 146
1994	El Tigre	Soyapango	80	230	8 020
1994	El Tigre	San Miguel	58	230	5 556
1994	San Miguel	Frontera Honduras	50	230	4 343
1994	San Rafael Cedros	Tecoluca	23	115	1 498
1994	Nuevo Cuscatlán	Soyapango	30	230	3 012

/(continúa)

Cuadro 41 (Continuación)

DE	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total en pesos centro- americanos	
<u>Honduras</u>					
	Pavana	Frontera			
		Nicaragua			
1984	Progreso	Frontera	70	230	8 132
		Guatemala			
1984	Pavana	Santa Fe	102	230	5 823
1984	El Cajón	Progreso	60	230	6 156
1985	El Cajón	Santa Fe	140	230	15 002
1985	Santa Fe	El Paraíso	100	230	6 273
1986	Progreso	La Puerta	35	138	1 913
1986	Santa Fe	Suayapa	17	138	1 104
1989	Tela	Ceiba	70	138	3 022
1994	Frontera	Pavana	45	230	3 988
	El Salvador				
1994	Progreso	Bermejo	35	138	1 913
1994	Centro	Bermejo	8	138	385
<u>Nicaragua</u>					
	León	Frontera			
		Honduras			
	Los Brasiles	Frontera			
		Costa Rica			
1985	Momotombo	Los Brasiles	50	138	1 970
1985	El Paraíso	Sébaco	135	230	8 194
1985	Sébaco	Masaya	105	230	6 211
1988	Masaya	Frontera	110	345	10 432
		Costa Rica			
1988	Masaya	Sur	28	138	1 519
1988	Masaya	Tipitapa	22	138	1 065
1990	Masaya	Frontera	110	545	10 432
1992	León	Momotombo	40	138	1 566

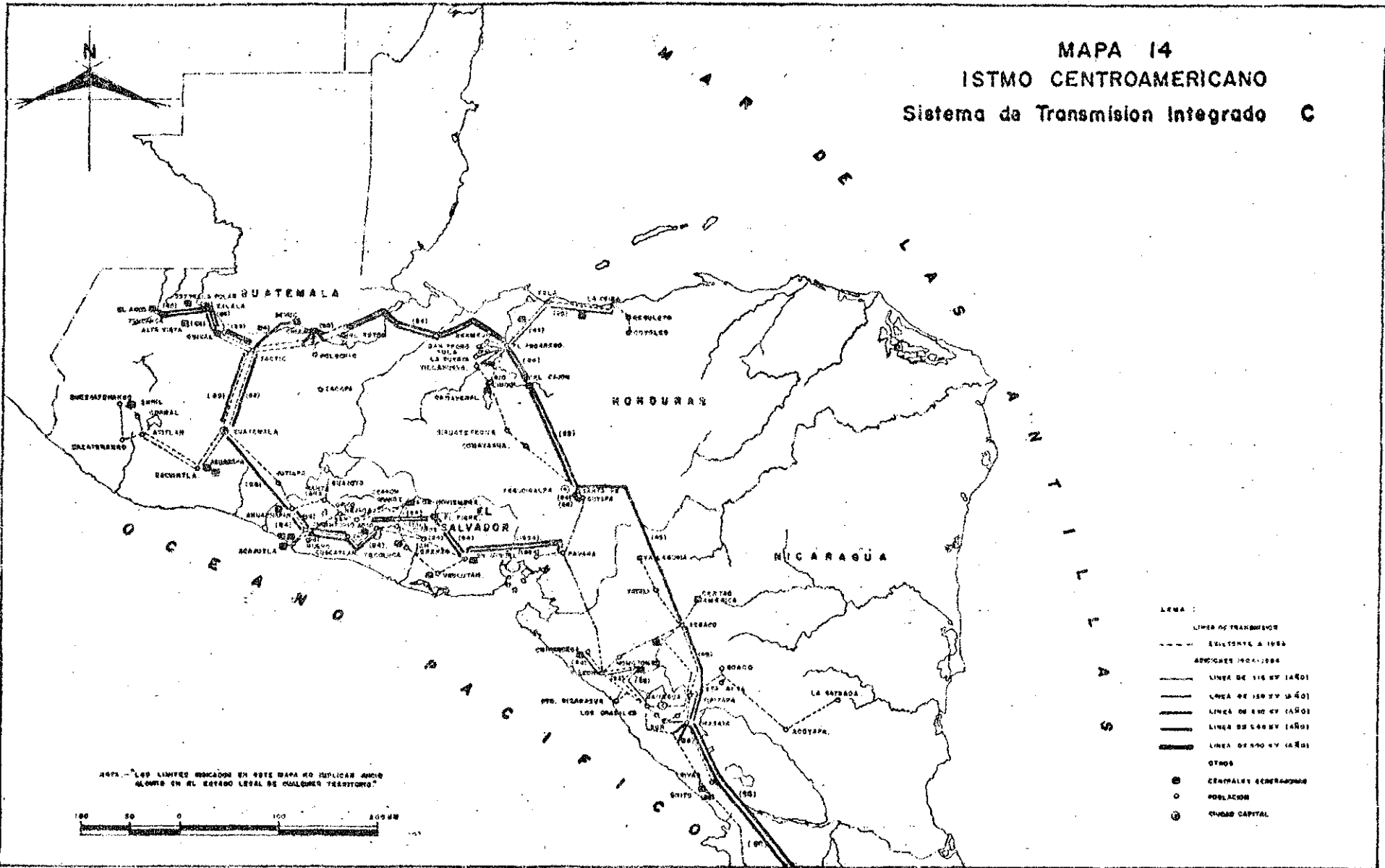
/(continúa)

Cuadro 41 (Conclusión)

Año	DE	A	Longitud (km)	Tensión (kV)	Costo total en pesos centro- americanos
<u>Costa Rica</u>					
	Cañas	Frontera Nicaragua			
1984	Frontera Panamá	Boruca	80	500	11 784
1984	Boruca	Río Macho	120	345	12 280
1988	Río Macho	Concavas	13	345	1 783
1988	Boruca	Estación "A"	150	345	14 876
1988	Concavas	Estación "A"	30	345	4 317
1988	Estación "A"	Corobicí	150	345	13 950
1988	Corobicí	Frontera Nicaragua	120	345	11 558
1988	Boruca	Frontera Panamá	80	500	11 784
1990	Corobicí	Frontera Nicaragua	120	345	11 558
1990	Estación "A"	Corobicí	150	345	13 950
<u>Panamá</u>					
1984	David	Frontera Costa Rica	53	500	7 774
1984	David	Divisa	210	500	30 475
1984	Divisa	Panamá	185	500	27 947
1988	David	Frontera Costa Rica	53	500	7 774
1988	David	Divisa	210	500	30 475
1988	Divisa	Panamá	185	500	27 947
1989	Panamá	Cáceres	1	115	52
1989	San Félix	Mina de Cobre	35	230	3 446
1989	D2-2	David	95	500	16 056
1992	D2-2	David	95	500	16 056
1992	D2-2	B2-2	25	230	2 115
1992	D2-2	C2-2	35	230	2 773
1992	B2-2	C2-2	9	230	790

a/ No incluye intereses durante la construcción.

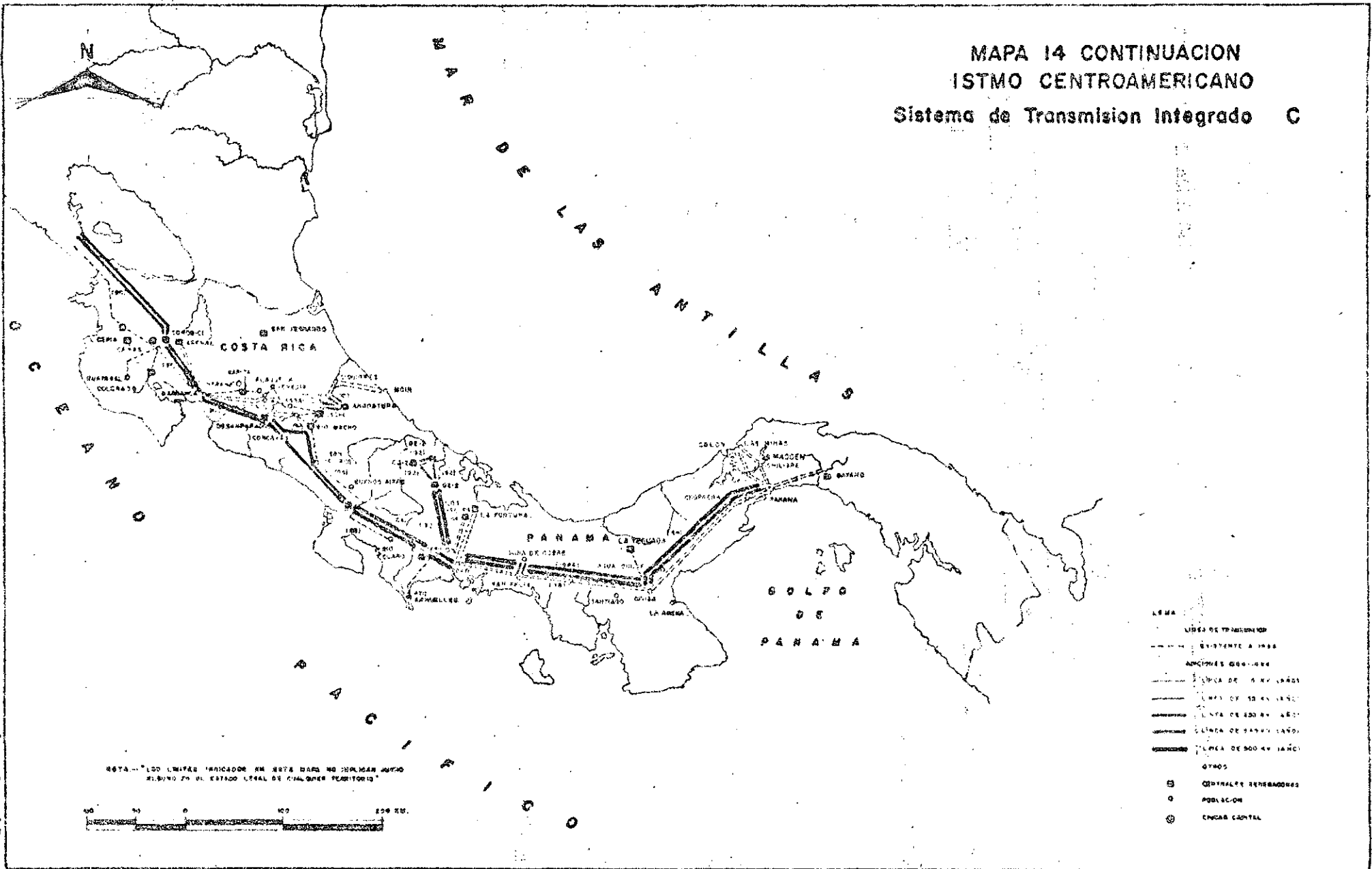
MAPA 14
 ISTMO CENTROAMERICANO
 Sistema de Transmision Integrado C



NOTA: LOS LIMITES MUESTRAOS EN ESTE MAPA NO IMPLICAN ANUNCIO ALGUNO EN EL ESTADO LEGAL DE CUALQUIER TERRITORIO.

(continúa)

MAPA 14 CONTINUACION
 ISTMO CENTROAMERICANO
 Sistema de Transmision Integrado C



- LEYENDA
- LINEA DE TRANSMISION
 - - - - - EXISTENTE A 1962
 - ANCHORES 600-1000
 - LINEA DE 500 KV (1962)
 - LINEA DE 100 KV (1962)
 - LINEA DE 50 KV (1962)
 - LINEA DE 20 KV (1962)
 - LINEA DE 500 KV (1962)
 - OTROS
 - CENTRALES GENERADORAS
 - POBLACION
 - ⊙ CIUDAD CAPITAL

ESTA LINEA DE LIMITES INDICADOS EN ESTE MAPA NO DEBERIA SERVIR COMO PRECEDENTE EN EL ESTADO LEGAL DE CUALQUIER TERRITORIO

0 50 100 150 200 KM.

Cuadro 42

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO C. INVERSIONES ANUALES EN LINEAS DE TRANSMISION

(Miles de pesos centroamericanos)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Total</u>	<u>555 866</u>	<u>76 175</u>	<u>44 212</u>	<u>64 283</u>	<u>58 452</u>	<u>124 260</u>	<u>188 478</u>
<u>a/</u>	33 091	7 818	1 201	3 328	13 533	7 211	-
1984	139 516	13 155	6 566	21 827	-	26 115	71 853
1985	50 568	9 703	-	23 097	17 768	-	-
1986	9 019	3 592	2 149	3 278	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	169 301	12 536	7 532	-	14 132	63 246	71 853
1989	43 600	16 444	-	5 926	-	-	21 230
1990	42 428	-	3 419	-	11 321	27 688	-
1991	8 694	3 694	-	-	-	-	-
1992	25 246	-	-	-	1 704	-	23 542
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	34 405	4 233	23 345	6 827	-	-	-

a/ Entrada en servicio anterior a 1984.

Cuadro 43

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO C. INVERSIONES ANUALES EN SUBESTACIONES

(Miles de pesos centroamericanos)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total	444 571	72 145	63 301	48 454	47 958	88 545	124 168
1984	59 559	1 822	10 634	22 662	1 822	5 199	17 420
1985	34 818	13 497	-	4 931	14 718	1 672	-
1986	29 468	14 118	3 934	4 674	1 061	4 845	836
1987	5 575	-	2 230	-	3 345	-	-
1988	122 239	1 822	6 196	-	9 283	63 162	41 776
1989	40 809	8 576	3 023	7 868	235	3 012	18 095
1990	17 248	1 801	5 617	-	3 741	6 089	-
1991	21 279	13 861	2 230	-	-	-	5 188
1992	57 436	6 957	-	-	8 908	3 955	37 616
1993	11 342	-	2 637	2 680	3 344	-	2 680
1994	44 799	9 691	26 800	5 639	1 501	611	557

por lo tanto, se diseñó para transportar el flujo máximo en cada dirección, aunque no hubiese aparecido esta condición en los flujos de carga.

Alternativas 3 y 4. La alternativa 3 introduciría 500 kV de Boruca directamente a la ciudad de Panamá. La conexión de la generación Teribe-Changuinola a David también se haría en 500 kV. De Boruca a San José, se seleccionó 345 kV.

La alternativa 4 considera que las líneas de transmisión seguirían la ruta caribeña. El complejo Teribe-Changuinola se conectaría en 345 kV solamente con San José, sin conectarse al sistema de Panamá. Se mantendrían los 500 kV de Boruca a Panamá, como en la alternativa 3, y suministraría toda la carga de Panamá.

La ruta de la línea de 345 kV se llevaría vía Moín, cruzando terreno más fácil, permitiendo que haya transformación en Moín, en caso de que aparezca un desarrollo industrial importante en esa zona. Las cargas que se usaron en este estudio no son suficientes para requerir se instale transformación en ese punto.

Los intercambios de energía en esta alternativa se modificarían ya que las plantas de Teribe y Changuinola se dedicarían exclusivamente a Costa Rica.

Entre 1986 y 1991 se requeriría transmitir el excedente de Boruca hacia el norte por las líneas de 345 kV, en cuyo caso, serían más baratas dos líneas de 345 kV, que tres líneas de 230 kV, sobre todo considerando toda la transformación.

Comparación de costos. En la alternativa 3 el valor presente es menor, aunque la diferencia es sumamente pequeña, por lo que cualquiera de las dos podría ser aceptada. La alternativa 3 tiene la ventaja de que la generación de Panamá llegaría a las cargas de Panamá directamente en lugar de pasar por Costa Rica. Adicionalmente, si después de 1994 aumentara el déficit en Panamá, esta alternativa estaría en mejor posición de abastecerlo que la alternativa 4. Como las pérdidas también serán menores para estos años en la alternativa 3, se seleccionó ésta como la mejor opción.

2. Estudio del Centro Regional de Despacho de Carga^{2/}

En los estudios de operación del sistema de generación, efectuados con el modelo WASP, se supuso para todos los casos de integración que la operación se efectuaría bajo el principio de un despacho económico regional. De ahí que los intercambios económicos de energía entre los países del Istmo Centroamericano podrían efectuarse y coordinarse a través de un Centro Regional de Operación, cuya gerencia respondería a las empresas nacionales de electrificación.

Se elaboró así un estudio preliminar para el establecimiento de un Centro Regional de Despacho de Carga para la interconexión de las redes eléctricas de los seis países, donde se analizan los integrados A, B y C de interconexión mencionados a lo largo del presente informe.

A continuación se resume el estudio partiendo de una breve descripción de las instalaciones existentes en la región, se prosigue con la filosofía de operación de los integrados A, B y C de interconexión; se continúa con la infraestructura de la operación regional, en particular con los requerimientos de equipo y de programación del Centro Regional de Operación (CRO), las terminales satélites para la generación de información y la red de comunicaciones asociada; se analizan en seguida las necesidades especiales para el equipo de control supervisorio existente o planeado en cada país, y se concluye con una estimación de costos y una programación de actividades previas al establecimiento del Sistema Regional de Despacho de Carga.

a) Instalaciones nacionales de control existentes y programadas

i) Guatemala. Se han elaborado los estudios para determinar las necesidades nacionales de control de energía y se preparará una programación para establecer la operación centralizada de la red.

ii) El Salvador. Para octubre de 1980 se dispondrá de un sistema de despacho de cargas que cubrirá 12 subestaciones e incluirá control automático de generación (CAG) en 8 plantas.

iii) Honduras. A mediados de 1980 operará un sistema de carga que abarcará 4 subestaciones y 13 plantas generadoras de las cuales dos hidroeléctricas tendrán control automático de generación; se planea además el CAG para la planta El Cajón.

^{2/} Véase, Montreal Engineering Company, Despacho de Carga. Informe Final. febrero, 1980.

iv) Nicaragua. Se ha planeado para diciembre de 1983 contar con un sistema para controlar y supervisar, obtener datos y controlar automáticamente la generación de 10 subestaciones y 6 plantas.

v) Costa Rica. Se han comprado en Costa Rica equipos de control, incluyendo el CAG, para 16 subestaciones y plantas generadoras, que se estima quedarán instalados en abril de 1981. El sistema CAG abarcará 9 unidades hidroeléctricas en tres plantas.

vi) Panamá. En este país existe actualmente en servicio un sistema de despacho de carga, que puede extenderse a 23 subestaciones y plantas generadoras. Este sistema incluye el Control Automático de Generación (CAG) de 11 unidades termoelectricas y 3 unidades hidroeléctricas, el cual se espera que en un futuro próximo incluirá las plantas de Bayano y La Fortuna.

b) Filosofía de operación

En el caso integrado A se pretende obtener economías por reducción de los costos de combustible, mediante el transporte de energía excedente de cualquier Red Nacional de Energía (RNE) a una o varias RNE para sustituir energía que se obtendría a costo mayor.

Para el integrado B, y eventualmente también para el C, se pretende obtener ventajas económicas a más largo plazo, desarrollando la generación y la transmisión sobre la base de los requerimientos y disponibilidades de centrales generadoras, con miras a obtener economías en el ámbito regional.

Se adoptaron los siguientes criterios que gobiernan la filosofía general de operación para los tres casos mencionados:

Los criterios siguientes sólo son aplicables al integrado A e inicialmente al integrado C.

i) Cada RNE debe mantener la reserva rodante suficiente de acuerdo con el criterio adoptado.

ii) Cada RNE debe tener una capacidad instalada de generación, suficiente para abastecer la demanda máxima prevista.

iii) Las líneas de interconexión pueden ser relativamente débiles y tener una capacidad suficiente para transportar los intercambios máximos de energía, encontrados en el período estudiado.

/Los criterios

Los criterios siguientes sólo se aplican al integrado B y ocasionalmente al C.

iv) La carga de las líneas de interconexión debe dejar un margen suficiente para permitir cierto soporte de frecuencia durante condiciones de emergencia.

v) Las cargas en las líneas de interconexión deberían poder transportarse aun cuando un circuito o un transformador esté fuera de servicio.

Después de revisar los diferentes aspectos que influyen en las interconexiones bajo condiciones normales y anormales del sistema, se propone una filosofía de operación en la que cada RNE ejercería control sobre las líneas de interconexión de manera que se mantenga la potencia de intercambio a los niveles acordados. El control de las interconexiones sobre cada RNE permitiría la existencia de diferencias angulares de fase entre las RNE y dejaría que cada RNE corrigiera esas diferencias con sus propias unidades generadoras. Por lo tanto, antes de efectuarse la operación interconectada, cada RNE deberá contar con las instalaciones necesarias, incluyendo sistemas de control y supervisión, obtención de datos y de control automático de generación.

c) Control regional de operación

El Centro Regional de Operación (CRO) podría considerarse como un organismo de coordinación central donde se realicen las tareas colectivas para que las RNE inicien y optimicen los intercambios económicos de energía. Además, en los integrados B y C, debería mantenerse la integridad de la red eléctrica regional y/o sus partes (los RNE) y coordinarse la producción y el suministro de energía eléctrica en bloque que se encuentren bajo su jurisdicción.

Las labores asignadas al CRO deberán ser desempeñadas por una combinación armónica del hombre y la máquina. Los aspectos sobresalientes que configurarían esta organización serían: la filosofía operativa ya mencionada, los criterios económicos y los procedimientos administrativos.

i) Consideraciones económicas. "Con objeto de poder comparar entre sí los varios costos de generación y el transporte a los centros de carga, el CRO recopilaría información diversa. Cuando la evaluación muestre que existen economías al transportar energía a través de las fronteras, entonces el CRO suministraría a los centros nacionales de operación (CNO) afectados, las instrucciones necesarias para efectuar el intercambio de energía y calcularía el costo neto de la entrega de energía en la frontera entre la RNE exportadora y la importadora, con propósitos de facturación. Con el establecimiento de una estructura tarifaria de dos sentidos (para energía comprada o vendida) se crearían los medios para que la organización regional de energía generara los ingresos para cubrir sus costos operativos y financieros y pagar dividendos a sus dueños.

En los integrados B o C, la organización regional de energía podría, de hecho, ser propietaria de instalaciones generadoras y de transmisión, y aunque los principios del análisis económico no cambiarían, las ventas se harían en ciertos puntos de "suministro en bloque" donde las RNE se conectarán a la red regional de energía.

La base del CRO para efectuar los análisis económicos es un paquete de programas para computadora denominado "Control de Despacho Económico" (CDE). Adicionalmente a la regulación de los intercambios económicos entre RNE, el CRO podría efectuar cálculos de despacho económico en cada país. Esto constituiría un valioso servicio a las RNE, que reducirían sus costos de operación, y significaría otra fuente de ingresos para la Organización Regional de Energía.

Para los integrados B y C, ciertas RNE deberían confiar en que parte de sus necesidades de carga fuesen suministradas por otros. Para ello, sería importante disponer de un mecanismo que proveyera los incentivos necesarios para que los RNE exportadores asignasen una alta prioridad a mantener un nivel de disponibilidad de generación para exportación como si se tratase de sus propias cargas, evitando así posibles desviaciones hacia intereses nacionales. Esto podría controlarse mediante penalizaciones por fallar en el suministro de generación, de acuerdo con la programación del CRO.

Si la Organización Regional de Energía asumiese la responsabilidad financiera de todas las transacciones, parecería adecuado que se encargase

/de vender

de vender la energía a un precio cotizado. Así, el CRO demandaría compensación de una RNE para sufragar el costo adicional de la generación alternativa, cuando ésta no hubiese suministrado la energía según lo convenido.

ii) Consideraciones administrativas. Para llevar a cabo la tarea de administrar los intercambios económicos, el CRO debería previamente obtener información de los CNO. El procesamiento de estos datos daría como resultado la programación de la producción, sobre la base, en todos los casos, de la economía regional.

Como se mencionó anteriormente, se podrían asignar al CRO funciones para localizar economías dentro de una RNE; las instrucciones adecuadas se podrían incluir dentro de la programación, aunque éstas fuesen consideradas solamente como guías para el operador del CNO, quien no estaría obligado a seguirlas. El procesamiento delineado dejaría a los CAG en los CNO, y sus operadores realizarían las acciones necesarias para seguir las instrucciones del CRO.

Aunque las instalaciones de generación y transmisión podrían ser propiedad de la Organización Regional de Energía, sería preferible delegar su operación al CNO del país donde se localizaran. La razón de esto son las grandes distancias al CRO, mayores instalaciones de control y comunicaciones e incompatibilidad jerárquica, lo que podría ser resuelto más satisfactoriamente por un CNO.

iii) Sistema de gestión de energía regional. Las instalaciones que serían necesarias en el CRO comprenderían un sistema de computación, instalaciones de soporte para la programación, una fuente ininterrumpible de poder y la localización de las terminales de los operadores junto con terminales satélites en los CNO. Esto formaría el llamado Sistema de Gestión de Energía Regional.

El sistema de computación constaría de dos computadores de los cuales uno asumiría obligaciones en línea y el otro funcionaría en espera, listo siempre para asumir obligaciones en línea. El sistema también implicaría la acción recíproca del computador con los operadores de los CRO a través de un teclado alfanumérico y de una Pantalla de Video de Indicaciones (PVI).

/Los datos

Los datos de los RNE se obtendrían vía las terminales satélites localizadas en los CNO y suministradas por el operador del CNO (datos estáticos del RNE o información económica administrativa) o automáticamente por medio de los Sistemas de Control y Supervisión de la obtención de datos del RNE, y del Control Automático de Generación (para datos dinámicos del RNE). Los datos dinámicos actualizarían una base de datos que contendría las variables de la red de potencia regional. Los datos estadísticos de la red podrían almacenarse como un modelo parcial de la red regional de potencia.

Un programa de estimación de estados, utilizando un algoritmo para corregir y suplementar los datos dinámicos, proporcionaría un cálculo estimado del estado actual del modelo de la red regional de potencia. El programa de control del despacho económico usaría este modelo para optimizar la generación y la transmisión de potencia. Ciertos datos serían retenidos en los dispositivos de memoria para realizar pronósticos de carga. Las curvas de carga proyectadas contribuirían a alcanzar una optimización adicional del despacho de potencia así como a programar las salidas, y finalmente a desarrollar la red regional de potencia.

Bajo el supuesto de que las medidas de flujo de potencia serían precisas, ya que la generación podría provenir de varias fuentes, la transmisión podría comprender a más de dos RNE y el consumo estaría en varios RNE en proporciones generalmente cambiantes y a costos diversos y variables. En consecuencia, deberían preverse programas automáticos de registro y de contabilidad que permitieran una facturación relativamente exacta y libre de errores. Los registros completos de las transacciones deberían guardarse para poder realizar una auditoría externa periódica.

Los intercambios de energía deberían de preferencia medirse en unidades de terminal remotas (asociadas con los RNE) en el nodo de suministro de cualquier extremo de la línea de enlace. La medición redundante permitiría mejorar la exactitud, tomando en cuenta la impedancia de la línea, al calcular la energía intercambiada en la frontera. Se podría usar el programa de cálculo de estimación de estados para revisar la suma de la producción, la importación y el consumo, con lo que las

/pérdidas por

pérdidas por exportación equivaldrían a cero. Así, se podrían identificar posibles errores cuando estén implicados varios RNE. Este método sería más práctico, menos costoso y más exacto que las mediciones en el cruce actual de la frontera.

Un programa de análisis de seguridad se podría utilizar para determinar si la carga de la línea permitiría dar una ayuda de frecuencia a un RNE débil y, en qué medida; esto dependería de la reserva rodante disponible y del esfuerzo en las líneas de enlace.

iv) Terminales de operador/datos. Se propone que el intercambio de información entre el CRO y los CNO se efectúe por medio de terminales localizadas en ambos centros. El intercambio de datos dinámicos se haría sin intervención del operador. Se recomienda que las terminales tengan su fuente de poder automática.

v) Información requerida por el CRO. La información podría agruparse en las siguientes clasificaciones:

- 1) Datos operacionales, que cubren todas las operaciones llevadas a cabo durante un período definido;
- 2) Datos económicos, que cubren los costos unitarios de generación del kWh;
- 3) Parámetros del sistema RNE. Estos datos incluyen propiedades eléctricas y físicas que describen la configuración de la red eléctrica;
- 4) Datos dinámicos del RNE. Esta información comprende las variables de todas las redes para completar el modelo dinámico de la red.

vi) Personal. Las necesidades de personal para el CRO delineados aquí se basan en horas normales de trabajo para todo el personal, con excepción de los operadores; el personal de tiempo completo requerido sería el siguiente:

<u>Técnico</u>	<u>Administrativo o de oficina</u>
Ingeniero supervisor (1)	Administrador (1)
Programadores (2)	Economista (1)
Operadores (9)	Contador (1)
Personal de mantenimiento (2)	Mecanógrafas (2)
	Telefonista/operador télex (1)

d) Sistema de comunicación

La función del sistema de comunicación sería la de proporcionar un medio de intercambio de información entre el Centro Regional de Operación y cada uno de los Centros Nacionales de Operación de los seis países involucrados. Los seis CNO y el CRO se situarían a lo largo del Istmo Centroamericano, sobre una distancia de aproximadamente 1 600 kilómetros. El objetivo en este caso sería determinar el sistema óptimo que dé la debida consideración a las grandes distancias que los separan, suponiendo una configuración en cascada.

i) Confiabilidad del sistema. La operación del CRO dependería enteramente del sistema de comunicación, motivo por el cual este último debería ser siempre confiable, particularmente cuando se presenten fallas en el sistema eléctrico. De ahí que la red de comunicación deba contar con equipo suficiente, tener acceso a soluciones de comunicación alternas y ágiles cuando ello sea necesario y además asegurar que sean mínimos sus componentes sujetos a falla para reducir los problemas de mantenimiento.

ii) Localización del CRO. Debido a que la confiabilidad aumenta y los costos de instalación podrían resultar inferiores si el CRO se localizase en el centro de la región que se va a controlar, el sitio preferente para la ubicación del centro sería la ciudad de Managua, en Nicaragua.

iii) Asignación de canales. Se recomienda que el sistema de comunicación esté compuesto de dos tipos de circuitos dedicados exclusivamente a la operación del CRO: un canal de datos para comunicación entre la terminal del CRO y cada una de las terminales de los CNO, y un sistema telefónico para comunicación de operador a operador. También se recomienda contar con un servicio de télex para manejar las comunicaciones administrativas entre el CRO y los CNO.

iv) Descripción del sistema propuesto. El sistema de comunicación para el sistema regional de operación que consistiría en canales de voz y datos a lo largo de 1 600 kilómetros a través del Istmo

/Centroamericano,

Centroamericano, podría operar de manera eficiente mediante el arrendamiento de canales ya existentes en el área. Tal esquema proporcionaría circuitos de calidad probada, aislados del sistema de potencia al cual estarían sirviendo.

En el futuro cuando aumentasen las necesidades de comunicación entre los sistemas eléctricos, se podrían transferir algunos de los circuitos a sistemas propios de microondas o a canales portadores en las líneas de transmisión de energía.

e) Costos estimados

Los costos estimados para el establecimiento del Sistema Regional de Despacho de Energía se basaron en precios a diciembre de 1977. En los costos en pesos centroamericanos que se mencionan a continuación no se incluyen el edificio del CRO, la cuota de mantenimiento a las terminales satélites y los costos asociados con la administración de la Organización Regional de Energía, tampoco se previeron costos por alguna modificación. Se consideraron dos alternativas, una para el integrado A y otra para los integrados B y C.

<u>1) Sistema Regional de Despacho de Energía</u>	<u>Pesos centroamericanos</u>
Inversión total para el integrado A	2 100 000
Inversión total para los integrados B y C	2 560 000

Se estima que los costos anuales de operación, basados en el personal mencionado en el punto c) anterior serían de 350 000 pesos.

ii) Sistemas de comunicación. La mayor parte de los costos del sistema de comunicación la representaría el alquiler de los canales de microondas.

<u>Plan de comunicaciones I</u>	<u>Pesos centroamericanos</u>
Costo anual de alquiler de canales	130 000
Capitalización del alquiler	885 000
Inversión en equipo e ingeniería	115 000
<u>Total</u>	<u>1 000 000</u>

/Plan de

<u>Plan de comunicaciones II</u>	<u>Pesos centroamericanos</u>
Costo anual de alquiler de canales	150 000
Capitalización del alquiler	1 020 000
Inversión en equipo e ingeniería	100 000
<u>Total</u>	<u>1 120 000</u>

iii) Flujo de efectivo. El flujo de efectivo durante la construcción será el siguiente:

<u>Integrado A</u>	<u>Pesos centroamericanos</u>
Sistema Regional del Despacho de Energía	2 100 000
Sistema de comunicaciones Plan I	115 000
Inversión total integrado A	<u>2 215 000</u>

<u>Integrados B y C</u>	<u>Pesos centroamericanos</u>
Sistema Regional de Despacho de Energía	2 560 000
Sistema de comunicaciones Plan II	100 000
Inversión total integrados B y C	<u>2 660 000</u>

iv) Porcentajes de inversión durante la construcción

<u>Año</u>	<u>Porcentaje de la inversión</u>
0 (1984) ^{a/}	15
- 1	50
- 2	15
- 3	15
- 4	5

a/ Año de inicio de operación.

f) Programa de trabajo del proyecto

Se elaboró un programa de trabajo para el proyecto --según se muestra en el anexo-- en el que la fase de diseño debería iniciarse en agosto de 1980 y se enunciaron las actividades principales, de manera que el centro esté terminado en mayo de 1984, fecha propuesta para que empiece la operación interconectada. Para cumplir con la programación, los canales de comunicación deberán estar en servicio a fines de diciembre de 1983.

CALENDARIO DE TRABAJO DEL SISTEMA NACIONAL DE GERENCIAMIENTO DE OBRAS

1983												1984												1985												1986												1987												1988												1989											
E	F	M	A	M	J	J	S	O	N	D	E	E	F	M	A	M	J	J	S	O	N	D	E	E	F	M	A	M	J	J	S	O	N	D	E	E	F	M	A	M	J	J	S	O	N	D	E	E	F	M	A	M	J	J	S	O	N	D	E	E	F	M	A	M	J	J	S	O	N	D	E	E	F	M	A	M	J	J	S	O	N	D	E
Licitación para servicios de ingeniería																																																																																			
Adjudicación de licitaciones de ingeniería																																																																																			
Fase del estudio																																																																																			
Preparación de propuestas técnicas																																																																																			
Preparación y expedición de documentos de licitación																																																																																			
Período de licitación																																																																																			
Evaluación de las propuestas																																																																																			
Preparación de los documentos de contrato																																																																																			
Adjudicación del contrato de obra																																																																																			
Fabricación																																																																																			
Ensayos de adaptación en el sitio																																																																																			
Corte de obra																																																																																			
Alquiler de los circuitos de comunicación																																																																																			
Instalación de terminales en Chile																																																																																			
Construcción del edificio del CRO																																																																																			
Instalación del equipo del CRO																																																																																			
Puesta en servicio																																																																																			
Inicio de operación																																																																																			

3. Modificaciones en los resultados de los estudios de transmisión para propósitos de evaluación económica

A fin de disponer de los datos necesarios para la evaluación económica de las alternativas de integración eléctrica fue necesario hacer algunas modificaciones en los resultados de los estudios de transmisión realizados por la Montreal Engineering Company (MONENCO). Lo anterior se debió, por una parte, a que los estudios del consultor se limitaron al período 1984-1994 y la evaluación cubre hasta el año 2000; por otra, a que se requería diferenciar en los costos de las transmisiones los correspondientes a la transmisión internacional.

Para cubrir las necesidades de transmisión en el período 1995-2000, se estimaron los circuitos de líneas de interconexión internacionales requeridos, tomando como base las transferencias máximas entre países para cada una de las alternativas consideradas como sigue: Integrado A: El Salvador-Honduras; Honduras-Nicaragua y Nicaragua-Costa Rica (1977); Guatemala-El Salvador y Costa Rica-Panamá (1998). Integrado B: El Salvador-Honduras (1996); Nicaragua-Costa Rica (1997); Honduras-Nicaragua (1999). Integrado C: El Salvador-Honduras y Costa Rica-Panamá (1997); El Salvador-Honduras y Honduras-Nicaragua (1999); Honduras-Nicaragua y Nicaragua-Costa Rica (2000). Las inversiones en subestaciones se estimaron en un 20% del costo de las líneas, y los costos correspondientes de operación y mantenimiento, en 1% de la inversión. Los nuevos circuitos estimados y sus correspondientes años de entrada en operación se indican en el cuadro 44. También se muestran en ese mismo cuadro los costos de transmisión y despacho para todo el período del estudio actualizados a 1984, y que resultaron en 528, 554 y 629 millones de pesos centroamericanos para los integrados A, B y C, respectivamente. En estos últimos se incluyen la inversión en despacho de 2.1 millones de pesos centroamericanos para el integrado A y de 2.56 millones de pesos centroamericanos para los integrados B y C, así como también 0.35 millones de pesos centroamericanos en operación y mantenimiento anual del centro de despacho para cada uno de los integrados.

Cuadro 44

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADOS A, B Y C. COSTOS TOTALES DE TRANSMISION Y DESPACHO DE CARGA
(Millones de pesos centroamericanos)

	A			B			C		
	Total	Inversión	Operación y mantenimiento	Total	Inversión	Operación y mantenimiento	Total	Inversión	Operación y mantenimiento
Total	1 204.73	1 010.5	194.23	1 117.82	949.58	168.24	1 275.36	1 093.11	182.25
Subtotal									
1984-1994	1 015.05	920.55	94.50	1 001.40	916.08	85.32	1 105.59	1 011.41	94.18
1995	15.76		15.76	12.98		12.98	13.92		13.92
1996	15.76		15.76	22.32	8.90	13.42	13.92		13.92
1997	36.06	39.60	16.46	27.50	13.60	13.90	50.83	36.20	14.63
1998	67.65	50.40	17.25	13.90		13.90	14.63		14.63
1999	17.25	50.40	17.25	25.36	11.00	14.36	36.29	21.10	15.19
2000	17.25		17.25	14.36		14.36	40.18	24.40	15.78
Valor actualizado a									
1984 a/	553.15	486.07	65.08	589.44	531.19	58.25	666.45	602.73	63.72

a/ Incluye la transmisión asociada a las centrales de generación en el período 1995-2000.

Los costos de la transmisión internacional se estimaron restando de los costos totales, en materia de transmisión y despacho para cada una de las alternativas de interconexión los costos correspondientes a las soluciones aisladas con las cuales se establece la comparación. Cabe aclarar, sin embargo, que para los propósitos anteriores se utilizaron los costos de transmisión de la solución aislada restringida para las tres alternativas de integración A, B y C, dado que no se dispuso de los costos correspondientes a la solución aislada libre que es la que correspondería a la alternativa B. Los resultados indican que los costos de la transmisión internacional serán de 146, 172 y 247 millones de pesos centroamericanos actualizados a 1984, para las alternativas A, B y C, respectivamente. (Véase el cuadro 45.)

Cuadro 45

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADOS A, B Y C. COSTOS TOTALES EN SISTEMA INTERNACIONAL DE TRANSMISION

(Millones de pesos centroamericanos actualizados a 1984)

	Integrados		
	A	B	C
Costos totales en transmisión			
Sistema internacional	146	182	259
(-) Solución aislada ^{a/ b/}	407	407	407
Alternativas de interconexión ^{b/}	553	589	666

a/ Corresponden a la solución aislada restringida.

b/ Incluye transmisión asociada a las centrales de generación en el período 1995-2000.

VIII. EVALUACION ECONOMICA

1. Conceptos generales

Siempre se ha dicho que los países del Istmo Centroamericano podrían lograr ahorros importantes al interconectar sus sistemas de generación eléctrica. Tales economías se obtendrían al compartir la potencia instalada, al optimizar la utilización de los recursos hidráulicos y geotérmicos de la región, y al racionalizar el programa de expansión de cada sistema nacional en el contexto de un sistema regional integrado. Sin embargo, hasta la fecha no se había podido cuantificar el monto de esos ahorros, y ni siquiera estimar su orden de magnitud.

El ejercicio que forma parte central de este informe permite ahora adelantar algunas apreciaciones cuantitativas sobre lo que significaría para los países del Istmo Centroamericano avanzar hacia una integración de sus sistemas eléctricos, y en este capítulo se presentan las conclusiones más relevantes en ese sentido. Para facilitar el análisis, se han escogido los casos típicos alternativos que se describen a continuación.

Los seis sistemas nacionales aislados, sin que exista interconexión de ningún tipo. Este caso constituye la base con referencia a la cual habrán de compararse los beneficios derivados de cada una de las alternativas de interconexión que se presentarán más adelante. Dentro de este caso se consideró una opción denominada "aislada libre" que corresponde al desarrollo determinado por los modelos de optimización sin restricción alguna y otra, la "aislada restringida", que toma en cuenta las decisiones ya adoptadas por las empresas eléctricas en relación con los desarrollos anteriores y que significa un desarrollo subóptimo.

La alternativa A de interconexión consistiría en mantener el desarrollo aislado de cada uno de los sistemas nacionales y compartir la potencia instalada a través del intercambio de energía cuando las diferencias en el costo de producción así lo justifiquen. Bajo esta alternativa --la más realista en el corto plazo-- no se producen ahorros como resultado del redimensionamiento o de la reprogramación de inversiones, sino únicamente por concepto de costos de operación.

La alternativa B de interconexión consistiría en una solución óptima en la cual la expansión de los sistemas de generación se haría sobre una base regional: es decir, suponiendo que los seis países fuesen una sola unidad,

/desde el

desde el punto de vista de la electrificación. Bajo esta alternativa, no sólo se producen ahorros en los costos de generación; también se logra una reducción en las inversiones de capital en determinado lapso, al programarse la expansión del sistema sobre bases regionales. Se considera que esta alternativa habría de ser una meta de largo plazo para los países y se presenta en el informe no como una opción real inmediata sino más bien como un ejemplo de las potencialidades que encierra la interconexión.

Finalmente, la alternativa C de interconexión, consistiría en una de las múltiples opciones intermedias entre las alternativas A y B. Bajo ella los países compartirían, en cierta medida, la potencia instalada en cada uno de ellos y se introducirían algunas modificaciones en los programas nacionales de expansión en el contexto de una interconexión parcial.

Para cada una de las alternativas descritas se han determinado los ahorros brutos y netos para toda la región, con base en los costos respectivos. Para el caso de la alternativa A se ha estimado la forma en que se distribuirían los ahorros entre los países de la región. Además, se adelantan algunas apreciaciones sobre la gama de criterios que habría que tomar en cuenta a la hora de iniciar las eventuales negociaciones para acordar la repartición de los ahorros de la interconexión bajo las demás alternativas.

Antes de entrar en materia conviene subrayar que la elección de las alternativas anteriores --con un grado creciente de interdependencia entre países y que conducirá a mayores ahorros-- tuvo por objeto ilustrar las etapas que, en la práctica, habrían de recorrer los países de la región en la senda de la integración. En efecto, la opción A de interconexión representa la meta que los países podrían fijarse para el futuro cercano, obteniendo con su ejecución cuantiosos beneficios. A medida que el proceso y el funcionamiento de la interconexión --con la institucionalización adecuada-- avancen, y los países decidan adoptar mayores niveles de interdependencia --con lo cual obtendrían ahorros de una escala más elevada-- se podría pensar en adoptar esquemas similares a los incluidos en las alternativas C y B de este estudio, en el orden indicado. Es preciso señalar que los valores monetarios a que se hará referencia más adelante, toman en cuenta precios constantes al nivel de fines de 1977, actualizados a 1984, año de inicio del estudio, con base en una tasa de descuento del 12% anual. De lo anterior se exceptúan los costos de los combustibles

/empleados

empleados en la generación termoeléctrica para los cuales se parte de un precio base de 12.50 dólares por barril --vigente a diciembre de 1977-- y se supone que habrá de aumentar a una tasa anual del 3.53% en valores constantes. Según esta hipótesis el precio del bunker a principios de 1980 sería de 13.40 dólares el barril, en contraste con el precio real de 19.49 dólares alcanzado en el Caribe en esa misma fecha, ambos en valores constantes de 1977, lo que representa una subestimación del 45%. Ello supone que la estimación de ahorros a que alude este capítulo sea sumamente conservadora; seguramente los estudios de sensibilidad que habrán de llevarse a cabo en el futuro revelarán que, al tomar en cuenta los costos reales del combustible, los ahorros de la interconexión serán significativamente mayores a los que contiene el análisis que se presenta a continuación.

Los beneficios de la interconexión a nivel regional se determinaron con base en los costos totales de abastecimiento de los sistemas considerados; estos incluyen las inversiones en generación, sus costos de operación y la inversión y costos de operación de los sistemas de transmisión y despacho. Para calcularlos se emplearon los programas de desarrollo de generación que se obtuvieron al aplicar los modelos MGI y WASP-3, así como los correspondientes costos de operación calculados con base en este último modelo. En el análisis se consideraron, por una parte, las soluciones aisladas --restringida y libre-- como programas de referencia y, por otra, las tres alternativas de interconexión (A, B y C).

Como programa de referencia para las alternativas A y C se utilizó la solución aislada restringida por ser esta última idéntica a la primera --se mantienen los programas de desarrollo-- y similar a la segunda en sus primeras etapas. El programa de referencia utilizado para la alternativa B corresponde a la solución aislada libre por haber sido ambos programas optimizados sin restricciones de ninguna clase.

Los costos de operación y mantenimiento también se han obtenido mediante la aplicación del modelo WASP-3 y corresponden a los valores obtenidos al simular la operación, a nivel trimestral, para tres condiciones hidrológicas seleccionadas. Los costos se refieren a las dos soluciones aisladas y a las tres alternativas de interconexión consideradas.

Los costos totales de transmisión se estimaron, en primer término, con base en los costos de inversión y operación para transmisión y despacho --estimados

--estimados éstos en el estudio del desarrollo del sistema de transmisión-- para el período 1984-1994 y que cubren la solución aislada restringida y las tres alternativas de interconexión A, B y C. Los costos para la totalidad del período se obtuvieron adicionando a los anteriores aquellos correspondientes a los circuitos internacionales que serán requeridos entre 1995 y el año 2000, así como la transmisión asociada a las adiciones en generación que tendrían lugar en dicho período.

Tal como se desprende del cuadro 46, los desembolsos totales en inversiones y los costos de operación, de los programas de desarrollo --adiciones en generación y transmisión-- expresados en precios de 1977 y descontados a 1984, son los siguientes: i) para la sumatoria de los seis sistemas nacionales aislados, en la opción "restringida", serían de 4 496 000 pesos centroamericanos; y en la opción "libre", de 4 267 000; ii) en el caso de la alternativa A de interconexión serían de 4 089 000; iii) en la alternativa B, de 3 340 000, y iv) en la C, del orden de los 3 700 000 pesos centroamericanos.

2. La alternativa A de interconexión regional

El análisis que se presenta a continuación se centra en la llamada alternativa A, comparándola con la evolución de los seis sistemas nacionales en forma aislada, en su opción "restringida", que se basa en los programas de expansión en curso en todos los países. Pese a que esta alternativa es la más modesta en cuanto a objetivos de interconexión a mediano plazo se refiere, depara considerables beneficios económicos para la región en su conjunto y para todos y cada uno de los países como se verá enseguida. (Véase nuevamente el cuadro 46.)

Esta alternativa, como ya se indicó, se basa en el programa de expansión de cada uno de los países, lo que corresponde a la denominada solución aislada restringida. Los beneficios se derivan del intercambio de energía entre países y se basan en diferencias de costos de generación marginal, tomando en cuenta la evolución de la oferta y la demanda y la estructura de generación en cada país.

El intercambio produce ventajas tanto para el país exportador neto --que aprovecha en mejor forma su capacidad instalada-- como para

Cuadro 46

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTOS TOTALES DE ABASTECIMIENTO. SOLUCIONES AISLADAS Y ALTERNATIVAS A, B Y C DE INTERCONEXION

(Millones de pesos centroamericanos actualizados a 1984)

	Total	Generación		Transmisión ^{a/}
		Inversión	Operación y mantenimiento	
<u>Soluciones aisladas</u>				
<u>Restringida</u>	<u>4 496</u>	<u>2 778</u>	<u>1 311</u>	<u>407</u>
Guatemala		762	249	
El Salvador		421	334	
Honduras		141	82	
Nicaragua		501	272	
Costa Rica		451	54	
Panamá		503	320	
<u>Libre</u>	<u>4 267</u>	<u>2 544</u>	<u>1 316</u>	<u>407^{b/}</u>
Guatemala		693	233	
El Salvador		340	389	
Honduras		141	69	
Nicaragua		501	272	
Costa Rica		384	91	
Panamá		485	262	
<u>Alternativas de interconexión</u>				
A	4 089	2 778	753	553
B	3 340	1 832	919	589
C	3 707	2 232	809	666
<u>Diferencias a favor de las alternativas de interconexión</u>				
A	407	0	553	-146
B	927	712	397	-182
C	789	546	502	-259

a/ Incluye la transmisión asociada a las centrales de generación en el período 1995-2000.

b/ Se consideró igual a la solución aislada restringida.

/el país

el país importador neto, el cual obtiene energía a un costo marginal inferior a lo que le costaría generarla. Además, los beneficios también pueden repercutir en los balances de pagos de ambos tipos de países, pues los primeros obtendrían divisas por la venta de energía eléctrica y los segundos asignarían una cantidad menor de divisas a la compra de energía, que los que necesitarían si importaran petróleo para generar su propia energía.

En la hipótesis sin interconexión eléctrica los países realizarían inversiones entre 1984 y el año 2000 por valor aproximado de 2 778 millones de pesos centroamericanos, mientras que los costos de operación de la suma de los seis sistemas aislados serían de unos 1 311 millones de pesos. Bajo la alternativa A de interconexión, el monto de las inversiones sería idéntico al de los sistemas aislados, pero el costo de operación descendería a 758 millones de pesos. (Véase de nuevo el cuadro 46.) En otras palabras, el simple intercambio de energía --con base en costos marginales de producción más bajos-- depararía beneficios brutos por 553 millones de pesos centroamericanos (la diferencia entre los costos de operación para los sistemas aislados y los sistemas interconectados bajo la alternativa A). Si a ese ahorro se restara el valor de las líneas de transmisión --146 millones de pesos centroamericanos-- que habrían de construirse para permitir el intercambio de energía aludido, se puede concluir que la región en conjunto obtendría un ahorro del orden de los 410 millones de pesos centroamericanos.

Ese ahorro es de gran significación. Recuérdese que es una cifra expresada a precios de 1977 y descontada a un valor presente en 1984; a precios corrientes, su monto absoluto sería lógicamente muy superior. Para subrayar su importancia relativa, baste señalar que ese ahorro representa un 30% de los costos totales de operación durante los 17 años bajo examen y, permitiría, además, reducir las importaciones de petróleo para propósitos de generación eléctrica en un 50%, en comparación a lo que ocurriría de no llevarse a cabo la interconexión. Se ha estimado que esa reducción equivaldría a 50 millones de barriles --principalmente de Bunker C-- lo que significaría un 5% del consumo total estimado de hidrocarburos de la región para el mismo período.

El ahorro aludido tendría que distribuirse entre los seis países de la región, y restaría analizar la forma en que se distribuiría entre ellos. Para ello se utilizaría, en parte, la metodología empleada para estimar las tarifas marginales de la energía intercambiada, pero a su vez derivaría de negociaciones entre países. Sin embargo, si se aplica una hipótesis simple,

/como se hace

como se hace a continuación, podrá observarse que la distribución de esos ahorros puede resultar relativamente equitativa.

La distribución de los beneficios regionales globales de la alternativa de interconexión A se llevó a cabo en función de los costos de operación y transferencias de energía entre países que fueron calculados mediante el modelo TRANSF para cada uno de los trimestres de los 17 años del estudio (dentro de un trimestre los países se consideran importadores o exportadores netos de energía). En primer lugar, se definieron los flujos de energía entre pares de países y luego, por diferencia con la solución aislada, se determinaron el costo adicional para generar la energía que se exporta, así como el costo alternativo de producción para los países importadores.

Se procedió en seguida a calcular los ingresos y egresos correspondientes a los flujos de energía, suponiendo que se distribuiría por partes iguales el beneficio obtenido --diferencia entre ahorro del país importador y el costo adicional del país exportador-- que resulta de la transferencia de energía entre dos países. Consecuentemente, cada país exportador recibiría además de sus costos adicionales de generación, la mitad del beneficio que entrañaría el ahorro anterior. Por su parte, los países importadores obtendrían la otra mitad del beneficio al descontar de sus ahorros --por reducirse la generación de energía-- los abonos antes mencionados que harían los países exportadores. Cabe subrayar que esta operación se realizaría para cada transferencia específica de energía entre pares de países. Los resultados acumulados equivaldrían a los beneficios brutos que corresponderían a cada país.

Para determinar los ahorros o beneficios netos habría que descontar los costos correspondientes a los sistemas de transmisión y despacho. Con tal propósito, en primera instancia se cargaron a los países en que se ubican las instalaciones respectivas las inversiones en dichos sistemas. A continuación se determinaron compensaciones con base en la energía que transita por terceros países; de ese modo los países que generan transferencia de energía pagan una compensación por el usufructo de las líneas de transmisión a dichos países. El cargo correspondiente se calculó con base en la capacidad nominal de transporte de los sistemas de transmisión utilizados.

/En el

En el cuadro 47 y en el anexo XIII se muestra un ejemplo detallado de una distribución típica de beneficios a nivel trimestral. Asimismo, en el cuadro 48 se incluye un ejemplo del cálculo de las compensaciones por tránsito de energía.

Al acumular y actualizar los beneficios anteriores se obtuvieron los valores anuales y totales para todo el período del estudio.

(Véanse el cuadro 49 y el gráfico 15.)

De los resultados anteriores se deduce que se generarían ahorros positivos y crecientes a lo largo del período considerado para todos los países (con la única excepción de Panamá en los tres primeros años del período bajo estudio, debido a los altos costos de transmisión que debe sufragar dicho país por estar su centro de carga relativamente lejos de Costa Rica).^{1/}

Con el fin de conocer las ventajas relativas de la interconexión para cada uno de los países, se calculó la relación beneficio/costo que cada uno habría de obtener. Los beneficios se refieren a aquellos calculados mediante la distribución antes descrita y los costos, a la inversión adicional que habrán de hacer en los sistemas de transmisión y despacho internacionales, incluyendo sus respectivos costos de operación y mantenimiento. Los resultados son altamente favorables para Guatemala, Honduras, Nicaragua y Costa Rica, con relaciones superiores a 3:1; para El Salvador y Panamá se estiman valores de 2.4 y 1.7 a 1, respectivamente. (Véase el cuadro 50.)

3. Alternativas B y C de integración total

La determinación de la forma para distribuir los ahorros de la alternativa B entre los países resultó un problema muy complejo. Incluso su estimación para toda la región requirió la definición de un patrón de referencia cuyo establecimiento fue necesariamente arbitrario, ya que dichos beneficios resultan de la diferencia de costos entre dos alternativas igualmente hipotéticas. La falta de antecedentes sobre experiencias similares desaconsejó definir una distribución de estos beneficios entre los países participantes. Por este motivo sólo se recurrió a la presentación de

^{1/} Aún para este caso, cabe mencionar que los valores negativos son de poca cuantía y que sin duda se tornarían positivos al actualizar los precios de los combustibles utilizados en el estudio que, según se mencionó anteriormente, fueron subestimados en un 45%.

Cuadro 47

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. EJEMPLO DE REPARTICION TRIMESTRAL DE BENEFICIOS^{a/}

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1. Exportaciones a Nicaragua (GWh)	310.5	50.5	177.6	82.5			
2. Exportaciones a Panamá (GWh)	331.1			170.4		160.7	
3. Importaciones (GWh)	641.6				310.5		331.1
4. Costo adicional de exportadores (miles de pesos centroamericanos)	6 729.4	46.9	240.8	4 822.4		1 619.4	
5. Costo unitario adicional (Mills/kWh)	10.5	0.9	1.4	19.1		10.1	
6. Costo alternativo de importadores (miles de pesos centroamericanos)	19 379.1				8 391.4		10 987.6
7. Costo alternativo unitario (Mills/kWh)	30.2				27.0		33.2
8. Ingreso de exportadores (miles de pesos centroamericanos)	13 054.2	705.7	2 519.8	6 353.1		3 475.6	
9. Ingreso unitario (Mills/kWh)	20.3	13.9	14.2	25.1		21.6	
10. Egreso de importadores (miles de pesos centroamericanos)	13 054.2				5 125.7		7 928.6
11. Egreso unitario (Mills/kWh)	20.3				16.5		23.9
12. Beneficios brutos (miles de pesos centroamericanos)	12 649.7	658.8	2 279.1	1 530.7	3 265.8	1 856.3	3 059.1
13. Beneficios unitarios (Mills/kWh)	19.7	13.0	12.8	6.0	10.5	11.5	9.2
14. Costos trimestrales de transmisión (miles de pesos centroamericanos)	-5 832.5	-257.5	-1 095.0	-492.5	-495.0	-947.5	-2 545.0
15. Compensaciones por tránsito de energía (miles de pesos centroamericanos)	0.0	-66.6	34.9	-325.0	244.7	598.0	-486.0
16. Beneficios netos (miles de pesos centroamericanos)	6 817.2	334.7	1 219.0	713.2	3 015.5	1 506.8	28.1

a/ Año 1986, primer trimestre, segunda condición hidrológica.

Cuadro 48

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. EJEMPLO DE COMPENSACIONES TRIMESTRALES POR TRANSITO DE ENERGIA^{a/}

(Miles de pesos centroamericanos)

Transferencia de energía	País de tránsito	GWh	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Total</u>			<u>-66.6</u>	<u>34.9</u>	<u>-325.0</u>	<u>244.7</u>	<u>598.0</u>	<u>-436.0</u>
Guatemala a Nicaragua	El Salvador	50.5	-48.8	97.6		-48.8		
	Honduras	50.5	-17.8		35.6	-17.8		
El Salvador a Nicaragua	Honduras	177.6		-62.7	125.4	-62.7		
Honduras a Panamá	Nicaragua	170.4			-137.0	374.0		-137.0
	Costa Rica	170.4			-299.0		598.0	-299.0

- 229 -

a/ Año 1986, primer trimestre, segunda condición hidrológica.

Cuadro 49

ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. BENEFICIOS NETOS TOTALES E INDIVIDUALES ACTUALIZADOS A 1984

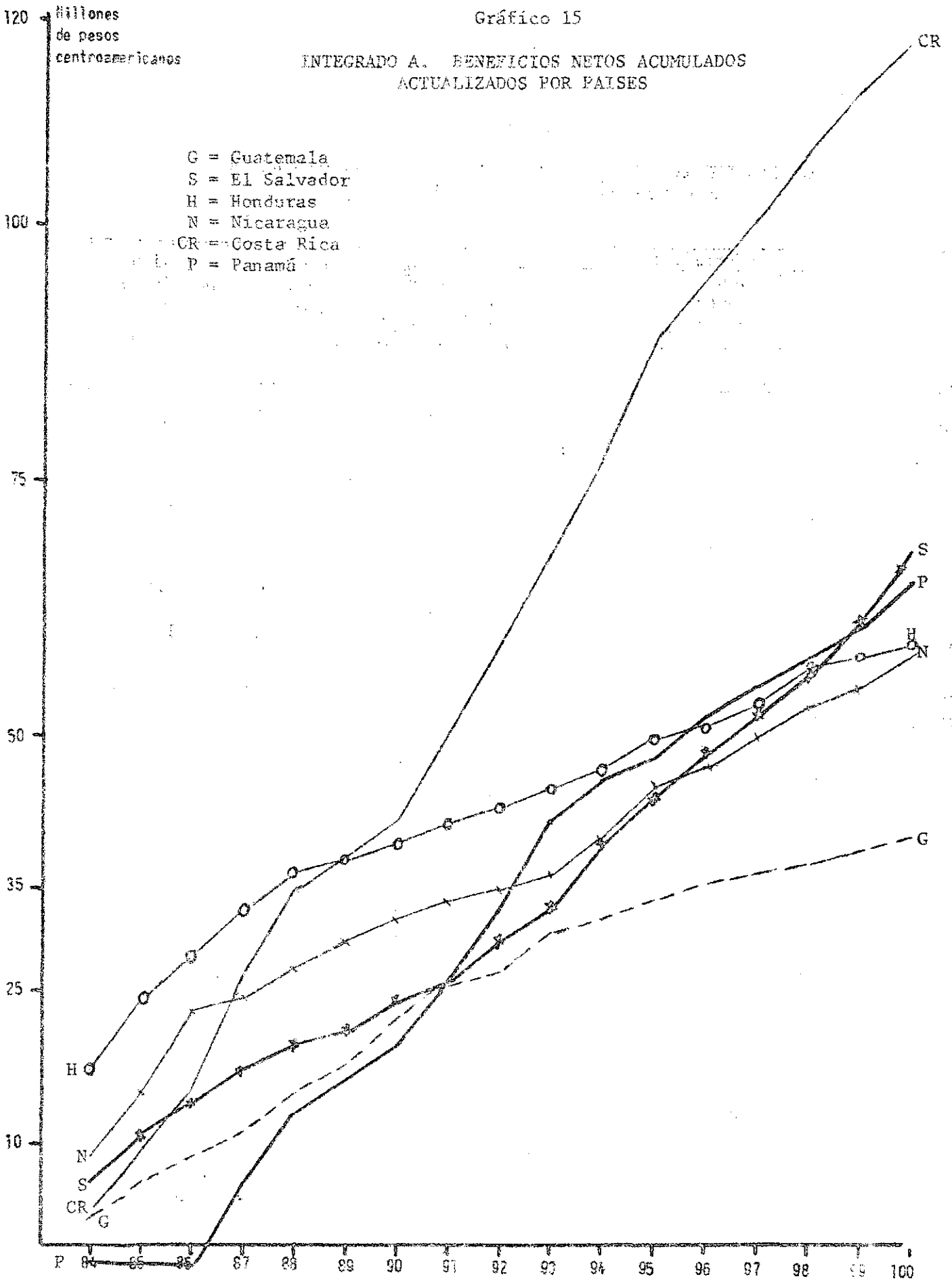
(Millones de pesos centroamericanos actualizados a 1984)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Total</u>	<u>407.1</u>	<u>4.0</u>	<u>68.5</u>	<u>56.9</u>	<u>58.8</u>	<u>119.0</u>	<u>63.5</u>
1984	38.7	6.9	3.6	17.6	9.2	3.2	-1.8
1985	26.2	4.4	2.9	6.8	5.9	6.5	-0.4
1986	23.8	4.3	2.3	4.3	8.9	4.9	-0.9
1987	31.7	1.5	2.6	4.9	0.8	12.8	9.2
1988	27.2	2.7	4.0	3.3	1.9	7.9	7.4
1989	14.3	1.6	3.0	1.5	2.4	3.0	2.8
1990	18.7	2.9	3.7	1.1	3.6	3.8	3.5
1991	23.4	1.2	4.4	2.4	1.3	8.0	6.2
1992	26.0	2.3	3.5	1.9	1.1	9.5	7.7
1993	28.2	3.2	3.8	1.5	1.6	9.2	8.9
1994	28.2	1.5	5.8	2.7	3.7	10.9	3.6
1995	26.8	1.6	5.1	2.1	5.5	9.6	2.9
1996	18.8	1.5	3.8	1.5	1.8	6.3	3.8
1997	18.5	1.0	3.6	1.1	2.9	7.0	3.0
1998	19.3	1.4	5.2	1.0	3.3	6.2	2.2
1999	17.8	1.7	5.3	1.2	1.9	4.4	3.4
2000	19.4	0.8	5.9	2.1	2.9	5.6	2.2

/Gráfico 15

Gráfico 15

INTEGRADO A. BENEFICIOS NETOS ACUMULADOS
ACTUALIZADOS POR PAISES



Cuadro 50

ISTMO CENTROAMERICANO: RELACION BENEFICIO-COSTO DE LA
ALTERNATIVA "A" DE INTERCONEXION a/

	Beneficios		Costos		Relación beneficio- costo
	Millones de pesos centro- americanos <u>a/</u>	Porcen- taje	Millones de pesos centro- americanos <u>a/</u>	Porcen- taje	
<u>Total</u>	<u>407.0</u>	<u>100.0</u>	<u>146.0</u>	<u>100.0</u>	<u>2.8</u>
Guatemala	40.4	9.9	9.8	6.7	4.1
El Salvador	68.4	16.8	28.4	19.5	2.4
Honduras	56.9	14.0	17.6	12.1	3.2
Nicaragua	58.8	14.4	19.1	13.1	3.1
Costa Rica	119.0	29.2	34.5	23.6	3.4
Panamá	63.5	15.6	36.6	25.1	1.7

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Empleando valores actualizados a 1984.

/algunos

algunos criterios sobre la posible forma de repartir los costos globales del sistema entre los subsistemas que lo integran. Tales ensayos, por estar basados en hipótesis que no pueden aplicarse en forma precisa al caso en estudio, son objeto de algunas críticas que se indican oportunamente en cada caso.

En la alternativa B, los subsistemas nacionales logran obtener importantes beneficios que se derivan de la mejor utilización de los recursos naturales a escala regional, al introducirse cambios en la programación de las instalaciones de generación y, en algunos casos por la sustitución de algunos proyectos por otros más económicos. Naturalmente, también se obtienen ahorros con la operación integrada del sistema regional así desarrollado.

Para apreciar las ventajas de esta alternativa se realizó una comparación entre el conjunto de soluciones de los sistemas aislados, pero usando criterios similares a los utilizados en el desarrollo integrado. Tales sistemas aislados se han denominado soluciones libres, en atención a que la planeación se ha realizado sin restricción alguna en lo que se refiere a los proyectos seleccionados. De esta forma se obtienen planes de desarrollo hipotéticos para cada uno de los países. El conjunto de los mismos se comparan con la alternativa B para el sistema integrado, que se ha contemplado también sin restricción alguna.

En el cuadro 46 aparecen los resultados de la comparación global entre la alternativa B y el conjunto de soluciones libres. Como puede observarse en estas últimas, los países habrían de realizar inversiones por valor de 2 544 millones de pesos centroamericanos entre 1984 y el año 2000, mientras que los costos de operación en el mismo período serían de 1 316 millones. En cambio, con la alternativa B la inversión descendería a 1 832 millones y los costos de operación, a 919 millones. Estos resultados indican diferencias considerables en ambos aspectos: la inversión disminuiría en un 28% y los costos de operación, en un 30%.

Los beneficios brutos ascenderían así a los 1 109 millones de pesos centroamericanos, o casi la tercera parte de los desembolsos totales que entraña el abastecimiento aislado. Aun después de deducir los mayores costos del sistema de transmisión y de despacho atribuibles a la

/alternativa B

alternativa B --182 millones de pesos centroamericanos-- el beneficio neto resulta ser la considerable suma de 927 millones, un 22% del costo total de abastecimiento aislado. (Estos beneficios netos ascenderían a 1 156 millones si la comparación se realizara con la solución aislada restringida).

No fue posible definir una metodología única para realizar la distribución de los beneficios entre los países participantes, que conjugase adecuadamente los diversos factores y múltiples interrelaciones involucradas en esta alternativa B; dificultades que, en gran parte también son aplicables a la alternativa C. A continuación se presenta un resumen de los métodos ensayados.

El método general utilizado se basa en la idea de que el costo de abastecimiento de un sistema consta de dos componentes --inversión y operación-- y que éstas pueden asociarse respectivamente a los productos demanda y energía. El costo total de desarrollo, por lo tanto, debe distribuirse entre los países considerando la contribución de cada uno para aumentar ambos productos en el sistema.

Los costos de inversión corresponden a las instalaciones de generación y al sistema de transmisión y despacho y los costos de operación incluyen combustibles y los gastos fijos de operación.

Se supuso que las adiciones de la potencia firme son "provocadas" por los incrementos de la demanda por encima de la propia capacidad firme, y la inversión correspondiente debe ser repartida entre aquellos países a los que se atribuye el aumento. Así, puede decirse que, año a año, ciertos países "compran" capacidad proveniente de los proyectos instalados en dicho año. Cuando las instalaciones son hidroeléctricas y geotérmicas, la inversión paga prácticamente el costo de producción, motivo por el cual el país que compra la capacidad correspondiente habrá de recibir una "energía asociada" sin cargo alguno.

En el caso de la energía termoeléctrica, cada país debe financiar la que necesita recibir del sistema después de deducir de su demanda tanto la producción propia (hidro y geotérmica) como la energía asociada que se le asignó al comprar capacidad.

Por último, cabría asignar los costos fijos de operación a aquellos países en que están instaladas las plantas de generación, cuando se trata del sistema existente antes de 1984; y a los países que requieren de potencia, para los correspondientes a proyectos nuevos.

/Se podría

Se podría refinar este procedimiento a partir de la idea de que la energía hidroeléctrica (y geotérmica) es un recurso natural por el cual los países propietarios tienen derecho a recibir una retribución por encima de los costos de producción. Evidentemente este "premio" no podría afectar los beneficios netos globales y debería, por lo tanto, asumir el carácter de transferencias entre países.

Este método general de evaluación resultó ser, sin embargo, sumamente sensible a las diferentes hipótesis adoptadas para la asignación de costos, que se indican a continuación.

a) Distribución de los costos de inversión de las obras de generación

La idea general de que el sistema individual que más crece "provoca" el crecimiento del sistema integrado, puede interpretarse de diversas formas. Por ejemplo, suponer que el crecimiento de capacidad del sistema se genera por el crecimiento de las demandas y que, por lo tanto, la distribución de los costos de las inversiones en generación deberá realizarse con base en la diferencia entre capacidad firme y demanda. Este criterio llevaría a asignar las potencias entre los países con base en la igualación de las reservas; ello resulta ser discutible, puesto que el procedimiento de optimización no considera un porcentaje de reserva fija y, por lo tanto, los proyectos entran, debido a consideraciones de economía global, dentro de criterios prefijados de seguridad de servicio.

Un segundo criterio consistiría en distribuir los costos de potencia en función de los requerimientos de energía por encima de la capacidad propia de generación.

Por último, se podría ensayar un sistema mixto en el cual el costo de la potencia se dividiría arbitrariamente en dos mitades, una de las cuales se cargaría a los países con base en la potencia asignada tendiendo a igualar reservas y la otra se distribuiría en proporción a la energía demandada.

/b) Distribución

b) Distribución de los costos del sistema de transmisión

Aunque es evidente que el costo de la transmisión debe ser cargado, al menos en parte, a los países en que se encuentran las líneas, también es claro que algunas líneas serían utilizadas para el tránsito de la energía desde un país a otro, y que todas ellas favorecerían en mayor o menor grado los beneficios globales. En el caso de la alternativa A, se solucionaría este problema contemplando un derecho de tránsito que sería recibido por el país dueño de la línea. En el caso presente, en cambio, no sería posible definir a quién pertenece la energía que alimenta a cada sistema. Por ese motivo se podrían utilizar dos criterios diferentes. Bajo el primero, se cargaría el costo de las líneas directamente al país en que se encuentren; bajo el segundo, se aceptaría que la mitad del costo sería atribuible al crecimiento general del sistema y que debería ser pagado por los países que demandan la energía.

c) Valorización del excedente de energía acreditada

El método básico supone que la energía acreditada a los países que compran la potencia que procede de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, cuando excede los requerimientos del país, puede valorarse al costo de producción termoeléctrico. Se produce así una transferencia entre los países mediante la cual aquellos que disponen de excedentes reciben su costo de los países que acusan déficit. Además de esta hipótesis se adoptarían otras dos adicionales en los estudios; una en la cual se supone que el exceso de energía asociada no sería reembolsable por lo que el país la pierde, y la otra, en la cual se acepta que sí tendría valor, pero que éste sería sólo la mitad del costo de producción termoeléctrica.

d) Utilización del "premio" por la disponibilidad hidroeléctrica y geotérmica

Se entiende por "premio" la asignación de un beneficio financiero a aquellos países que, siendo dueños de recursos naturales, los pondrían a disposición de los otros, para que los usufructúen hasta que ellos estén en condición de utilizarlos. Este "premio" lógicamente sería sufragado por los países usufructuarios.

/Este parámetro

Este parámetro tiene un efecto determinante en la distribución de los beneficios, y se emplearon al respecto cifras que van, desde cero a un centavo de peso centroamericano por kWh. Cuando no se utiliza un "premio" para el recurso, los países más beneficiados con la interconexión resultan ser aquellos que más generación termoeléctrica tienen en la solución aislada, mientras que los países con vocación de exportadores de energía hidroeléctrica participarían de los beneficios en forma modesta, situación que se invierte dramáticamente a medida que se hace crecer el "premio".

Como conclusión de los diversos intentos de distribución de beneficios para la alternativa B de interconexión regional cabe repetir que no se consideró pertinente definir en este momento una metodología que pudiese conjugar adecuadamente los múltiples factores e interrelaciones que intervienen en el caso estudiado --y que se citaron con anterioridad-- de modo que se obtuviesen resultados congruentes con los planteamientos conceptuales involucrados. Ello resultaría prematuro e innecesario, y en todo caso la metodología a adoptarse para la distribución será producto de un proceso de negociación que se iniciaría cuando las circunstancias lo demanden.

En abono de lo anterior se considera que la definición de ciertos criterios básicos en que se podría apoyar una distribución equitativa de ahorros rebasa los límites de la problemática técnico-económica en juego. Dicho de otro modo, también está de por medio la importancia estratégica que los países puedan asignar al control y usufructo de sus recursos naturales, entre otras consideraciones de carácter político. En efecto, la forma y el tipo de control que un país desee tener sobre sus recursos hidroeléctricos, por ejemplo, serían determinantes en la política que habría que seguir en materia de asignación de las nuevas centrales de este tipo que demanda un sistema integrado regional como el de referencia. Las consideraciones anteriores se aplican también a los sistemas de transmisión para el transporte de energía de dichos proyectos a los centros de consumo correspondientes. El concepto de premio y su valorización relativa también se afectarían por las consideraciones mencionadas, favoreciendo a los países dueños de los recursos naturales.

/En fin,

En fin, para una determinación realista de las bases en que se podría fundamentar la participación relativa de los interesados en la integración eléctrica del Istmo --al menos para la alternativa B-- se requerirá de la concurrencia de criterios técnicos y políticos que sólo se podrán generar en mesas de negociaciones que cuenten con representación idónea de las partes interesadas.

Se concluye, por lo tanto, que lo más práctico y razonable es concentrar los esfuerzos en impulsar las primeras etapas de la integración eléctrica regional (la alternativa A) instrumentando los acuerdos y acciones que aseguren una interconexión de tipo convencional a nivel de todo el Istmo Centroamericano. Sería de esperar que la operación eficiente de este tipo de interconexión y la materialización de sus beneficios constituirían los mejores argumentos para ir progresando paulatinamente hacia etapas más avanzadas de integración del subsector eléctrico.

En esta tarea la acción oportuna y efectiva de un organismo regional que actuara bajo el mandato directo de los organismos nacionales de electrificación como sería el Consejo Eléctrico de América Central (CEAC), podría jugar un papel de vital importancia.



