

PROPIEDAD DE
NACIONES UNIDAS LA BIBLIOTECA

C.1



CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



GENERAL

E/CN.12/828

25 de febrero de 1969

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

Décimotercer período de sesiones

Lima, Perú, 14 al 23 de abril de 1969

EL SEGUNDO DECENIO DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO

*

La energía en América Latina

INDICE

	<u>Página</u>
A. LA ENERGIA EN AMERICA LATINA	1
1. Niveles de consumo	1
2. El consumo de energía y el desarrollo económico y social	5
B. LA SITUACION ACTUAL Y SU EVOLUCION EN LA ULTIMA DECADA	12
1. El petróleo	14
2. La energía eléctrica	83
C. PRINCIPALES PROBLEMAS DE INCIDENCIA ECONOMICA EN EL SECTOR DE LA ENERGIA	114
1. La importancia del sector de la energía y la necesidad de su programación	114
2. La programación integral de la energía	116
3. Insuficiencia de información básica	119
4. Reducida agilidad de algunas empresas estatales ...	121
5. Petróleo (hidrocarburos)	121
6. Energía eléctrica	123
D. LOS OBJETIVOS	132
E. ELEMENTOS PARA UNA ESTRATEGIA DEL DESARROLLO DE LA ENERGIA	163

A. LA ENERGIA EN AMERICA LATINA

1. Niveles de consumo

El consumo bruto de energía comercial (petróleo, carbón, hidro y núcleo-electricidad), que presenta el cuadro 1 para los años 1956 y 1966 evidencia el bajo nivel actual del empleo de la energía en los países latinoamericanos, que en conjunto representaban sólo el 3.1 por ciento del consumo mundial en 1966. (Véase el cuadro 1.) La dotación energética media por habitante en la región en consonancia con su nivel de ingreso, es una cantidad relativamente baja que equivalió en aquel año a poco más de 490 kilogramos de petróleo, o sea 42 por ciento del consumo medio del mundo (1 166 kilogramos). (Véase el cuadro 2.)

Cuadro 1

MUNDO: CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL EN PORCENTAJE
DEL CONSUMO MUNDIAL, 1956 Y 1966

Región o país	1956	1966
América Latina	2.9	3.1
Europa occidental	23.1	20.3
Europa oriental	20.5	22.3
Estados Unidos	38.1	33.5
Otros países desarrollados	8.3	9.4
Resto del mundo	7.1	11.5
<u>Total</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>

Fuente: América Latina; CEPAL a base de informaciones oficiales. Densas regiones: Statistical Papers, serie J, N° 11, World Energy Supplies 1963-1966, publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: E.68.XVII.7.

/Cuadro 2

Cuadro 2

MUNDO: CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL TOTAL Y POR HABITANTE EN EL
 MUNDO EN PETROLEO EQUIVALENTE, 1956 Y 1966

(10 700 kGal/kg)

Región o país	1956			1966			Tasa anual de crecimiento del consumo (porcentaje)	
	Total (Millones de toneladas)	Porcentaje del total	Por habitante (kilogramos)	Total (Millones de toneladas)	Porcentaje del total	Por habitante (kilogramos)	Total	Por habitante
América Latina ^{a/}	70	2.9	374	121	3.1	490	5.7	2.8
Europa occidental	563	23.1	1 852	793	20.3	2 292	3.5	2.2
Europa oriental	500	20.5	1 695	865	22.2	2 574	5.6	4.3
Estados Unidos	927	38.1	5 518	1 306	33.5	6 629	3.5	1.9
Otros países desarrollados ^{b/}	203	8.3	1 538	366	9.4	2 377	6.1	4.5
Resto del mundo	172	7.1	102	447	11.5	216	10.0	7.8
<u>Mundo</u>	<u>2 435</u>	<u>100.0</u>	<u>877</u>	<u>3 898</u>	<u>100.0</u>	<u>1 166</u>	<u>4.9</u>	<u>2.9</u>

Fuente: América Latina: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

Demás regiones: Statistical Papers, Serie J N° 11, World Energy Supplies, op. cit.

^{a/} Abarca sólo 24 países.

^{b/} Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

Lamentablemente, la gran diferencia que se registra con ese promedio mundial y más grande aún con los promedios de las regiones y grupos de países desarrollados, tiende a agravarse, o por lo menos a mantenerse, porque la tasa de crecimiento acumulativo anual entre 1956-66 fue sólo del 2.8 por ciento para la región contra el 2.9 por ciento, para el mundo. Sólo Europa occidental y Estados Unidos acusaron en ese período tasas inferiores pero al altísimo nivel de su consumo el incremento absoluto per cápita fue en ambos casos varias veces superior al latinoamericano. El otro grupo de países poco desarrollados en el mismo período creció al 7.8 por ciento anual. De mantenerse estas tendencias, en la próxima década, América Latina acusaría en conjunto el más bajo consumo de energía por habitante, entre las regiones o grupos de países indicados.

/El elevado

El elevado crecimiento demográfico de la región (2.9 por ciento en los últimos años), explica no obstante que ella haya incrementado levemente su participación relativa en el consumo mundial de la energía.

Sobre el consumo de combustibles no comerciales en la región (vegetales y similares), no existen estadísticas fehacientes, pero se estima que aún puede representar el equivalente a unos 40 millones de toneladas de petróleo, o sea aproximadamente un tercio de los comerciales.

Es interesante comprobar la importancia que han llegado a tener en América Latina los hidrocarburos (petróleo, gas natural y derivados) que cubrían aproximadamente el 80 por ciento del consumo bruto de energía comercial en 1966, aventajando a los otros grandes grupos de países - en el promedio mundial cubrían aproximadamente el 53 por ciento - (véase el cuadro 3). Por la poca variación de esa participación en la última década puede inferirse que ése sería aproximadamente su nivel máximo.

En todas las regiones del mundo (a excepción de algunos pocos países) se observa la tendencia a una participación creciente de los hidrocarburos en el cuadro energético, sustituyendo al carbón principalmente.

La contribución de los recursos hidroeléctricos en la región es creciente. Alcanzó aproximadamente al 14 por ciento en 1967. Esta alta proporción es comparable a la de Europa occidental, y sólo es superada por la de los países ampliamente dotados de tal recurso (Canadá, Noruega, Suecia, etc.). (Véase de nuevo el cuadro 3.)

En cuanto a la producción de energía eléctrica, se comprueba una gran similitud de posiciones relativas, al comparar a América Latina con los mismos grupos de países. (Véase el cuadro 4.) La región llegó en 1966 a una producción de 433 kWh por habitante representando el 40 por ciento del promedio mundial. Lamentablemente la producción total de 106 000 millones representó sólo el 3.0 por ciento del total mundial, proporción que con leves variaciones se mantiene desde hace unos 20 años.

El progreso de la producción en términos absolutos no ha sido en realidad bajo en América Latina (8.2 por ciento en 1956-66), a pesar del estancamiento en el desarrollo económico que sufrieron algunos países en ciertos años. Es preciso destacar, sin embargo el amplio margen de expansión que existe en este rubro si se considera que países tan electrificados como los de Europa Occidental (Noruega, Suecia, etc.) crecieron según tasas anuales similares (7-9 por ciento).

Cuadro 3

MUNDO: PARTICIPACION DE LOS HIDROCARBUROS Y LA ENERGIA HIDRAULICA
 EN EL CONSUMO BRUTO DE ENERGIA COMERCIAL, 1956 Y 1966

(Porcentaje)

País o región	Hidrocarburos		Energía hidráulica	
	1956	1966	1956	1966
América Latina a/	78.6	80.2	12.8	14.0
Europa occidental	19.8	47.1	12.8	15.2
Europa oriental	18.8	39.8	2.8	4.2
Estados Unidos	65.8	72.7	5.8	5.5
Otros países desarrollados b/	28.4	49.4	31.1	22.0
Resto del mundo	32.4	28.1	5.3	5.2
<u>Mundo</u>	<u>40.3</u>	<u>52.7</u>	<u>9.0</u>	<u>8.9</u>

Fuente: América Latina: CEPAL, a base de informaciones directas.

Demás regiones: Statistical Papers, Serie J, N° 11 op. cit.

a/ Abarca sólo 24 países.

b/ Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

Cuadro 4

MUNDO: PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL Y POR HABITANTE, 1956 y 1966

País o región	1956		1966		Tasa anual de crecimiento	
	Total (10 ⁹ kWh)	Por habi- tante (kWh)	Total (10 ⁹ kWh)	Por habi- tante (kWh)	Total (10 ⁹ kWh)	Por habi- tante (kWh)
América Latina a/	48	251	106	433	8.2	5.3
Europa occidental	422	1 388	875	2 529	7.6	6.2
Europa oriental	272	922	730	2 173	10.4	8.9
Estados Unidos	685	4 077	1 248	6 335	6.3	4.6
Otros países desarrollados b/	202	1 530	455	2 954	8.5	6.8
Resto del mundo	84	38	186	90	11.3	9.0
<u>Mundo</u>	<u>1 692</u>	<u>609</u>	<u>3 601</u>	<u>1 077</u>	<u>7.9</u>	<u>5.9</u>

Fuente: América Latina: informaciones oficiales.

Demás regiones: Statistical Papers, Serie J, N° 4 y 11.

a/ Abarca sólo 24 países.

b/ Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelandia y Unión Sudafricana.

2. El consumo de energía y el desarrollo económico y social

Aunque son numerosos los factores condicionantes de la velocidad en el progreso económico de los pueblos, tales como el nivel educacional, la disponibilidad diversificada de materias primas, la localización geográfica, los recursos de suelo y agua, el clima, la cantidad e intensidad en el uso del capital, etc., la energía aparece como un elemento indispensable para el desarrollo económico y social.

Es a la vez un bien de consumo final y un insumo en casi todos los procesos productivos, tanto de bienes como de servicios, aunque predomina en este papel, el consumo correspondiente al sector industrial.

El nivel de insumo de energía es uno de los factores determinantes de la productividad manufacturera, que a su vez influye apreciablemente en el nivel de ingreso de la comunidad. Este último condiciona grandemente el consumo de energía por parte del consumidor final, no tanto debido a su capacidad de compra de la energía en sí, sino en cuanto a sus posibilidades de adquirir los bienes duraderos de consumo que para su funcionamiento requieren la utilización de energía.

Las observaciones precedentes ilustran la estrecha relación, no sólo entre el nivel de ingreso y el de consumo de energía, sino también en alguna medida entre este último y el ritmo de inversiones en la economía. En cierto sentido la demanda de energía es una demanda "derivada" de las inversiones en equipo, maquinaria y artefactos que la necesitan como insumo.

Esa estrecha relación no significa, sin embargo, que el nivel de ingreso determine en forma unívoca el nivel de consumo energético y mucho menos el de una determinada forma de energía. En efecto, distintos países pueden alcanzar el mismo nivel de ingreso con una composición muy diferente en su producción; en tal caso será diferente el consumo de energía, ya que el insumo de ésta, como factor productivo por unidad de producto varía apreciablemente del sector manufacturero, al agrícola o al de servicios. También varía apreciablemente el insumo promedio por sector, según sea la composición de éste en términos de sus actividades básicas.

En diversas oportunidades, la CEPAL ha analizado la correlación del consumo neto de energía y el producto bruto por habitante; una de ellas referida a la energía comercial, que abarca a 55 países del mundo e incluye a todos los de América Latina (aplicable a comienzos de la década) arrojó un coeficiente de correlación 0.93. El coeficiente de elasticidad demanda-ingreso resultó superior a 1.4.

/El gráfico 1

El gráfico 1 presenta para América Latina en conjunto y por países, relaciones entre el consumo de energía comercial y el producto bruto interno, ambos por habitante, para los promedios anuales 1955-56 y 1965-66. El punto en que se inicia cada vector indica la situación pertinente en el período inicial y aquel en el que termina, la del período final, en consecuencia el vector revela la evolución del consumo de energía comercial en la década señalada. Las rectas paralelas a 45° , cada una de las cuales representa un consumo constante de petróleo equivalente por dólar de producto bruto (3, 2, 1, etc. kg. de petróleo/dólar) ayudan a cuantificar los distintos niveles de consumo. Nótese como para América Latina en conjunto y la mayor parte de los países, los vectores tienen una pendiente bastante superior a 45° lo que pone en evidencia el crecimiento muchísimo más rápido del consumo de energía que el del producto bruto.

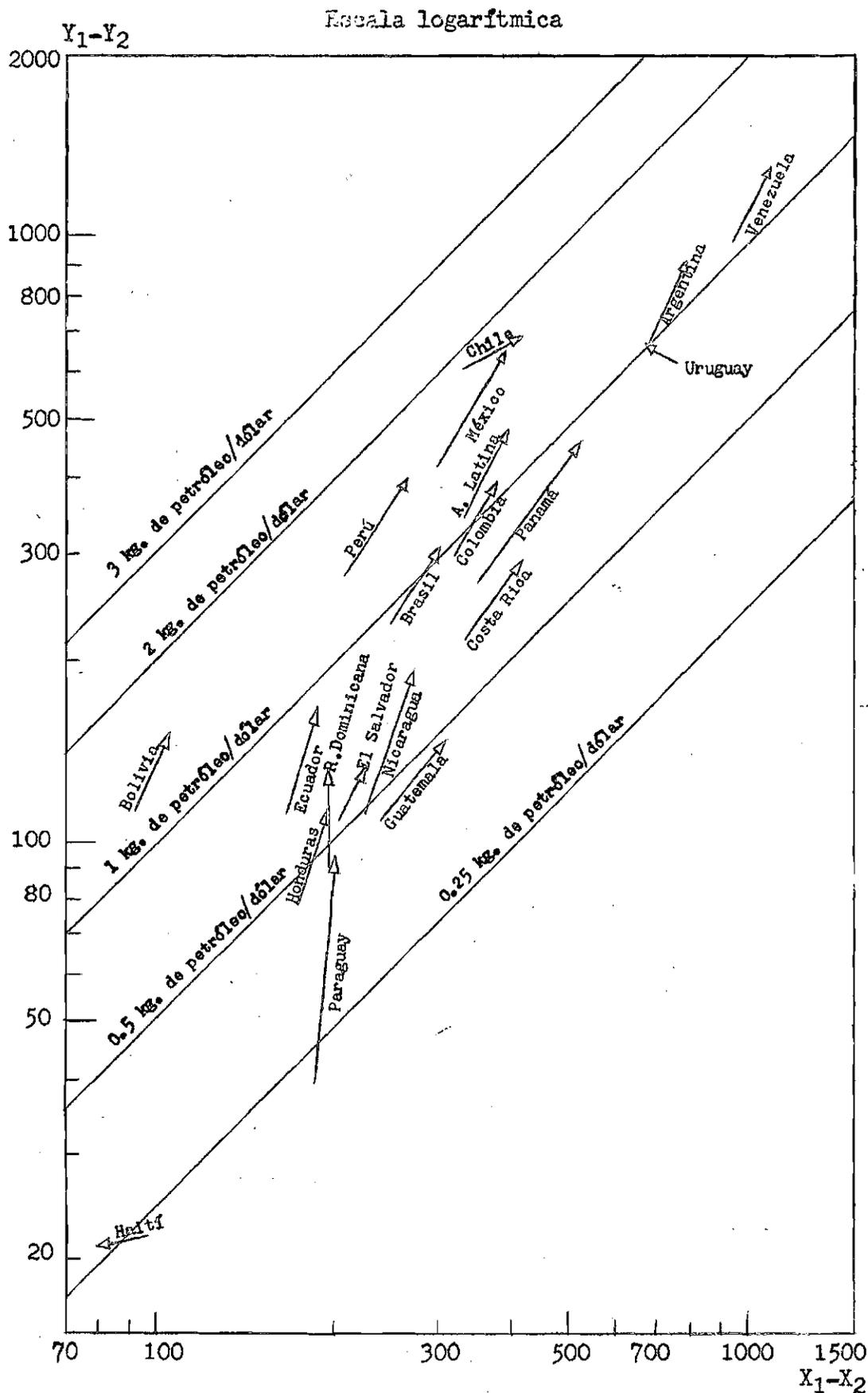
La mayor parte de las consideraciones anteriores con respecto a la energía total son válidas también a la demanda de la energía eléctrica en particular. Esta última, sin embargo, tiene una dinámica especial estrechamente ligada al proceso general de innovaciones y avance tecnológico, que explica por qué históricamente la tasa de crecimiento del consumo eléctrico supera aún más holgadamente la del incremento del producto bruto, dándose casos de que dicho consumo aumente en períodos de disminución en el producto.

Teniendo presente las limitaciones del método de correlación simple aplicada a series económicas, que por su naturaleza son crecientes con el tiempo (sobre todo si como en este caso se refieren a un reducido número de puntos) se presentan en el gráfico 2, las líneas de regresión del diagrama producto bruto-consumo eléctrico, correspondientes a los años 1955-57 y 1965-67 para los países de América Latina.

El coeficiente angular de ambas rectas (igual a la elasticidad consumo-ingreso) resultó bastante parecido, encontrándose la línea de regresión más reciente por encima de la anterior, con un desplazamiento vertical promedio casi de un 55 por ciento (varía entre 40 y 65 por ciento).

Tal desplazamiento en un período de 10 años puede considerarse como un índice del ritmo de electrificación de la economía latinoamericana, o sea del grado en que - para un mismo nivel de ingreso - ha aumentado el consumo eléctrico promedio. Eso significa que en cada país el incremento de la demanda eléctrica corresponde en parte al aumento del ingreso, y en parte a la combinación del avance tecnológico, de una mejor distribución del ingreso y de la sustitución por la electricidad de otras formas de la energía.

AMERICA LATINA : EVOLUCION COMPARADA DEL CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL Y EL PRODUCTO BRUTO INTERNO AMBOS POR HABITANTE (Promedios 1955-56 y 1965-66)



Nota : X₁-X₂ = Producto bruto (dólares de 1960 por habitante) a costo de factores.

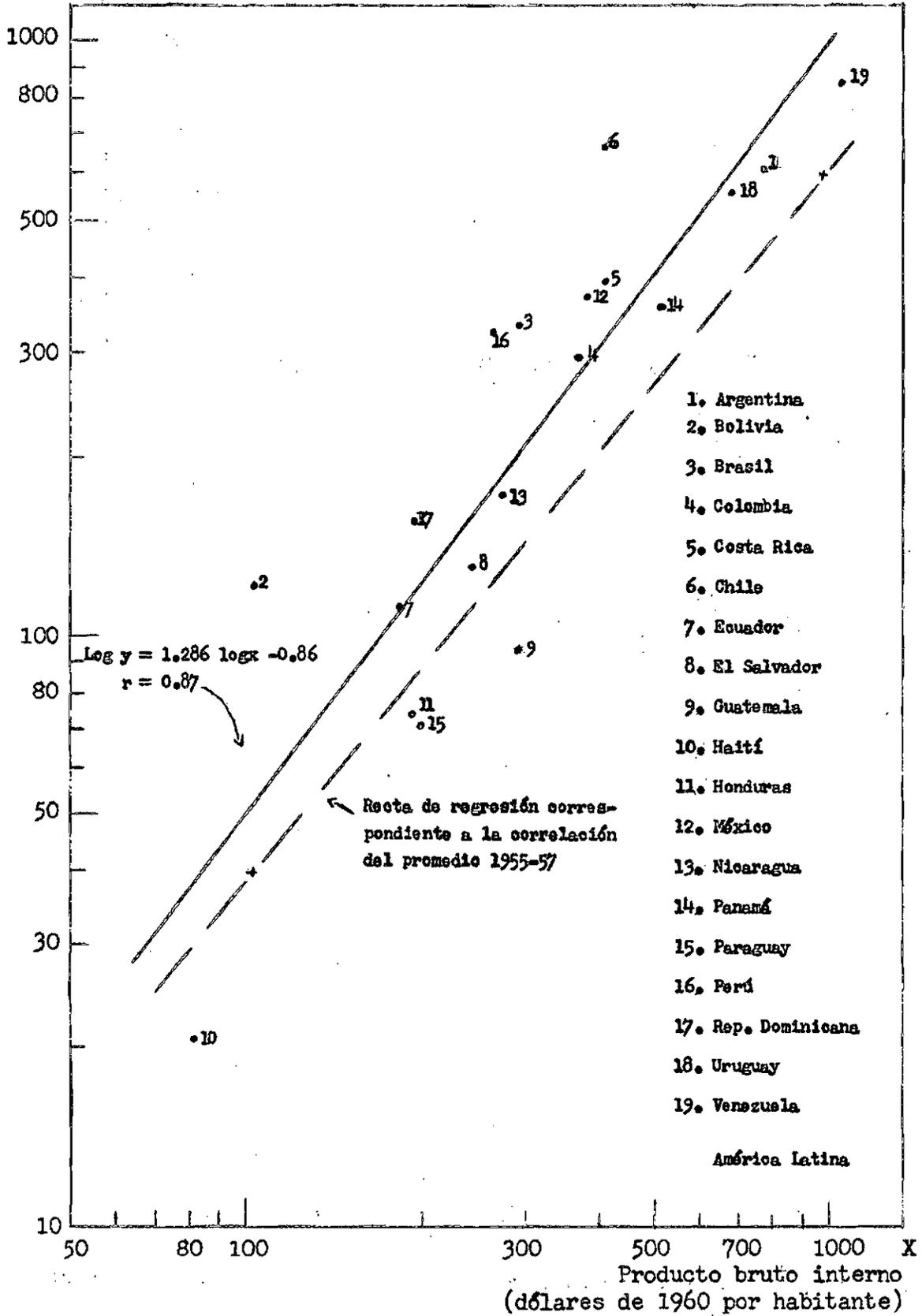
Y -Y = Consumo de combustibles comerciales (kg. de petróleo equivalente por habitante)

Gráfico 2

AMÉRICA LATINA: CORRELACION ENTRE CONSUMO NETO DE
 ELECTRICIDAD Y EL PRODUCTO BRUTO AMBOS POR HABITANTE
 (Promedio 1965-1967)

Escala logarítmica

y Consumo neto de
 electricidad (kwh por hab)



En el gráfico 3 se han relacionado para cada país los valores del consumo neto de electricidad con el producto bruto, ambos por habitante, para los promedios anuales 1956-57 y 1965-67. Los vectores que en cada país o en la región unen los puntos extremos permiten apreciar las características de la evolución del consumo eléctrico en la década señalada. La inclinación del vector de América Latina en conjunto, es aproximadamente 3 a 2. Esto significa que el consumo de electricidad aumentó casi con la potencia 1.5 del producto bruto, valor similar al acusado en varios países de Europa occidental, aunque para niveles unitarios muy diferentes.

Puede estimarse que la participación de la electricidad en el consumo mundial de la energía comercial que en 1956 era de 24 por ciento, subió a 29 por ciento en 1966.^{1/}

La evolución del consumo de electricidad con relación a las otras formas comerciales de la energía, se puede ver a través del coeficiente de electrificación, que es el cociente del consumo de electricidad en kWh y el consumo de combustibles comerciales como tales, expresados en términos de petróleo equivalente.

El cuadro 5 revela cómo, para América Latina en conjunto, el coeficiente de electrificación se incrementó en casi 32 por ciento durante la década 1957-67. Solamente en Bolivia, Chile, Panamá y Paraguay ese coeficiente declinó como expresión de un rápido incremento del consumo de hidrocarburos.

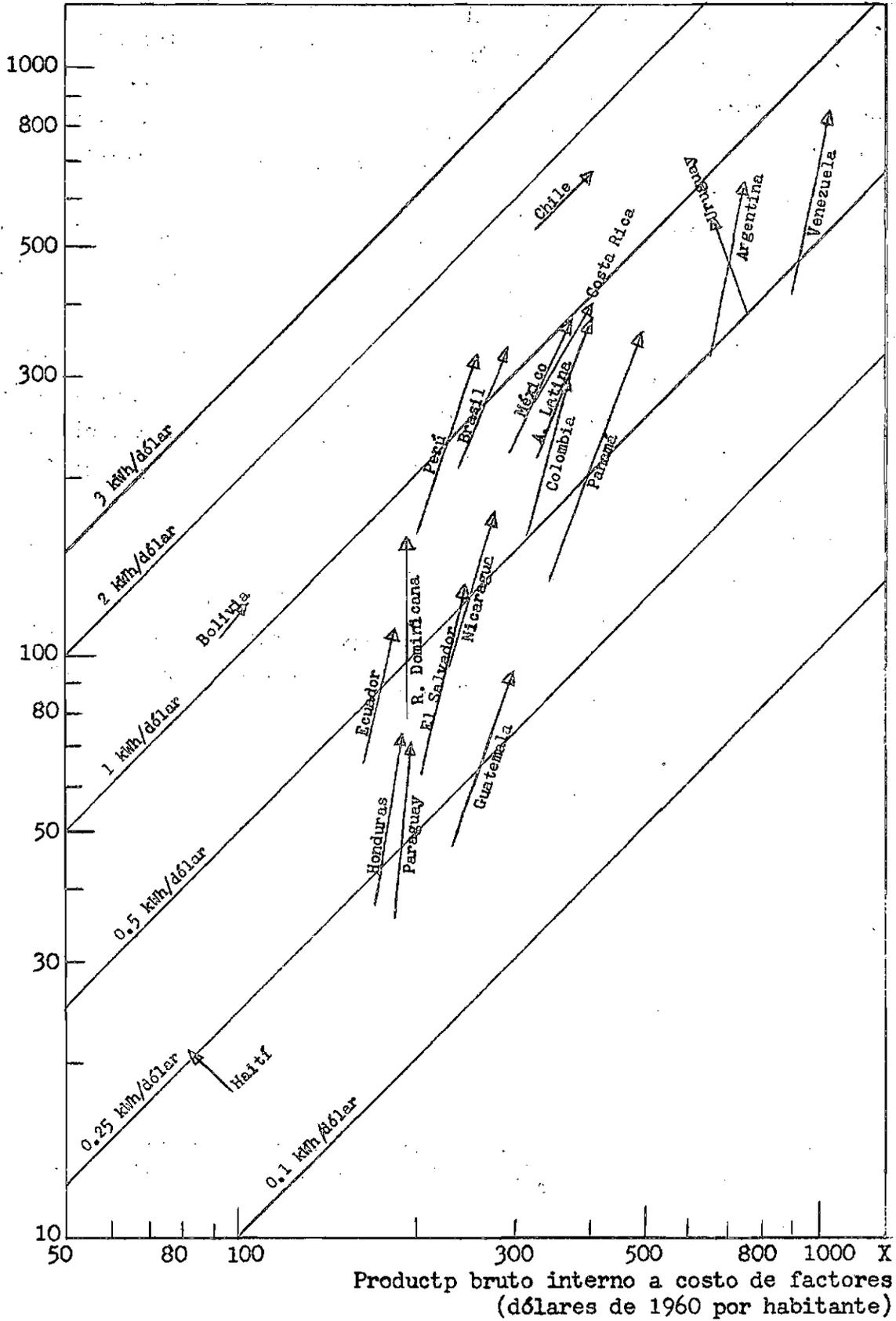
^{1/} "Grado de electrificación": relación entre la generación eléctrica y el total de la energía comercial consumida, expresadas ambas en una misma unidad.

Gráfico 3

AMERICA LATINA : CORRELACION ENTRE CONSUMO NETO DE
ELECTRICIDAD Y EL PRODUCTO BRUTO AMBOS POR HABITANTE

(Promedios 1955-57 y 1965-67)
Escala logarítmica

Y Consumo neto de
electricidad (kwh por hab)



Cuadro 5

AMERICA LATINA: COEFICIENTES DE ELECTRIFICACION, 1957 Y 1967

(kWh/kg de petróleo equivalente)

Países	1957	1967	1967
			Indice (Base 1957 = 100)
Argentina	0.65	0.82	127.3
Bolivia	1.60	1.09	68.2
Brasil	1.87	2.02	107.7
Colombia	1.09	1.36	124.5
Costa Rica	2.27	2.43	107.1
Chile	2.13	1.67	78.5
Ecuador	0.73	0.92	126.0
El Salvador	1.02	1.44	141.2
Guatemala	0.55	1.64	299.5
Haití	0.97	1.04	107.2
Honduras	0.42	0.90	215.0
México	0.64	0.80	124.4
Nicaragua	1.01	1.28	125.9
Panamá	0.63	0.52	81.8
Paraguay	0.95	0.85	90.7
Perú	0.81	1.08	133.3
República Dominicana	1.10	1.46	133.2
Uruguay	0.95	1.30	136.7
Venezuela	0.39	0.79	200.8
<u>América Latina</u>	<u>0.85</u>	<u>1.12</u>	<u>131.8</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones directas.

B. LA SITUACION ACTUAL Y SU EVOLUCION EN LA ULTIMA DECADA

A continuación se examinan separadamente para los hidrocarburos y la electricidad, los aspectos económicos más sobresalientes (consumo, producción, fuentes de abastecimiento, organización institucional, inversiones, precios y tarifas, aspectos legales, etc.) ligados a esas dos formas comerciales de la energía que son, con mucho, las más utilizadas en la región. Ese examen no sólo se refiere a la situación reciente sino que además pasa revista a la evolución experimentada en el último decenio, con sus causas y repercusiones en la economía general. Así, a base de las tendencias anotadas, se procura vislumbrar el futuro dentro de la década de 1970.

Sin embargo, antes de realizar ese examen, véase el cuadro 6, que presenta una comparación aproximada, por países, entre la producción y el consumo bruto de energía comercial y combustibles vegetales en el año 1966. El mismo pone en evidencia:

- i) que la producción total de energía en América Latina duplica con creces el consumo, por la preponderancia de Venezuela como exportador de petróleo;
- ii) que una cuarta parte del consumo total de energía en la región, está cubierta por combustibles vegetales;
- iii) que el consumo de carbón mineral en el área no alcanza al 4.5 por ciento del total, y que para satisfacerlo hay necesidad de realizar importaciones de fuera del área;
- iv) que aparte de Venezuela, sólo Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Perú, México y Trinidad y Tobago en ese año, en términos de poder calorífico, su producción interna igualó o superó a su propio consumo; sin embargo, observando además que no toda la producción de gas natural de la Argentina y Chile se pudo utilizar, resulta que sólo seis países en la región tuvieron un balance neto favorable, en materia de combustibles, en su comercio exterior.

Cuadro 6

AMERICA LATINA: PRODUCCION Y CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL Y COMBUSTIBLES VEGETALES, 1966

(Miles de toneladas de petróleo equivalentes de 10 700 kcal/kg)

País	Producción					Consumo						
	Carbón mi- neral	Petróleo crudo	Gas natural	Hidro- electri- cidad a/	Combus- tibles vege- tales y otros	Total	Carbón mi- neral	Derivados del petróleo	Gas natural	Hidro- electri- cidad a/	Combus- tibles vege- tales y otros	Total
Argentina	184	14 995	5 161	376	2 360	23 076	770	15 565	3 910	313	2 360	22 918
Bolivia	-	697	273	145	1 110	2 225	-	387	83	124	1 110	1 704
Brasil	1 317	5 805	686	8 606	15 470	31 884	1 769	16 301	90	6 971	15 470	40 601
Chile	950	1 620	5 788	1 285	1 510	11 153	1 160	3 472	500	1 092	1 510	7 734
Colombia	1 580	9 938	2 440	1 174	3 310	18 442	1 580	3 714	890	987	3 310	10 481
Ecuador	-	349	218	99	1 360	2 026	-	736	-	74	1 360	2 170
Paraguay	-	-	-	-	430	430	-	183	-	-	430	613
Perú	47	3 075	1 650	859	2 650	8 281	50	3 937	80	756	2 650	7 473
Uruguay	-	-	-	431	20	451	26	1 329	-	332	20	1 707
Venezuela	21	176 065	35 908	428	710	213 132	165	5 124 b/	5 966	342	710	12 307
Costa Rica	-	-	-	181	280	461	-	283	-	155	280	718
Cuba	-	11	-	-	3 530	3 541	-	5 013	-	-	3 530	8 543
El Salvador	-	-	-	127	600	727	-	342	-	109	600	1 051
Guatemala	-	-	-	38	890	928	-	603	-	33	890	1 526
Haití	-	-	-	-	1 198	1 198	-	101	-	-	1 198	1 299
Honduras	-	-	-	40	470	510	-	234	-	35	470	739
México	1 410	19 319	13 037	3 119	6 140	43 025	1 600	15 843	8 570	2 589	6 140	34 742
Nicaragua	-	-	-	59	400	459	-	300	-	48	400	748
Panamá	-	-	-	104	190	294	-	558	-	92	190	840
República Dominicana	-	-	-	16	960	976	-	470	-	12	960	1 442
Guyana	-	-	-	-	270	270	-	350	-	-	270	620
Jamaica	-	-	-	43	560	603	-	1 192	-	35	560	1 787
Surinam	-	-	-	26	70	96	-	250	-	25	70	345
Trinidad y Tobago	-	7 814	3 180	-	200	11 194	-	1 373 b/	1 200	-	200	2 773
América Latina	5 509	239 688	68 341	17 156	44 688	375 382	7 120	77 660	21 289	14 124	44 688	164 881

Fuentes: CEPAL, a base de informaciones diversas.

a/ Se tomó 1 kWh = 3 300 kcal.

b/ Excluye venta a naves.

1. El petróleo

a) Tendencias en el consumo de los hidrocarburos en América Latina. Sectores principales de consumo

El consumo de hidrocarburos en América Latina ha seguido una línea en ascenso variable, abarcando actualmente más del 80 por ciento de la demanda de energía comercial. Al examinar la evolución de esa demanda pueden observarse las siguientes tendencias generales.

i) El consumo promedio de petróleo y derivados por habitante es relativamente alto, comparado con el correspondiente mundial (sobre todo si se excluye a Estados Unidos) y también lo es su crecimiento.

ii) El consumo es muy desigual entre países, tanto en términos de consumo per cápita como en lo que se refiere a la participación relativa de los derivados y gas natural en el total.

iii) En los países que son grandes exportadores de crudo y derivados, los "bunkers" y el consumo en los campos petrolíferos y en las refinerías tienen una elevada participación en la demanda total de ellos.

iv) En los principales países consumidores de gas natural, éste influye notablemente en la estructura del consumo de hidrocarburos.

El consumo latinoamericano de los principales combustibles líquidos derivados del petróleo, incluyendo el consumo de la propia industria petrolera y excluidas las ventas a naves, (expresado en términos de petróleo equivalente de 10 700 kilocalorías por kilogramo) creció desde aproximadamente 40 millones de toneladas hasta cerca de 71 millones entre 1955 y 1966, último año para el cual se dispuso de informaciones completas, al momento de preparar estas notas.

Ello representa un incremento de la demanda al ritmo acumulativo anual de 4.7 por ciento, o sea, una tasa inferior a la observada en el período 1945-55, en que superó el 10 por ciento anual.

El descenso del ritmo de crecimiento de los hidrocarburos líquidos en los últimos años, refleja distintas tasas de aumento o disminución en el consumo de los diferentes derivados del petróleo. El consumo de queroseno para uso doméstico bajó en términos absolutos en los últimos años, en gran parte desplazado por el gas licuado y el gas natural. Sin embargo esa caída fue compensada por el aumento en el consumo del combustible para "jet" incluido en el mismo rubro estadístico, por no disponerse de datos que permitieran un desglose satisfactorio. La tasa de incremento del consumo de fuel-oil, sigue declinando, como consecuencia del desplazamiento parcial que

/sufre por

sufre por el gas natural. Las tasas de crecimiento en el consumo de gas licuado y gasolinas permanecen relativamente estables, notándose un aumento en las del diesel y gasóleo.

El consumo de gas natural creció de 5 a 20 millones de toneladas de petróleo equivalente, entre 1955 y 1966, arrojando un ritmo anual equivalente a más de 20 por ciento. Tomando en conjunto el consumo de derivados de petróleo y de gas natural se obtiene una tasa acumulativa anual de crecimiento del orden del 10 por ciento; o sea más que duplica la correspondiente a sólo los primeros.

De los datos del cuadro 7 se deduce la preeminencia de Argentina, Brasil, México y Venezuela, como grandes consumidores regionales, seguidos de Colombia, Chile y Perú. El consumo de los primeros cuatro países citados representa cerca del 80 por ciento de la demanda regional de hidrocarburos; si se agrega el de los tres siguientes se totaliza más del 90 por ciento del correspondiente consumo latinoamericano.

En los cuatro grandes consumidores señalados primero crece históricamente la participación relativa del consumo de los derivados livianos, principalmente del gas licuado, y de los productos medianos, por desplazamiento del fuel-oil, que es sustituido principalmente por el gas natural.

La estructura del consumo de derivados registra un aumento en la participación relativa de las gasolinas, mientras el fuel-oil y el queroseno para uso doméstico, siguen sufriendo los efectos de la competencia del gas natural y del gas licuado. Es marcado el impacto del gas natural en la estructura del consumo de productos petrolíferos, dejando sentir sus efectos sobre casi todos los derivados, excepto la gasolina. Mientras el consumo aparente de aquél, como combustible, aumenta cinco veces, el del fuel-oil no alcanza a triplicarse en el período 1955-1966. A lo largo de todo el período, la suma de los dos combustibles se mantiene en un 50 por ciento del total de los hidrocarburos, en términos de equivalencia calorífica. Debe señalarse que el consumo de gas natural en Brasil se ha mantenido hasta la fecha incomparablemente abajo de los de Argentina, México y Venezuela.

El consumo de derivados por países y productos, en metros cúbicos, puede apreciarse en el cuadro 8.

En el cuadro 9 se ha intentado evaluar la distribución del consumo interno de los derivados líquidos del petróleo en América Latina, por los diversos sectores económicos, comparándole con el de otras áreas.

Cuadro 7

AMERICA LATINA: CONSUMO BRUTO DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETROLEO Y GAS NATURAL

(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kcal/kg)

País	Derivados				Gas natural				Total			
	1955	1960	1965	1966	1955	1960	1965	1966	1955	1960	1965	1966
Argentina	10 240	12 628	15 405	15 523	626	1 203	3 673	3 917	10 866	13 831	19 078	19 440
Bolivia	259	278	396	417	-	15	74	83	259	293	470	500
Brasil	8 672	12 375	15 416	16 610	-	58	88a/	90a/	8 672	12 434	15 504	16 700
Colombia	2 042	2 786	3 400	3 714	200	252	760a/	887a/	2 242	3 038	4 160	4 601
Costa Rica	114	190	256	283	-	-	-	-	114	190	256	283
Chile	1 749	2 237	3 120	3 472	70	244	450	500	1 819	2 481	3 570	3 972
Ecuador	356	530	715	768	-	-	-	-	356	530	715	768
El Salvador	149	196	317	322	-	-	-	-	149	196	317	322
Guatemala	316	461	578	603	-	-	-	-	316	461	578	603
Haití	85	88	93	101	-	-	-	-	85	88	93	101
Honduras	136	191	222	234	-	-	-	-	136	191	222	234
Jamaica	...	755	1 084	1 192	-	-	-	-	...	755	1 084	1 192
México	9 700	12 855	14 139	15 491	1 465	2 808	7 428	8 578	11 165	15 663	21 567	24 069
Nicaragua	129	179	288	300	-	-	-	-	129	179	288	300
Panamá	241	343	534	558	-	-	-	-	241	343	534	558
Paraguay	55	103	175	183	-	-	-	-	55	103	175	183
Perú	1 695	2 300	3 644	3 909	46	46	75a/	80a/	1 741	2 346	3 719	3 989
República Dominicana	266	312	374	552	-	-	-	-	266	312	374	552
Uruguay	1 020	1 210	1 521	1 565	-	-	-	-	1 020	1 210	1 521	1 565
Venezuela b/	3 104	3 907	4 870	5 131	2 391	4 007	5 688	5 966	5 495	7 914	10 558	11 097
Total	40 328	53 924	66 547	70 928	4 798	8 633	18 236	20 101	45 126	62 558	84 783	91 029

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Estimado.

b/ Excluye entregas a naves.

Cuadro 8
 AMERICA LATINA: CONSUMO BRUTO DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETROLEO
 (Miles de m³)

País	Gas licuado					Gasolina					Queroseno					Gas/diesel oil					Fuel-oil				
	1955	1960	1965	1966	1955	1960	1965	1966	1955	1960	1965	1966	1955	1960	1965	1966	1955	1960	1965	1966	1955	1960	1965	1966	
Argentina	94	107	883	1 019	2 239	2 754	4 259	4 497	1 205	1 873	1 351	1 267	1 875	2 756	4 356	4 294	6 279	6 962	7 248	7 183	6 279	6 962	7 248	7 183	
Bolivia	130	145	201	219	27	52	79	88	39	53	79	73	109	83	115	119	109	83	115	119	
Brasil	155	643	1 385	1 526	3 805	4 863	6 214	6 840	723	757	902	945	1 616	3 097	4 178	4 524	3 901	5 310	5 794	6 154	3 901	5 310	5 794	6 154	
Colombia	20	72	184	209 ^{a/}	1 208	1 513	2 005	2 204	250	261	302	375	316	496	665	682	662	1 001	981	1 053	662	1 001	981	1 053	
Costa Rica	-	2	3	3 ^{a/}	54	99	91	97 ^{a/}	7	16	18	19 ^{a/}	30	90	195	198 ^{a/}	43	23	-	22 ^{a/}	43	23	-	22 ^{a/}	
Chile	-	44	214	284	538	775	1 092	1 206	211	266	375	398	257	339	580	664	1 022	1 185	1 434	1 573	1 022	1 185	1 434	1 573	
Ecuador	-	1	4	4	177	256	358 ^{a/}	369	32	48	98 ^{a/}	115	59	111	147	167	151	212	246	258	151	212	246	258	
El Salvador	2	2	9	6	81	100	109 ^{a/}	105	19	33	42	46	16	38	97	105	59	61	123	117	59	61	123	117	
Guatemala	-	6	8	8	117	166	178 ^{a/}	185 ^{a/}	18	41	69 ^{a/}	70 ^{a/}	40	100	119 ^{a/}	125 ^{a/}	190	225	297 ^{a/}	310 ^{a/}	190	225	297 ^{a/}	310 ^{a/}	
Haití	-	1	1	1	48	46	42	45 ^{a/}	4	9	6	7 ^{a/}	b/	b/	b/	b/	49	52	58	64 ^{a/}	49	52	58	64 ^{a/}	
Honduras	-	2	2	2	39	52	67 ^{a/}	70 ^{a/}	9	13	21 ^{a/}	25 ^{a/}	37	85	106 ^{a/}	108 ^{a/}	77	71	69 ^{a/}	70 ^{a/}	77	71	69 ^{a/}	70 ^{a/}	
Jamaica	...	5	16	20	...	110	118	126	...	64	142	161	...	166	200	310	...	508	747	735	...	508	747	735	
México	367	1 108	2 391	2 644	3 426	4 687	5 808	6 216	1 350	1 763	2 046	2 145	1 297	1 984	3 193	3 553	5 077	5 725	3 981	4 505	5 077	5 725	3 981	4 505	
Nicaragua	-	1	2	2	63	86	120 ^{a/}	125 ^{a/}	20	20	40 ^{a/}	42 ^{a/}	b/	b/	b/	b/	68	102	174 ^{a/}	180 ^{a/}	68	102	174 ^{a/}	180 ^{a/}	
Paraná	105	174	216 ^{a/}	225 ^{a/}	24	37	50 ^{a/}	52 ^{a/}	42	57	98 ^{a/}	105 ^{a/}	111	139	259 ^{a/}	270 ^{a/}	111	139	259 ^{a/}	270 ^{a/}	
Paraguay	-	-	-	-	32	49	57	58 ^{a/}	9	24	30	32 ^{a/}	10	16	21	23 ^{a/}	14	35	95	98 ^{a/}	14	35	95	98 ^{a/}	
Perú	6	11	38	49	717	954	1 366	1 479	281	478	640	709	940	519	870	885	658	764	1 380	1 488	658	764	1 380	1 488	
República Dominicana	109	116	98	299	16	18	13	35	73	b/	b/	b/	115	224	310	315	115	224	310	315	
Uruguay	-	2	33	40	337	338	367	370 ^{a/}	197	233	214	209 ^{a/}	191	228	329	370 ^{a/}	464	600	814	825 ^{a/}	464	600	814	825 ^{a/}	
Venezuela o/	44	429	633	710	1 656	2 446	2 987	3 170	465	588	691	689	516	788	993	1 018	1 036	637	783	838	1 036	637	783	838	
Total	688	2 596	5 806	6 527	24 881	39 726	25 777	27 905	4 861	6 588	7 122	7 422	6 784	10 923	16 226	17 204	20 085	23 892	24 904	26 177	20 085	23 892	24 904	26 177	

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.
 a/ Estimado.
 b/ Incluido en fuel-oil.
 o/ Excluye entregac a naves

Cuadro 9

CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DE PETROLEO POR SECTORES HACIA 1960^{a/}

	Industria y minería	Termo- electri- cidad	Trans- porte	Resi- dencial	Otros
América Latina	30	12	37	16	5 ^{b/}
Estados Unidos	10	6	53	25	6
Europa occidental ^{c/}	32	5	33	23	7

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Excluido el gas natural y entrega a naves.

b/ Estimado.

c/ Comunidad de Carbón y Acero.

Nótese que la inclusión de las entregas a naves haría subir considerablemente el consumo en transportes y la del gas natural principalmente el correspondiente a la actividad industrial y minera.

Ese consumo por sectores varía mucho entre países latinoamericanos. En algunos predomina el transporte, mientras que en los de mayor desarrollo industrial esa actividad absorbe proporciones muy elevadas. En los principales países productores de petróleo que carecen de pronunciado consumo industrial, adquiere cierta preeminencia el que corresponde a la propia actividad petrolera.

b) Producción, refinación, comercialización y transporte

A pesar de que la producción de petróleo en América Latina ha seguido un ritmo sostenido de crecimiento, es evidente el deterioro de la producción latinoamericana en el panorama de la producción petrolera mundial. La participación relativa de la región en la producción mundial de crudo se estanca y luego baja desde 1950. En los últimos diez años no alcanza a duplicarse en volumen, mientras que las tradicionales regiones competitivas la triplican y cuadruplican y nuevas áreas aparecen con participaciones importantes, como es el caso de África.

Así, pues, América Latina va perdiendo, en términos relativos, su posición de gran productor y exportador mundial, aunque los volúmenes continúan en ascenso. Este fenómeno puede observarse en el cuadro 10 del que se desprende el desplazamiento de la región por otras áreas productoras animadas de un desarrollo vigoroso. Nótese en particular la competencia del Medio Oriente y África del Norte, a las que se suma Nigeria desde 1965.

/Cuadro 10

Cuadro 10

MUNDO: EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE CRUDO POR ZONAS

(Miles de barriles diarios)

Zona	1955	1960	1964	1965	1966	1967
Estados Unidos y Canadá	7 162	7 551	8 403	8 541	9 195	9 773
Medio Oriente	3 308	5 250	7 707	8 241	9 237	9 947
Unión Soviética y otras áreas comunistas	1 640	3 230	4 660	5 280	5 901	6 239
América Latina	2 747	3 767	4 547	4 648	4 613	4 912
África	-	276	1 734	2 226	2 741	3 132
Otros	601	850	1 019	1 104	1 105	1 181
<u>Mundo</u>	<u>15 458</u>	<u>20 924</u>	<u>28 070</u>	<u>30 040</u>	<u>32 792</u>	<u>35 184</u>
Participación de América Latina (porcentaje)	17.8	18.0	16.2	15.5	14.1	14.0

Fuente: América Latina: CEPAL, a base de fuentes oficiales.
Otros: World Oil y Oil and Gas Journal (diversos números).

El cuadro 11 muestra que, con excepción de Bolivia, Perú y Ecuador (este último presenta una baja), la producción aumenta considerablemente en los demás países en el período 1955-1960. En el quinquenio siguiente el crecimiento es más modesto, pero importante en el caso de la Argentina, Colombia, México y Venezuela. Ecuador presenta una leve recuperación en ese período y Bolivia un apreciable aumento posteriormente.

Las tendencias arriba señaladas refléjanse en los totales para América Latina en un aumento de cerca del 60 por ciento en el período 1955-1965. Si no se considera Venezuela, la producción duplica en el mismo período.

Sin embargo, el consumo interno crece más rápidamente que la producción en casi todos los países latinoamericanos. Se observa que entre 1945 y 1965 el consumo total ha crecido con una tasa del 8.5 por ciento anual, mientras la producción lo hizo con una tasa del 6.8 por ciento. En la década 1957 a 1967 esas tasas son de 5.7 y 3.6 por ciento anual, respectivamente.

Cuadro 11
 AMERICA LATINA: PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO
 (Miles de m³)

País	1955	1957	1960	1965	1967
Argentina	4 850	5 398	10 178	15 625	18 242
Bolivia	428	568	569	594	2 274
Brasil	321	1 607	4 708	5 460	8 509
Colombia	6 314	7 273	8 867	11 638	11 031
Cuba	60	63	25	29	135
Chile	410	689	1 150	2 020	1 966
Ecuador	561	507	438	453	347
México ^{a/}	14 526	14 658	17 293	21 008	23 835
Perú	2 741	3 056	3 063	3 663	3 880 ^{b/}
Trinidad y Tobago	3 958	5 416	6 735	7 769	10 300
Venezuela	125 183	161 281	165 613	201 533	205 600
<u>Total</u>	<u>159 352</u>	<u>201 516</u>	<u>218 639</u>	<u>269 737</u>	<u>286 119</u>
<u>Total (sin Venezuela)</u>	<u>34 169</u>	<u>40 235</u>	<u>53 026</u>	<u>68 204</u>	<u>80 519</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Incluye líquidos de absorción.

b/ Estimado.

En cuanto al gas natural, cuya producción está asociada en alto grado con el petróleo (hasta la fecha), su producción ha mantenido tasas elevadas de crecimiento, como se podrá observar en el cuadro 12. Sin embargo, debe subrayarse que el aprovechamiento de esa producción continúa a niveles extremadamente bajos en la última década, a pesar de su mayor utilización en los últimos años. Generalmente, una parte sustancial del gas producido es reinyectado en los yacimientos para mantener la presión en los pozos de petróleo, otra se utiliza como combustible inclusive en la propia industria, y una última es quemada libremente en la atmósfera. En el cuadro 13 aparecen los volúmenes comprometidos en los dos fines primero mencionados.

/Cuadro 12

Cuadro 12
 AMERICA LATINA: PRODUCCION DE GAS NATURAL
 (Millones de m³)

País	1955	1960	1965	1966
Argentina	1 065	3 550	6 236	5 932
Bolivia	-	168	212	314
Brasil	62	535	683	789
Colombia	1 800	2 338	2 650 ^{a/}	2 800 ^{a/}
Chile	466	2 194	6 215	6 653
Ecuador	180	185	200 ^{a/}	250 ^{a/}
México	3 412	9 665	13 965	14 985
Perú	1 011	1 952	1 750 ^{a/}	1 900 ^{a/}
Trinidad y Tobago	...	2 765	3 263	3 655
Venezuela	24 308	31 561	40 846	41 274
<u>Total</u>	<u>32 304</u>	<u>54 913</u>	<u>76 020</u>	<u>78 552</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Estimado.

Cuadro 13

AMÉRICA LATINA: UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL

(Millones de m³)

País	1955		1960		1965	
	Inyectado	Consumido como combustible	Inyectado	Consumido como combustible	Inyectado	Consumido como combustible
Argentina	6	719	676	1 383	230	4 222
Bolivia	-	-	17	17	8 ^{a/}	85
Brasil	-	-	19	66	200 ^{a/}	100 ^{a/}
Colombia	200	230	166	290	320 ^{a/}	875
Chile	324	80	1 306	280	4 486	520
México	391	1 684	2 761	3 228	1 251	8 538
Perú	70	53	75	53	80 ^{a/}	86 ^{a/}
Trinidad	305	766	392	1 174
Venezuela	3 891	2 748	11 063	4 606	17 720	6 538
<u>Total</u>	<u>4 882</u>	<u>3 514</u>	<u>16 388</u>	<u>10 689</u>	<u>24 687</u>	<u>32 138</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Estimado.

Las actividades de refinación en América Latina presentan un crecimiento lento hasta 1950, se aceleran entre 1955 y 1960 (10.3 por ciento anual) y muestran signos de aflojamiento en los años más recientes (alrededor del 6 por ciento entre 1960-1965).

Al empezar el año de 1967 la capacidad de refinación en América Latina se eleva a 3.6 millones de barriles/día de crudo (véase el cuadro 14).

En el último decenio, el propósito de todos los países latinoamericanos de aproximarse al abastecimiento interno de derivados llevó a un esfuerzo inusitado de construcción de refinerías, en algunos casos de plantas de muy escasa producción y quizá de elevados costos.

Debe señalarse que, aunque la importación del petróleo crudo suele ser más barata que la de la mayoría de los derivados, los beneficios de tal modo de proceder dependen del volumen y estructura del consumo de cada país.

Cuadro 14

AMERICA LATINA: CAPACIDAD DE REFINACION
 (Miles de barriles diarios)

País	1955	1960	1965	1967
Argentina	189.1	237.5	423.5	434.1
Bolivia	12.3	11.2	12.2	14.0
Brasil	105.8	208.1	364.9	379.9
Colombia	39.5	78.2	99.9	129.1
Cuba	7.7	86.9	86.6	93.0
Chile	20.0	48.0	83.6	91.0
Ecuador	6.0	13.2	19.2	20.4
México	408.5	393.0	421.0	517.5
Paraguay	-	-	-	3.5
Perú	47.5	48.6	63.2	90.0
Trinidad y Tobago	115.0	295.0	385.0	407.0
Uruguay	28.0	28.0	35.0	50.0
Venezuela	520.8	1 003.5	1 199.9	1 280.8
Otros	-	-	104.1	132.0
<u>Total</u>	<u>1 500.2</u>	<u>2 451.2</u>	<u>3 298.1</u>	<u>3 642.3</u>

Fuente: Oil and Gas Journal (diversos números).

Para aprovechar las economías de escala de la refinación la mayor parte de los países de América Latina necesitarían adicionalmente de un mercado externo, pues el consumo interno suele ser relativamente reducido y exhibir una estructura poco ventajosa.

Algunos países latinoamericanos están llegando al límite de la sustitución de derivados importados. Si se compara el consumo interno con la producción nacional de derivados se observa que en gran parte de los casos ésta cubre las necesidades casi por completo. Pero aun en países como Argentina y Brasil, que presentan las más altas capacidades de refinación después de Venezuela y México, en algunos productos continúan dependiendo

/de las

de las importaciones, tal es el caso del gas licuado en el primer país, y de la gasolina de aviación, combustible "jet" y gas licuado en el segundo.

La simple mención de la capacidad de las refinerías no basta para dar una idea adecuada del desarrollo de la refinación. En primer lugar, como luego se verá, es diferente el grado de utilización de esa capacidad. Por otra parte, mientras América Latina posee alrededor del 20 por ciento de la capacidad de tratamiento de crudo del mundo, excluido Estados Unidos, Canadá y los países socialistas, su capacidad de "craquización térmica" es del orden del 40 por ciento. Pero en procesos especiales la refinación en la región se encuentra muy poco desarrollada; con la excepción de Colombia, es muy bajo el porcentaje que representan los procesos de desintegración y reformación catalítica.

El volumen de crudo tratado (véase cuadro 15) evoluciona a un ritmo similar al de la capacidad de refinación, porque el aprovechamiento de ésta es en términos generales elevado. Ese volumen más que duplicó en el período 1955-1965, presentando tasas más bajas de crecimientos en los últimos años.

El coeficiente de utilización promedio de la capacidad refinadora de la región (cuadro 16) que fue de 82 por ciento en 1955 mostró en los años posteriores un constante ascenso hasta llegar al 92 por ciento en 1966. Los más bajos coeficientes de utilización son los que presentan Bolivia y Chile con un promedio menor del 65 por ciento de las respectivas capacidades. La de los demás países variaron entre el 80 y el 97 por ciento, reflejando en gran medida las variaciones en los mercados interno y externo. Este último adquiere especial relevancia en el caso de los exportadores netos de derivados, tales como Venezuela y Trinidad.

Si se compara la evolución en la última década de la producción de crudo con la cantidad de crudo procesado, en los países que son a la vez productores e importadores netos, se notará que en Argentina aumentó constantemente la participación porcentual del crudo nacional que pasó de cerca de 50 por ciento en 1955 a alrededor de 75 por ciento en 1960 y del 90 por ciento en 1967. En el Brasil la participación del crudo nacional en el total refinado fue de más o menos 34 por ciento, en 1955, manteniéndose alrededor de los 40 por ciento hacia 1967. En Chile la participación de la producción nacional aumentó del 50 al 75 por ciento entre 1955 y 1965, pero bajó en los últimos años.

Cuadro 15

AMERICA LATINA: REFINACION DE PETROLEO CRUDO

(Miles de m³)

País	1955	1960	1965	1966
Argentina	9 537	13 627	19 495	20 584
Bolivia	338	359	512	550 ^{a/}
Brasil	4 089	10 412	17 841	20 035
Colombia	2 248	4 221	5 325	5 657
Cuba	574	3 736	4 400	4 500 ^{a/}
Chile	753	1 727	2 746	3 405
Ecuador	319	674	873	917
México	13 028	17 028	21 444	20 963
Perú	2 356	2 637	3 300	3 413
Trinidad y Tobago	6 130	13 092	21 806	22 927
Uruguay	1 302	1 508	1 867	1 910
Venezuela	31 140	51 339	68 210	68 107
<u>Total</u>	<u>71 814</u>	<u>120 360</u>	<u>167 819</u>	<u>172 968</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Estimado.

Cuadro 16

AMERICA LATINA: COEFICIENTE DE UTILIZACION DE
 LA CAPACIDAD REFINADORA

(Porcentaje)

País	1955	1960	1965	1966
Argentina	86.9	98.9	79.3	81.0
Bolivia	47.3	55.2	72.3	65.3
Brasil	66.6	86.2	84.3	93.1
Colombia	98.1	93.0	91.8	75.4
Cuba	77.9	74.1	87.5	95.5
Chile	64.9	62.0	56.6	64.4
Ecuador	91.7	88.0	78.3	...
México	55.0	74.7	87.8	91.7
Perú	85.5	93.5	90.0	92.4
Trinidad y Tobago	91.8	76.5	97.6	101.4
Uruguay	80.1	92.8	91.9	82.2
Venezuela	103.0	88.2	98.0	96.8
<u>Total^{a/}</u>	<u>82.4</u>	<u>84.6</u>	<u>90.5</u>	<u>92.2</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

a/ No incluye Paraguay y los países de América Central por falta de informaciones sobre el volumen de crudo procesado.

/En Venezuela,

En Venezuela, la actividad de refinación más que duplicó entre 1955 y 1965, estancándose en los últimos años. Tendencia similar, de un rápido crecimiento primero, y relativo estancamiento después, presentan Colombia, Ecuador y Trinidad.

La comercialización interna de los derivados es el sector más antiguo y desarrollado de la economía petrolera en América Latina. Ha demostrado suficiente capacidad para adaptarse a las exigencias del consumo y aun perfeccionarse razonablemente.

Las informaciones disponibles sobre transportes en el sector petrolero latinoamericano son precarias e incompletas. Solamente los datos correspondientes a los oleoductos y gasoductos son relativamente significativos. Algo similar puede decirse con respecto a la flota de buques-tanque, con las restricciones que se imponen a la apreciación de los transportes marítimos en general (nacionalidad, instalaciones portuarias, etc.). Una apreciación sobre los transportes de crudo y derivados por ferrocarriles y carreteras, que suelen ser importantes en algunas áreas y para algunos productos es prácticamente imposible, a causa de la insuficiencia de estadísticas aceptables.

En los cuadros 17 a 19 se presentan los datos que se pudieron obtener sobre la extensión de las redes de oleoductos, gasoductos y evolución de la flota de buques-tanque en América Latina.

c) Comercio exterior: intra y extrarregional. Incidencia en el balance de pagos

Es conveniente enfocar el comercio internacional del petróleo latinoamericano desde dos puntos de vista distintos: el papel que desempeña América Latina en el panorama mundial, y la escala en que la actividad petrolera está orientada hacia adentro y hacia afuera de la región.

Por otra parte, hay que distinguir, al nivel nacional, los países que apenas satisfacen sus propias necesidades o tienen que recurrir a importaciones para cubrir un déficit y los que son autosuficientes, exportan o exportaban habitualmente. La clasificación de los países desde tal punto de vista cambia con el transcurso del tiempo como consecuencia de los resultados que arrojan la exploración, las variaciones en la producción, en la capacidad de refinación y las modificaciones en la estructura de la demanda. Los cuadros 20 y 21 dan una idea de los cambios observados en el período 1955-66 en los diferentes países.

Cuadro 17

AMERICA LATINA: PRINCIPALES OLEODUCTOS Y GASODUCTOS EN OPERACION HACIA 1963

País	Diámetro (pulgada)	Longitud (km)	Capacidad m ³ /d
México			
<u>Oleoductos</u>			
Poza Rica - Atzacapotzalco	10 y 12	236	8 745
Poza Rica - Atzacapotzalco	18	237	14 310
Poza Rica - Salamanca	12	448	6 360
Naranjos - Madero (3 líneas)	8	323	8 999
Cerro Azul - Madero	10 y 12	130	6 042
Cacalilao - Madero	14	47	3 975
Pemex - Minatitlán	10	244	3 180
<u>Gasoductos</u>			
Reynosa - Monterrey	22	248	4 248 000
Monterrey - Chávez	16	309	1 132 800
Chávez - Chihuahua	12	428	453 120
Escobedo - Monclova	10	173	962 880
Brasil - Reynosa (2 líneas)	12 y 18	106	2 265 600 y 4 248 000
Alemán - Monterrey	12	170	849 600
Rosita - Laredo	8	183	...
Poza Rica - Atzacapotzalco	20	240	849 600
Venta de Carpio - Salamanca	14	269	2 832 000
Pemex - Venta de Carpio	24	780	7 080 000
Colombia			
<u>Oleoductos</u>			
El Centro - Momonal	10 y 12	535	3 180
Difícil - Plato	6	50	3 975
Tubú - Coveñas	12 3/4 - 10 3/4	407	3 657-5 088
<u>Gasoductos</u>			
Cicuco - Barranquilla	10 3/4	225	141 500
Bolivia			
<u>Oleoductos</u>			
Sicasica - Arica (crudo)	10 3/4 - 8 5/8	347	1 113
Cochabambá - Sicasica - La Paz (producto)	6 5/8	393	1 272
Lamboyo - Sucre (crudo)	4 1/2	82	636
Camiri - Cochabamba (crudo)	6 5/8	533	2 067
Camiri - Santa Cruz (producto)	4 1/2	266	636
Camiri - Pocitos (crudo)	6 5/8	257	636

Cuadro 7 (concl.)

Pais	Diámetro (pulgada)	Longitud (km)	Capacidad m ³ /d
<u>Argentina</u>			
<u>Oleoductos</u>			
Campo Durán - San Lorenzo	12 3/4	1 480	9 222
Plaza Huincul - Bahía Blanca
<u>Gasoductos</u>			
Campo Durán - Buenos Aires	22 y 24	1 740	44 000 868
Comodoro Rivadavia - Buenos Aires	...	1 680	...
Plaza Huincul - Gral. Conesa
<u>Venezuela</u>			
<u>Oleoductos</u>			
Temblador - Caripito	30	150	7 949
Travieso - Puerto La Cruz	16	153	27 800
Anaco - Puerto La Cruz (2 líneas)	16 - 26	195	101 500
Oficina - Puerto La Cruz	30	156	74 900
Anaco - Puerto La Cruz (2 líneas)	16 - 26	203	28 618
Guarimito - Pamatacual	16	252	9 540
Silvestre - El Palito	20	337	15 899
Ulé - Amuay N° 1	24 - 26	230	47 696
Ulé - Amuay N° 2	26	230	34 977
Bachaquero - Puerto Miranda	30 - 34	107	82 000
Palmarejo de Mara - Punta Cardón	20 - 30	246	51 670
Casigua - La Solita	8	136	3 840
<u>Gasoductos</u>			
Casigua - La Fría		120.5	
Anaco - Caracas		327	
Caracas - Valencia - Morón - Venepal		224.5	
Anaco - Puerto La Cruz - Pertigalete		107	
La Paz - Punta Cardón		284	
Guasimito - Caracas			

Cuadro 18

AMERICA LATINA: OBRAS TUBULARES MAS IMPORTANTES
 DE 1963 HACIA 1967

	Km	Diámetro	Capacidad
<u>Argentina</u>			
Gasoducto del Sur (Pico Truncado-Buenos Aires)	1 680	76 cm	10 ⁶ m ³ /d
Poliducto Mendoza-Córdoba	650	14 pulg	
<u>Bolivia</u>			
Oleoducto Santa Cruz-Arica	1 100	8 pulg -10 pulg	4 200 m ³ /d
Gasoducto (frontera Argentina) proyecto	600		
Contaba hasta 1964 con una capacidad de <u>91 000</u> b/d y de longitud de <u>1 887</u> km de oleoductos y poliductos.			
<u>Brasil</u>			
Oleoducto Rio-Belo Horizonte	365		45 000 b/d
<u>Chile</u>			
Poliducto Concepción-San Fernando	350		
Gasoducto de Punta Arenas	200		
<u>Colombia</u>			
Oleoducto Orito-Tumaco	308	457 mm	la. etapa 50 000 b/d a 100 000 b/d mediante nuevas estaciones de bom- beo
Poliducto Salgar-Armenia	240	215 mm	19 600 b/d
Oleoducto Río Zulia-Sta. María	498	10 pulg	
Oleoducto Velásquez 26-Galán	181	12 pulg	
Gasoducto Jobo-Mamonal	200	10 pulg	
Poliducto Jumbo-Cartago	145	6.5/8 pulg	
<u>Costa Rica</u>			
Poliducto Pto Limón-San José	140	203 mm	
<u>México</u>			
Gasoducto Salamanca-Guadalajara Cuenta con 4 490 Km de gasoducto	256	12.3/4 pulg	500 MM/pcd
<u>Venezuela</u>			
Gasoducto (Proyecto) Lago Maracaibo-Aruba	240	12 pulg	

Cuadro 19

AMERICA LATINA: EVOLUCION DE LA FLOTA DE BUQUES-TANQUE

(Miles de toneladas de peso muerto)

Países	1962	1963	1964	1965	1966
Argentina	760	781	795	704	669
Brasil	545	608	617	612	610
Colombia	22	22	20	20	40
Chile	66	99	117	122	120
Ecuador	2	4	4	4	4
México	180	285	226	242	304
Paraguay	3	3	4	4	4
Perú	63	63	49	49	49
Uruguay	65	65	66	66	66
Venezuela	355	351	283	283	283
América Latina	2 061	2 281	2 181	2 110	2 149
Mundo	<u>70 353</u>	<u>74 982</u>	<u>81 619</u>	<u>90 077</u>	<u>97 106</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos directos.

Cuadro 20

AMERICA LATINA: EXPORTACIONES DE PETROLEO CRUDO Y SUS PRINCIPALES
 DERIVADOS POR PAISES, AÑOS 1958, 1962 Y 1966

(Miles de m³)

País	1958		1962		1966	
	Crudo	Derivados	Crudo	Derivados	Crudo	Derivados
Argentina	-	-	299	784	4	1 293
Bolivia	191	27	75	82	300	24
Brasil	1 318	192	347	86	-	-
Colombia	3 776	671	3 865	619	5 686	982
Ecuador	111	-	41	-	69	-
México	127	1 799	1 173	1 819	1 619	1 236
Perú	382	440	438	262	332	96
Trinidad y Tobago ^{a/}	1 087	16 022	1 870	19 761
Venezuela	109 340	29 551	128 857	42 725	131 335	48 951
<u>Total^{a/}</u>	<u>115 245</u>	<u>32 680</u>	<u>136 182</u>	<u>62 399</u>	<u>141 215</u>	<u>72 343</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

^{a/} Las cifras incluyen importaciones para Trinidad y Tobago de 5 145 miles de metros cúbicos de petróleo crudo en 1962, y de 10 653 miles de metros cúbicos en 1966 desde Venezuela y Colombia con fines de reexportación de los productos refinados.

Cuadro 21

AMERICA LATINA: IMPORTACIONES DE PETROLIO CRUDO Y SUS
 PRINCIPALES DERIVADOS POR PAISES, 1958, 1962 y 1966

(Miles de m³)

	1958		1962		1966	
	Crudo	Derivados	Crudo	Derivados	Crudo	Derivados
Argentina	7 555	2 716	1 239	1 760	4 124	932
Bolivia	1	135	17	64	-	15
Brasil	6 670	4 868	11 986	1 455	13 199	949
Colombia	-	96	-	23	-	14
Costa Rica	-	181	-	222	-	371 ^{a/}
Chile	410	999	686	800	1 417	962
Ecuador	-	135	239	17	575	15
El Salvador	-	218	-	253	493	13
Guatemala	-	470	-	553	412	71 ^{a/}
Haití	-	103	-	106	-	155 ^{a/}
Honduras	-	329	-	254	-	206 ^{a/}
Jamaica	-	925	1 474	165
México	113	1 343	-	252	-	1 202
Nicaragua	-	230	20	226	230	42
Panamá	-	366	1 230	414	3 240 ^{a/}	820 ^{a/}
Paraguay	-	95	-	143	46	141
Perú	-	234	-	611	149	1 060
Republica Dominicana	-	365	-	431	-	649
Trinidad y Tobago	10 269	22	15 416	76
Uruguay	1 291	145	1 721	96	1 834	37 ^{a/}
Venezuela	-	-	-	-	-	-
<u>Total</u>	<u>16 040</u>	<u>13 028</u>	<u>27 407</u>	<u>8 627</u>	<u>42 609</u>	<u>7 895</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Por falta de informaciones, se tomaron las exportaciones de Venezuela y Curazao a estos países.

/Venezuela es

Venezuela es con mucho el mayor exportador de petróleo y derivados de la región, su participación alcanza a un 85 por ciento en el total neto de la región en 1966, seguido por Trinidad y Colombia cuyas participaciones son aproximadamente de 10 y 2 por ciento respectivamente. La exportación de Colombia se dirige principalmente a Trinidad y a Estados Unidos. La producción de Trinidad es complementada por grandes importaciones, lo que le permite exportar cerca de 370 mil barriles/día de crudos y derivados. México alcanza a exportar una cantidad pequeña y a abastecerse con producción interna. Ecuador y Perú que fueron exportadores netos hasta 1958, se tornan importadores netos. Pero la situación de esos dos países podrá cambiar a mediano plazo, como se observará al examinar las reservas y la producción. En esos mismos acápites se analiza el caso de Argentina, cuya importación de crudo y derivados bajó sustancialmente en la última década y puede convertirse en autosuficiente. Brasil y Chile se distinguen en lo que concierne al comercio exterior de petróleo, en la última década, por la sustitución masiva de la importación de derivados por crudos. Bolivia sigue siendo exportador neto de cantidades relativamente pequeñas. Todos los demás países son importadores netos de crudo o derivados y más corrientemente de ambos a la vez, en los últimos años.

Evidentemente, el papel de América Latina en los mercados mundiales, en materia de exportación petrolífera, depende preponderantemente de la situación venezolana correspondiente. Como ya se indicó anteriormente los costos de producción en ese país son relativamente altos principalmente a causa de su baja productividad por pozo, comparada con las demás regiones productoras importantes. A medida que esas últimas han ido intensificando su exportación y mejorando su posición en los mercados, se aprecia una reducción en la participación relativa de Venezuela en el mercado mundial. Así en 1960, del monto total de petróleo que se movía internacionalmente, un 30 por ciento procedía de Venezuela; esa participación baja a cerca del 19 por ciento en 1967. Aun cuando el petróleo venezolano sigue disfrutando de determinadas ventajas de localización, la acentuada baja de las tarifas de transporte por tanqueros, verificada en el último decenio, ha disminuido el margen de esa ventaja, e intensificado las presiones competitivas que inciden sobre su petróleo, inclusive en los centros consumidores que por su cercanía se califican como mercados naturales para el petróleo venezolano. Eso se nota en las crecientes cantidades que importan países como la Argentina, el Brasil y el Uruguay del Medio Oriente, Africa y la Unión Soviética en sustitución de su abastecimiento desde Venezuela.

/Venezuela no

Venezuela no sólo ha visto su posición competitiva deteriorada con respecto a sus crudos, sino que también sus productos refinados han concurrido en los mercados internacionales en condiciones progresivamente más difíciles.

La gran expansión ocurrida en la capacidad de refinación en los últimos diez años, sobre todo en áreas consumidoras, ha reducido la demanda por los productos refinados venezolanos.

En cuanto a la importación, se puede observar en el cuadro 21 que crecen los volúmenes de crudo y declinan los de derivados, lo que refleja el desarrollo de la refinación interna de los consumidores, que ya se mencionó anteriormente.

En lo que se refiere a los grandes mercados, obsérvese que Argentina importa volúmenes decrecientes de crudo, tendencia que se acentuó en 1967. Las importaciones de derivados se reducen prácticamente al gas licuado y gasóleo; la tendencia del primero en los últimos años es creciente y la del segundo presenta marcadas fluctuaciones.

Brasil representa el mayor mercado importador de crudo en América Latina. Su importación es creciente y, aunque la producción interna aumente considerablemente, puede preverse que seguirá comprando en el mercado internacional al menos cantidades próximas a las de los últimos 5 años. Esa situación podrá cambiar a mediano o largo plazo en el sentido del auto-abastecimiento, pero no se disponen todavía de datos seguros que permitan evaluar órdenes de magnitud. La importación de derivados en los últimos 4 años se limita al gas licuado, gasolina de aviación y combustible "jet". Los volúmenes importados de gasolina de aviación son sensiblemente decrecientes, lo que refleja la evolución tecnológica en el transporte aéreo. La importación de combustible "jet", en cambio, aumenta por el motivo antes indicado y porque el país no incrementa su producción al ritmo de esas necesidades. En lo que se refiere al gas licuado, las importaciones son decrecientes. Eso se debe en gran parte a la importación de crudos "butanizados", que aumentan el rendimiento en ese combustible en las refinerías nacionales.

La importación de México, en cuanto a petróleo y derivados se reduce prácticamente al gas licuado, que después de bajar desde 1956 a 1960 presenta aumentos constantes a partir de ese último año.

En cuanto a los demás países importadores netos se puede notar que hasta fines de la década de 1950 predomina la importación de derivados y a partir de entonces hay un esfuerzo creciente de sustitución.

/Las tendencias

Las tendencias arriba señaladas se reflejan en los totales para la región en una elevación al triple de las importaciones de crudo entre 1958 y 1966 y una baja a cerca de la mitad de las importaciones de derivados en el mismo período.

Las importaciones latinoamericanas de petróleo crudo desde fuera de la región aumentaron significativamente en la última década como se puede ver en el cuadro 22.

Esa tendencia es más nítida, por supuesto, en relación a los importadores netos y los no productores de crudo, con sus crecientes compras al Medio Oriente, Africa y la Unión Soviética. Pero se manifiesta igualmente en países como Trinidad, país refinador para exportación.

También con relación a los derivados se evidencia una participación mayor de las importaciones de fuera de la región, como muestra el cuadro 23.

Los países autosuficientes netos y los que son productores e importadores a la vez, fueron aquéllos en los que las importaciones de derivados de la región presentaron más grandes bajas. Debe notarse además que, exceptuada Cuba, los países no productores de crudo generalmente no tenían refinerías hasta 1962; o sea que en ellos en conjunto la refinación era incipiente alrededor de ese año.

En relación al total, las importaciones de crudo desde la América Latina por los países de la región bajaron de cerca de 70 a alrededor de 50 por ciento entre 1955 y 1966; de los derivados, de más o menos 80 al 60 por ciento en el mismo período. El gas licuado presenta el mayor aumento en las importaciones desde fuera de la región. En cuanto a los demás productos se ha visto que ha sido fuerte la sustitución de importaciones por la refinación interna.

El cuadro 24 da una idea de lo que representa, en valor, el comercio internacional de petróleo en América Latina. Se eligió el año de 1965, último para el cual se disponen de datos bastante completos. En él se puede observar la fuga de divisas que para la región implica las tendencias señaladas.

En algunos países, como Argentina, Brasil y Uruguay, la importación de petróleo y derivados ha constituido, en el último decenio, una pesada carga para el balance de pagos, como se puede observar en el cuadro 25.

En cambio, la exportación de petróleo y derivados constituye la casi totalidad de las exportaciones de Venezuela y asimismo es importante fuente de divisas en el caso de Colombia y, en mucho menor grado, Bolivia.

Tomándose América Latina como un todo, se nota una baja en los valores del petróleo y derivados exportados, entre 1958 y 1966, lo que refleja sobre todo la baja de los precios en el mercado internacional.

Cuadro 22

PARTICIPACION DEL PETROLEO CRUDO DE AMERICA LATINA EN EL
 ABASTECIMIENTO TOTAL DE LA MISMA REGION

(Miles de m³ y porcentajes)

Año	Importaciones de crudo (excluyendo Aruba y Curazao)			Importaciones de crudo (incluyendo Aruba y Curazao)		
	Totales	Desde la región	Porcentajes	Totales	Desde la región	Porcentajes
	(1)	(2)	(2)/(1)	(3)	(4)	(4)/(3)
1950	6 272	4 615	73.6	49 829	48 172	96.7
1955	13 624	8 985	65.9	57 506	52 867	91.9
1960	22 999	15 085	65.6	63 882	55 968	87.6
1965	44 087	27 165	61.6	88 179	71 257	80.8
1966	46 599	22 791	48.9	89 705	65 897	73.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

Quadro 23

AMERICA LATINA: EVOLUCION DE LA PARTICIPACION DE LOS DERIVADOS
 IMPORCADOS DE FUERA DE AMERICA LATINA

(Miles de m³ y porcentajes)

	1945	1950	1955	1960	1965
<u>Gas licuado</u>					
Total	-	30	58	432	1 516
Fuera de América Latina	-	30	54	174	970
Porcentaje	-	100.0	93.1	40.3	64.0
<u>Gasolina</u>					
Total	1 030	3 855	4 330	2 770	1 266
Fuera de América Latina	169	646	982	586	445
Porcentaje	16.4	16.8	22.7	21.2	35.1
<u>Queroseno</u>					
Total	138	451	1 548	1 107	619
Fuera de América Latina	20	36	426	97	62
Porcentaje	14.5	8.0	27.5	8.8	10.0
<u>Gasóleo y diesel oil</u>					
Total	554	1 023	2 882	2 898	1 128
Fuera de América Latina	82	83	692	536	501
Porcentaje	14.8	8.1	24.0	18.5	44.4
<u>Fuel oil</u>					
Total	5 070	7 235	8 313	5 175	3 181
Fuera de América Latina	278	559	1 364	378	998
Porcentaje	5.5	7.7	16.4	7.3	31.4
<u>Total</u>					
Total	6 792	12 594	17 131	12 882	7 710
Fuera de América Latina	549	1 354	3 518	1 771	2 976
Porcentaje	8.1	10.8	20.5	14.3	38.6

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales de comercio exterior.

/Quadro 24

Guadro 24
 AMERICA LATINA: COMERCIO INTERNACIONAL DE PETROLEO Y DERIVADOS, AÑO 1965

Importaciones c.i.f. - exportaciones f.o.b.

(Valores en miles de dólares)

País	Petróleo crudo						Derivados del petróleo (*)						Lubricantes					
	Importaciones de			Exportaciones a			Importaciones de			Exportaciones a			Importaciones de			Exportaciones a		
	América Latina	Otros	Total	América Latina	Otros	Total	América Latina	Otros	Total	América Latina	Otros	Total	América Latina	Otros	Total	América Latina	Otros	Total
Argentina	20 746	41 640	62 386	-	-	-	10 630	19 185	29 815	2 059	6 802	8 861	3 480	5 124	8 604	1	-	1
Bolivia	-	-	-	689	-	689	798	63	861	53	-	53	39	230	269	-	-	-
Brasil	68 061	88 380	156 441	-	-	-	14 050	11 451	25 501	-	-	-	-	74	74	7	-	7
Colombia	-	-	-	2 095	86 074	88 169	11	714	725	2 646	5 134	7 780	29	1 750	1 779
Costa Rica	-	-	-	-	-	-	3 045	3 516	6 561	-	-	-	20	1 542	1 562	-	-	-
Chile	11 439	4 878	16 317	-	-	-	3 447	2 014	5 461	-	-	-	602	4 764	5 366	-	-	-
Ecuador	10 249	-	10 249	2 118	-	2 118	-	900	900	-	-	-	3	1 599	1 602	-	-	-
El Salvador	7 690	91	7 781	-	-	-	400	665	1 065	3 684	-	3 684	14	1 027	1 041	1	-	1
Guatemala	6 071	98	6 169 ^a	-	-	-	3 051	3 325	6 376	6	-	6 ^b	5	1 997	2 002	-	-	-
Haití
Honduras	55	806	861 ^a	-	-	-	238	4 664 ^c	4 902	-	-	-	-	874 ^d	874	-	-	-
Jamaica	2 779	243	3 022 ^a	-	-	-	41	199	240	252	478	730	-	176	176	118	81	199
México	-	2	2	-	13 997	13 997	-	19 303	19 303	358	25 342	25 700	-	2 518	2 518	18	78	96
Nicaragua	4 142	895	5 037 ^a	-	-	-	26	1 080	1 106	7	16	23 ^b	12	1 202	1 214	-	-	-
Panamá	4 841	-	4 841 ^a	-	-	-	36	704	740	16	23 695	23 711 ^b	1	1 283	1 284	-	-	-
Paraguay	-	-	-	-	-	-	1 754	1 729	3 483	-	-	-	8	526	534	-	-	-
Perú	906	8	914	2 633	3 378	6 011	4 936	7 918	12 854	1 599	211	1 810	285	3 214	3 499	226	20 ^g	246
Rep. Dominicana f/	1 563 ^g	2 613 ^g	4 176 ^g	-	-	-	224	2 462	2 686	-	-	-	-	1 242	1 242	-	-	-
Uruguay	12 121	8 228	20 349	-	-	-	898	525	1 423	-	-	-	12	1 123	1 135	-	-	-
Venezuela f/	-	-	-	176 261	1 761 808	1 938 069	-	45	45	47 443	745 305	792 748	-	912	912	2 794	9 404	12 198
Total	386 663	147 882	334 545	183 796	1 865 257	2 049 053	43 585	80 462	124 047	58 123	806 983	865 106	4 510	31 177	35 687	3 165	9 583	12 748

Fuente: Anuarios de Comercio Exterior 1965, excepto para Colombia cuyos datos de importación se obtuvieron del listado I.B.N., y los de exportación, del boletín mensual de estadística, N° 181, abril 1966, del DANE (exportación de artículos importantes, según países de venta).

a/ Incluye petróleo parcialmente refinado.

b/ Incluye lubricantes.

c/ Incluye importación por US\$ 8 000 de "otros países" n.e.

d/ Incluye US\$ 15 000 de importaciones de "otros países" n.e.

e/ Incluye US\$ 20 000 por consumo de naves.

f/ Importaciones f.o.b.

g/ Corresponde a "aceite crudo para combustible".

(*) Incluye: Fuel oil, gas oil, diesel oil, kerosene/combustible "jet", gasolinas y gas licuado/nafta/gas combustible, gas natural, petróleo combustible/carburantes (naftas, gasolinas y otros).

Cuadro 25

AMERICA LATINA: PARTICIPACION DEL PETROLEO CRUDO Y DERIVADOS EN EL VALOR
 TOTAL DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ALGUNOS PAISES

(Millones de dólares y porcentajes)

País	1958			1962			1966		
	Petróleo y derivados	Total	Porcentaje	Petróleo y derivados	Total	Porcentaje	Petróleo y derivados	Total	Porcentaje
<u>Importaciones</u>									
Argentina	210.9	1 232.6	17.1	135.9 a/	1 356.5	10.0	93.2	1 124.0	8.3
Brasil	281.2	1 352.4	20.8	242.6	1 475.0	16.4	276.1	1 496.2	18.5
Chile	37.4	414.5	9.0	29.5	511.6	4.8	34.3	755.3	4.5
Ecuador	3.1	103.5	3.0	3.6	97.1	3.7	1.4	171.9	0.8
México	40.7 b/	1 128.6	3.6	17.0 b/	1 143.0	1.5	35.5 b/	1 606.4	2.2
Paraguay	2.9 c/	26.2 c/	11.1	3.5	34.7	10.1	4.5	50.2	9.0
Perú	11.9	382.7	3.1	16.7	534.3	3.1	27.2	816.6	3.5
Uruguay	37.4	143.1	26.1	30.3	228.6	13.5	31.7	164.2	19.3
<u>Total d/</u>	<u>626.5</u>	<u>3 783.6</u>	<u>16.6</u>	<u>472.1</u>	<u>5 380.8</u>	<u>8.2</u>	<u>503.2</u>	<u>6 184.8</u>	<u>8.1</u>
<u>Exportaciones</u>									
Bolivia	5.1	50.1	10.2	1.4	58.9	2.4	6.6	126.2	5.2
Colombia	76.7	460.7	16.6	68.8	463.3	14.8	81.4	507.6	16.0
Ecuador	0.8	135.3	0.6	1.0	142.8	0.7	1.3	192.2	0.7
México	30.1 b/	732.4	4.1	38.3 b/	929.3	4.2	39.6 b/	1 193.3	3.3
Perú	15.7	283.6	5.5	13.5	539.8	2.5	7.7	765.4	1.0
Venezuela	2 297.5	2 321.4	99.0	2 342.9	2 593.6	90.3	2 214.8	2 374.0	93.3
<u>Total d/</u>	<u>2 425.2</u>	<u>3 983.5</u>	<u>60.2</u>	<u>2 466.5</u>	<u>4 727.7</u>	<u>52.2</u>	<u>2 351.4</u>	<u>5 158.7</u>	<u>45.6</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Incluye 54.1 millones de dólares de aceite de bazaras bituminosas.

b/ Incluye el valor del gas natural.

c/ Año 1959.

d/ Representa más del 95 por ciento del total para América Latina.

/For el

Por el lado de la importación, se observa una sensible caída de su valor neto. Las cifras reunidas en el cuadro 26 indican una disminución de alrededor de 130 millones de dólares en el balance neto de la región, excluyendo Venezuela, entre 1958 y 1966. Esa cifra es bastante expresiva, ya que, como se señaló en párrafos anteriores, las importaciones en volumen de crudo aumentaron sustancialmente.

En esa disminución en el valor importado juega papel notable la Argentina, cuyo valor de las importaciones de petróleo y derivados bajó de 211 millones de dólares, en 1958, a 93 en 1966.

A excepción de Perú que pasa de exportador a importador neto en la última década, todos los demás países tradicionalmente importadores netos muestran bajas en el valor de sus compras de petróleo y derivados.

Esas disminuciones, no se debe olvidar, reflejan no solamente la sustitución de la importación de derivados por crudo, sino también la caída observada en los precios internacionales del producto, en el período considerado.

d) Precios internacionales e internos

i) Precios internacionales. Se debe recordar que los precios internacionales del petróleo y derivados han evolucionado históricamente en relación a un sistema de referencia (Basing Point). El centro de gravedad de su estructura ha ido cambiando a lo largo del tiempo, reflejando principalmente la competencia creciente del Medio Oriente en el mercado internacional.

Exceptuándose los años 1956 a 1958, en los que la clausura del Canal de Suez determinó una alza apreciable en los precios, obsérvanse sucesivas reducciones en los precios cotizados, tanto en el caso de Medio Oriente como el de Venezuela. Esas bajas sucesivas determinaron una reacción, por parte de los gobiernos de los países productores, que se tradujo en una estabilización de los precios cotizados en los últimos años.

Sin embargo, los descuentos sobre los precios cotizados se tornaron mucho más frecuentes, y se distinguen hoy en día nítidamente los precios cotizados y los de realización, o sea los efectivos precios de transacción en los mercados.

Cuadro 26

AMERICA LATINA: BALANCE DEL COMERCIO INTERNACIONAL
DE PETROLEO Y DERIVADOS

(Millones de dólares)

País	1958			1966		
	Exportación	Importación	Saldo	Exportación	Importación	Saldo
Argentina	-	211	-211	-	93	-93
Bolivia	5	-	+5	7	-	+7
Brasil	-	281	-281	-	276	-276
Colombia	77	-	+77	81	-	+81
Chile	-	37	-37	-	34	-34
Ecuador	1	3	-2	1	1	0
México	30	41	-11	40	35	-5
Perú	16	12	+4	8	27	-19
Uruguay	-	37	-37	-	32	-32
Venezuela	2 297	-	+2 297	2 215	-	+2 215
América Latina	2 426	622	+1 804	2 352	498	+1 854
Sin Venezuela	129	622	-493	137	498	-361

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

/Durante los

Durante los últimos diez años la intensificación de la exploración y el descubrimiento de extensas reservas de petróleo en diversas áreas del mundo, actividad en la que han surgido empresas petroleras independientes y otras de carácter estatal, ha promovido una pronunciada expansión en la oferta, que a su vez ha contribuido a activar la competencia y debilitar los precios de realización del crudo y derivados. Además esos precios presentan gran heterogeneidad: la competencia tiende a ser más activa en centros en que el consumo per cápita y/o la capacidad de refinación está en fase de plena expansión y donde suele existir cierta flexibilidad en la selección de crudo y productos. Existen, por otra parte, una gran variedad de crudos que acondicionan su uso y afectan los precios respectivos. El rendimiento del crudo pesado venezolano da una proporción de 70 por ciento de fuel-oil residual, mientras que el crudo liviano de Kuwait suele dar principalmente gasolina (42 por ciento). Evidentemente, la selección de uno u otro crudo, dependerá de la estructura y complejidad de la refinación y del consumo de los importadores, además del precio.

A todo eso debe agregarse que la compra-venta de petróleo y derivados, en los últimos años, suele ser realizada mediante contratos bilaterales, muy individuales, cuyos precios dependen en gran medida de la cantidad, la duración de suministro y las condiciones de pago.

Sin embargo, la tendencia general de los precios de realización, desde 1958, ha sido fuertemente decreciente, tal como se puede constatar al examinar el cuadro 27 que reúne datos sobre algunos de los principales importadores mundiales de petróleo.

Esa caída no refleja solamente el otorgamiento de descuentos siempre más grandes sobre los precios cotizados, sino también la baja progresiva en las tarifas de transporte por tanqueros. Esta última ha favorecido particularmente al petróleo del Medio Oriente, como ya se señaló en el acápite sobre comercio exterior.

La evolución de los precios de los derivados ha sido similar a la de los crudos. Con la rápida expansión de la industria de refinación localizada en países consumidores, los precios se han visto afectados en grado siempre mayor.

La contracción progresiva en los precios f.o.b. de exportación junto a la reducción prolongada de fletes, ha favorecido a los países consumidores y, por supuesto, resultó contraria a los intereses de los exportadores.

En América Latina se anotan con gran intensidad ambos fenómenos.

Cuadro 27

COMPARACION DE PRECIOS MEDIOS F.O.B. DE CRUDOS EXPORTADOS DESDE VENEZUELA
Y MEDIO ORIENTE A VARIOS PAISES

(Dólares por barril)

Des- tino Año	Reino Unido ^{a/} desde		Alemania occidental ^{a/} desde		Estados Unidos desde		Brasil ^{a/} desde	
	Vene- zuela	Medio Oriente ^{b/}	Vene- zuela	Medio Oriente ^{c/}	Vene- zuela	Medio Oriente ^{d/}	Vene- zuela	Medio Oriente ^{e/}
1958	2.75	1.92	2.49	2.21	2.63	2.42	2.39	1.64
1959	2.49	1.76	2.50	1.84	2.40	2.09	2.27	1.57
1960	2.32	1.67	2.18	1.72	2.37	2.11	2.19	1.32
1961	2.24	1.64	2.00	1.58	2.37	2.05	1.92	1.13
1962	2.23	1.64	1.79	1.53	2.38	1.90	1.87	1.11
1963	2.17	1.64	1.74	1.50	2.36	2.00	1.83	1.18
1964	2.17	1.67	1.67	1.46	2.35	1.99	1.80	1.19
1965	1.97	1.53	1.52	1.25	2.31	2.05	1.79	1.21
Disminución absoluta								
1958-65	0.78	0.39	0.97	0.96	0.32	0.37	0.60	0.43 ^{f/}
Disminución relativa								
1958-65 (Porcentajes)	28.4	20.3	39.05	43.4	12.2	15.3	25.1	26.2 ^{f/}

Fuente: Departamento de Investigaciones Económicas del Banco Central de Venezuela.

^{a/} Los precios medios f.o.b. calculados a base de precios medios c.i.f. menos fletes estimados (Tarifa Intaseale menos descuento).

^{b/} Precio medio f.o.b. calculado desde Kuwait, principal proveedor del Medio Oriente, a Reino Unido.

^{c/} Precio medio f.o.b. calculado desde Irán, principal proveedor del Medio Oriente, a Alemania occidental.

^{d/} Precio medio f.o.b. desde Arabia Saudita, principal proveedor del Medio Oriente, a los Estados Unidos.

^{e/} Precio medio f.o.b. calculado desde el Medio Oriente al Brasil (no se dispone de información correspondiente a la exportación desde el Medio Oriente por países de procedencia).

^{f/} Disminución entre 1958 y 1964.

/En los

En los cuadros 28 y 29 se muestran los precios medios realizados, para los principales exportadores latinoamericanos: Venezuela y Colombia.

Cuadro 28

VENEZUELA: PRECIOS MEDIOS REALIZADOS DE CRUDO, DERIVADOS Y PONDERADO DE PETRÓLEO EXPORTADO DESDE VENEZUELA a/

Año	Crudo		Derivados		Total petróleo b/	
	Dólares por barril	Índice 1955=100	Dólares por barril	Índice 1955=100	Dólares por barril	Índice 1955=100
1966	1.88	81	1.81	70	1.86	78
1965*	1.90	82	1.92	75	1.91	81
1964	1.91	82	1.97	77	1.93	81
1963	2.02	87	2.10	82	2.04	86
1962	2.06	89	2.16	84	2.09	88
1961	2.12	91	2.25	88	2.15	91
1960	2.11	91	2.27	88	2.15	91
1959	2.19	94	2.46	96	2.25	95
1958	2.48	107	2.74	107	2.54	107
1957	2.59	112	3.00	117	2.67	113
1956	2.33	100	2.66	104	2.40	101
1955	2.32	100	2.57	100	2.37	100
1954	2.35	101	2.46	96	2.37	100
1953	2.32	100	2.45	95	2.35	99
1952	2.13	92	2.44	95	2.18	92
1951	2.03	88	2.41	94	2.09	88
1950	2.07	89	2.21	86	2.09	88

Fuente: Datos elaborados en la Sección de Economía Petrolera y Minera. Departamento de Investigaciones Económicas, Banco Central de Venezuela.

a/ El precio medio de crudo y derivados se calculó a base de cuadros de exportación global y total de ingresos, publicados por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

A fin de que la serie media de derivados sea más representativa se han corregido los años 1955-1965 aplicando índices de la anterior fuente del M.M.H. (1962=100) sobre el precio comprobado de la Comisión Coordinadora del año 1962 (precio más reciente disponible de esa fuente).

b/ Para obtener el total petróleo, los precios medios de crudo y derivados realizados se ponderaron por los montos exportados respectivamente cada año.

* Cifras rectificadas.

Cuadro 29

COLOMBIA: PRECIOS MEDIOS REALIZADOS FOB
(Dólares por barril)

1959	2.57
1960	2.55
1961	2.48
1962	2.49
1963	2.48
1964	2.44
1965	
1966	

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

Se observa, en Venezuela una caída pronunciada en los precios de los crudos, ya que bajó de 2.19 dólares por barril, en 1959 a 1.88, en 1966, (reducción de 0.31 dólares por barril). En el caso de los derivados la ponderación del conjunto bajó de 2.46 dólares en 1959 a 1.81, en 1966, (reducción de 0.65 dólares por barril). Se ve una contracción de 0.39 dólares por barril para el total ponderado de petróleo y derivados exportados desde Venezuela. Nótese que se tomó un año después de la crisis de Suez, para hacer las comparaciones. El deterioro sería mucho más agudo si se tomara el año 1957.

Existe mayor estabilidad aparente en los precios de realización de crudo de Colombia, que registran, entre 1958 y 1965, una baja de 0.29 dólares. A partir de 1961 las fluctuaciones de los precios medios de exportación de ese país se han mantenido dentro de los límites de 2.48 y 2.44 dólares por barril. (Véase el cuadro 30.)

Obsérvese que los precios medios de los crudos colombianos son generalmente superiores a los de Venezuela.

Del lado de los importadores, sobresalen en la última década los mercados de la Argentina y el Brasil.

Cuadro 30

ARGENTINA: PRECIO MEDIO CIF DE IMPORTACION DE CRUDO, 1959-1965
 (Dólares por barril)

Año	Total importa- do	Importado por empresas			
		YPF	ESSO	SHELL	Cía. General de combustible
1965 a/	2.49	-	-	-	-
1964	2.73	2.17	3.37	2.74	3.85
1963	3.21	2.91	3.54	2.88	3.90
1962	3.02	2.63	3.33	2.80	3.71
1961	3.19	3.24	3.21	2.99	3.97
1960	3.08	-	-	-	-
1959	2.92	-	-	-	-

Fuente: Anuario Estadístico, Dirección Nacional de Energía y Combustibles - Argentina
 Special Supplement, Platt's Oilgram News Service.

a/ Primer semestre.

/El precio

El precio medio c.i.f. de importación de la Argentina (véase el cuadro 31) suele ser relativamente elevado hasta 1963. Como entre 1960 y 1963 se mantiene por encima de 3.00 dólares por barril es de suponer que dichos valores se basan en precios f.o.b. bastante cercanos a los niveles de precios cotizados. Sin embargo el precio medio c.i.f. baja a 2.73 dólares en 1964 y en el año 1965 registra otro descenso a 2.49 dólares por barril. Es probable que las licitaciones presentadas en 1965 y 1966 hayan repercutido favorablemente en el país, ya que entre los ofrecimientos hechos, se observaron precios c.i.f. La Plata inferiores a 2.00 dólares por barril de crudos de Medio Oriente.

Los precios medios c.i.f. de importación de derivados indican que en líneas generales tienden a situarse próximos a los niveles de los precios cotizados más los fletes, para los distintos productos.

Brasil se sitúa entre los grandes importadores mundiales que más se han beneficiado de bajos precios c.i.f. de importación. En la última década esos precios bajaron, en el Brasil, más de 1.00 dólar por barril (véase nuevamente el cuadro 31) o sea, más de 30 por ciento, entre 1958 y 1966).

Se observa que a pesar de la gran distancia entre el Brasil y el Medio Oriente, y ese país y la Unión Soviética, la importación de crudo de esas zonas se realiza a precios c.i.f. más bajos que el procedente de Venezuela.

En cuanto a las perspectivas de evolución futura de los precios internacionales del petróleo y derivados, por lo menos a lo largo de la próxima década, la tendencia decreciente podría persistir, según estiman observadores prominentes y destacados expertos internacionales.

Se consideran en esa previsión los aspectos político-económicos y estratégicos de épocas normales. El primero tiene que ver, principalmente, con los esfuerzos que concentren los países exportadores para fijar normas de comercialización, a través de organizaciones como la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Si por un lado ese factor impidió que los precios decrecieran a niveles aún más bajos, en los últimos años, se cree que será cada vez más difícil hacer sentir su influencia en el futuro.

La posible tendencia a la baja reflejaría la expansión de la oferta, la reducción de los fletes a través de la utilización de supertanqueros, y la inclinación por diversificar las fuentes de energía, observada en los grandes consumidores importadores.

Cuadro 31

BRASIL: PRECIOS MEDIOS CIF a/ DE IMPORTACIONES DE CRUDO PROCEDENTES
DEL MEDIO ORIENTE, DE VENEZUELA Y DE LA UNION SOVIETICA

(Dólares por barril)

Años	Medio Oriente	Venezuela	Unión Soviética	Total
1965 b/	1.99	2.19	2.02	2.06
1964	2.02	2.23	2.09	2.11
1963	2.12	2.32	2.11	2.21
1962	2.09	2.37	2.10	2.24
1961	2.15	2.44	2.23	2.31
1960	2.40	2.75	2.46	2.54
1959	2.80	2.90	2.83	2.85
1958	3.04	3.11	-	3.09
1957	3.08	3.08	-	3.08
1956	2.88	2.75	-	2.79
1955	2.88	2.75	-	2.80

Fuente: Petrobras.

a/ Importaciones de Petrobras.

b/ Estimado a base de datos parciales.

/ii) Precios

ii) Precios internos. El estudio de los precios de los derivados del petróleo y del gas natural, en los mercados internos de los países latinoamericanos es importante por dos razones esenciales: por el nivel de capitalización que entrañan para la misma industria y porque trasuntan la política energética en su carácter económico, social y regional. Sin embargo, se advierte que no siempre existen razonables coincidencias entre las finalidades señaladas, y que a menudo algunas de las medidas tomadas para dar máximo cumplimiento a una de ellas entra en conflicto con la otra.

Como punto de partida sería útil establecer, además de series históricas de precios en cada país, comparaciones entre ellos, todo en términos aproximadamente reales. Sin embargo, un estudio de esa naturaleza, para América Latina, envuelve problemas muy complejos, prácticamente insolubles, en el caso de las comparaciones internacionales. El nivel general de los precios y el cambio de paridad con el dólar, pueden dar una idea de referencia, pero en algunos casos resultan equívocos.

Se observa en términos generales que los precios de los derivados del petróleo, en la región, han subido en la última década menos que el índice del costo de la vida. Ello revela causas de distinta naturaleza, como ser: el progreso tecnológico, la regulación establecida por el poder estatal y la competencia que ha venido deprimiendo los precios, en los mercados internacionales, como ya se ha visto.

Aun en países preponderantemente importadores como el Brasil y el Uruguay, cuya orientación habría sido mantener un nivel de precios de derivados del petróleo relativamente alto, se notan oscilaciones marcadas con respecto al nivel general de los precios, que no acompañan exactamente la elevación de éstos.

Las tendencias decrecientes de los precios cuando no reflejan bajas en el costo de los factores de producción o avances tecnológicos cuantificables en términos económicos, repercuten desfavorablemente en la capitalización de las empresas correspondientes, fenómeno que se ha verificado en algunos países latinoamericanos en los últimos años. Los ingresos obtenidos por ellas, en esas circunstancias, resultan insuficientes para sostener un rápido y vigoroso desarrollo del sector petrolero (que depende preponderantemente del financiamiento interno) más acorde con los propósitos de expansión económica y social que existe en los respectivos países.

/Ese hecho

Ese hecho se ha observado sobre todo en algunos de aquéllos con predominio de la empresa fiscal y donde una política de precios bajos, o subsidios (declarados o implícitos) transferidos a otros sectores de la economía, no han permitido que la capitalización siguiera el ritmo deseable. Se pueden presumir casos críticos que exigieron medidas compensatorias por parte del erario nacional, con repercusiones desfavorables en la economía general.

En relación a que el financiamiento depende principalmente de fuentes internas, no es un caso excepcional para América Latina, puesto que la proporción de los fondos externos a nivel internacional es sólo de un 10-15 por ciento. En Europa occidental se estima que es de alrededor del 5 por ciento.

El costo de producción, que juega papel decisivo en la formación de los precios de los derivados depende, por una parte de los precios del crudo importado o de su costo de producción interno, y por otra de los costos y estructura de la refinación.

La variedad de situaciones en América Latina es muy grande en lo que se refiere al abastecimiento del exterior y a las variaciones en los costos del crudo nacional y refinación interna. Pueden concebirse casos en los que los costos de la producción de crudo o de refinación, sean muy elevados en relación a los patrones internacionales.

En cuanto a la intervención estatal en la fijación de tributos y precios para los derivados, éstos pueden observarse a través de la estructura comparada de los precios de los diversos productos y los impuestos, en cada país (véanse los cuadros 32 y 33). La estructura refleja en parte, también, la asignación de costos de refinación para los diversos productos obtenidos, donde intervienen las fuerzas del mercado y no sólo los costos específicos y separables de refinación para cada producto.

Un análisis en la región del comportamiento de la demanda en la última década con respecto a los precios de los derivados del petróleo, muestra una reducida elasticidad.

Cuadro 32

INCIDENCIA DE LOS GRAVAMENES EN EL PRECIO DE PRODUCTOS
 PETROLIFEROS, EN ALGUNOS PAISES DE
 AMERICA LATINA, 1965.

(Porcentajes)

	Gasolina común	Querosene	Diesel o gasoleo	Fuel- oil
Argentina	42 a 53	12 a 34	29 a 54	25
Brasil	46	37	37	14
Chile	30	7.5	15.5	10
Colombia	10	2.5	2.5	1.5
Ecuador	40	7	8	3.5
México	14	14	14	14
Paraguay	45	26	23	22
Uruguay	41	10	26	12
Venezuela	10	0.5	1.5	3
Bolivia	16.5	-	?	?
Perú	31	4.5		
Estados Unidos (promedio país)	50	-	?	-
Varios países Europa (promedio) <u>a/</u>	67	?	14 <u>a/</u>	29

Fuente: CEPAL, a base de varias publicaciones.

a/ Oscila entre márgenes, a veces muy amplios.

Cuadro 33

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS EXPRESADA EN RELACION CON
EL FUEL OIL, EN ALGUNOS PAISES DE AMERICA LATINA

	Incluidos los impuestos				Excluidos los impuestos			
	1950	1955	1960	1965	1950	1955	1960	1965
I. Argentina								
Fuel oil	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina común (de crudo nacional)	400	636	300	313	387	324	204	204
Queroseno (de crudo nacional)	253	386	175	250	307	324	195	245
Diesel oil (de crudo nacional)	127	125	210	237	120	105	144	188
II. Brasil								
Fuel oil	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina tipo A	423	611	240	253	332	696	190	161
Queroseno	269	305	222	229	233	302	223	169
Diesel oil	152	185	168	199	155	193	167	146
III. Uruguay								
Fuel oil	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina (precio normal)	500	513	351	373	265	235	246	250
Queroseno (iluminante)	241	216	161	202	200	179	152	206
Diesel oil	159	167	164	192	101	119	144	184
IV. Chile								
Fuel oil (liviano)	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina 81 octanos	361	209	167	154	224	159	128	119
Queroseno	156	120	100	102	155	120	102	104
Diesel oil	156	147	130	135	156	147	121	125
Fuel oil	-	-	89	89	-	-	89	89
V. Venezuela								
Fuel oil (pesado)	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina corriente	250	341	214	179	226	327	192	159
Queroseno	217	295	186	155	225	325	192	158
Diesel	180	245	174	150	182	274	176	151
VI. México								
Fuel oil	100	100	100	100	Varía en igual proporción, el impuesto es el mismo; 14 por ciento.			
Gasolina corriente	670	460	460	450				
Queroseno	195	115	160	160				
Diesel	175	120	160	160				

Fuente: División de Economía Petrolera de Venezuela; información directa.

El caso de la gasolina es ilustrativo. Muestra una demanda inelástica y derivada del mercado de automóviles; como a la vez es un producto de consumo muy amplio, reúne los requisitos necesarios para resistir altos gravámenes. Por eso los impuestos sobre este producto llegan a ser excesivamente altos en muchos países. En varios casos los ingresos fiscales recaudados sobre tal combustible se aplican en gran parte al desarrollo de sistemas carreteros, lo que a su vez determina un incremento en el consumo del producto.

Cuando a tal política se une la de fijar bajos precios relativos ex-refinería, la capitalización de las empresas se deteriora, ya que no puede seguir con sus propios recursos la expansión de la producción al ritmo exigido por el crecimiento de la demanda.

Por otro lado, se observa el fomento del consumo de ciertos derivados, como el del queroseno, sobre todo en países del cono sur. Por una u otra razón se ha considerado que el queroseno es un producto de consumo popular al que corresponde fijar un precio muy bajo en términos de poder calorífico, en relación con el de otros derivados. Además se le libera prácticamente de impuestos locales. Ese modo de proceder puede determinar una baja sensible en el valor ex-refinería del conjunto de los productos obtenidos, con consecuencias desfavorables a la actividad refinadora.

Estas notas no suponen el examen detallado de todas las distorsiones existentes en el consumo de derivados del petróleo que se observan en los países de la región, como resultado de inadecuados sistemas en la fijación de sus precios internos. El tema tiene incluso relación con el aprovechamiento de otras formas de energía, y su planteamiento varía notablemente de uno a otro país, así como entre distintas áreas de cada uno de ellos.

Sin embargo, es necesario recordar que un sistema racional en la fijación de precios al consumidor, puede ser muy eficaz para orientar el consumo hacia los productos más indicados para cada fin, y lograr una estructura en la demanda que permita operar las refinerías nacionales con un máximo de eficiencia, en términos económicos y/o mantener el volumen de crudo y derivados importados a un nivel mínimo.

e) El sector público en la industria petrolera

La participación del sector público en las actividades relacionadas con los hidrocarburos en general es múltiple y digna de destacarse por varias circunstancias, en el caso de América Latina. Simplemente por

/razones metodológicas

razones metodológicas de exposición puede clasificarse como sigue:

a) acción reglamentadora o reguladora en todos los sectores de las actividades petroleras, incluyendo la fijación de precios; b) propiedad estatal; c) financiamiento público de la industria, incluyendo la investigación tecnológica y la capacitación de personal; y d) planificación en general.

En todos los países latinoamericanos se observa aunque con diferentes grados, la intervención reglamentadora del Estado, en las distintas actividades relacionadas con los hidrocarburos obedeciendo a principios de distinta naturaleza, aunque en el fondo encuentran sus raíces en el origen de la iniciativa y la composición o procedencia de los capitales vinculados a la industria (privados, públicos, nacionales y extranjeros).

Teniendo en cuenta que hasta la fecha se ha contado sólo con muy reducidos capitales nacionales de carácter privado dispuestos a afrontar los riesgos de la exploración, la iniciativa privada ha sido predominantemente extranjera. A ello se agrega el hecho de que los abastecimientos de los países importadores, y el manejo de los mercados exteriores para el petróleo de los países exportadores, se realiza a través, principalmente, de unas pocas empresas extranjeras integradas. Se sostiene, entonces, que una definida acción gubernamental sería necesaria para salvaguardar los intereses nacionales.

En cuanto a la fijación oficial de precios, las políticas seguidas por los distintos países se han basado, además, en otros criterios que se examinan en el acápite relacionado con los precios internos e internacionales.

Las líneas de pensamiento antes señaladas, están vinculadas estrechamente a la propiedad estatal de los sectores básicos de la industria, en la mayoría de los países latinoamericanos.

Ya se señaló, en acápites anteriores, la tendencia observada en los últimos años, en relación al incremento del autoabastecimiento de petróleo en los países productores que tienen un déficit de esa fuente de energía, y al desarrollo de la refinación local en prácticamente todos los países de América Latina.

Como los capitales privados nacionales no acuden al sector petrolero de la economía, sea por los riesgos que entraña la exploración, sea por las elevadas inversiones en todas las etapas de la industria, los objetivos perseguidos se han tratado de alcanzar a través de empresas estatales, lo

/que no

que no excluye, en la mayoría de los casos, la posibilidad de que coexistan empresas privadas. Esta última fórmula parecería ser conveniente para los países exportadores (o potencialmente exportadores) ya que es crítico el problema de venta del petróleo y sus productos en un mercado internacional con fuerte influencia de grupos empresarios.

Así en el último decenio ha continuado la expansión de los organismos y empresas fiscales en la región, con la participación (en la mayoría de los casos) de las empresas privadas, principalmente en las fases de refinación y de distribución.

En el cuadro 34 se observa la evolución de la participación estatal en la economía petrolera, en los últimos cinco años.

En Cuba y México el Estado es propietario exclusivo de todas las fases de la industria del petróleo.

Con relación a la producción, solamente se notan cambios para Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela. Para el primero se ve un descenso marcado en la participación del Estado; en Colombia y Perú se anotan bajas poco acentuadas; y en Venezuela aparece la participación estatal.

En cuanto a la refinación, la parte fiscal aumenta, en todos los países, entre 1962 y 1967.

En la distribución, las empresas estatales participan generalmente en proporciones inferiores al 10 por ciento.

En materia de transportes es difícil evaluar la propiedad estatal. Por lo general, esa actividad está vinculada a los otros sectores de la industria y queda determinada por la preponderancia estatal en dichos sectores.

En cuanto al financiamiento es difícil identificar el que proviene de fuentes fiscales (que no siempre son declaradas) y el generado por la propia empresa pública. Ello porque, por diversas razones, no se puede definir claramente el límite entre la acción de la empresa fiscal como empresa, en la acepción usual, y su rol dentro de la administración pública general.

El financiamiento del sector público petrolero en América Latina de fuentes internacionales privadas, se ha limitado, prácticamente, a las operaciones vinculadas con compras de equipos en el exterior.

Cuadro 34

AMERICA LATINA: PARTICIPACION DE LAS EMPRESAS ESTATALES EN LA PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO Y CAPACIDAD DE REFINACION, 1962 y 1967

(Porcentajes)

País	Empresa estatal	Producción		Refinación	
		1962	1967	1962	1967
Argentina	Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Y.P.F.)	99.9	99.3	59.3	60.7
Bolivia	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.)	100.0	22.5	100.0	100.0
Brasil	Petróleo Brasileiro (Petrobras)	100.0	100.0	81.0	84.5
Colombia	Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL)	20.4	15.1	45.5	54.7
Cuba	Empresa Estatal	100.0	100.0	100.0	100.0
Chile	Empresa Nacional del Petróleo (ENAP)	100.0	100.0	100.0	100.0
México	Petróleos Mexicanos (PEMEX)	100.0	100.0	100.0	100.0
Perú	Empresa Petrolera Fiscal (E.P.F.)	6.6	10.1	2.7	33.5
Uruguay	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP)	-	-	100.0	100.0
Venezuela	Corporación Venezolana del Petróleo (C.V.P.)	0.0	0.2	0.2	1.3
Otros ^{a/}		-	-	-	-
<u>Total</u>		<u>18.0</u>	<u>19.5</u>	<u>38.6</u>	<u>40.8</u>

Fuente:

a/ Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Jamaica, Nicaragua, Panamá y Paraguay, países donde operan sólo las empresas privadas.

/En cuanto

En cuanto a los organismos financieros internacionales, sólo recientemente se nota una tendencia a conceder préstamos a la industria petrolera, restringidos a los transportes y equipos de refinación. Los recursos internacionales destinados específicamente a la exploración de petróleo son por ahora muy limitados y proceden del Fondo Especial de las Naciones Unidas para el Desarrollo, que alienta en los países poco evolucionados el aprovechamiento en general de los recursos naturales.

El esfuerzo para establecer centros de investigación y capacitación de personal, sólo ha alcanzado alguna importancia en contados casos. Dependen esencialmente de la importación de tecnologías. Se debe señalar, además de los progresos observados en Brasil, el establecimiento de institutos en Argentina, México y Venezuela, con asistencia de la UNESCO y del Instituto Francés del Petróleo. En Bolivia se creó un centro para el desarrollo del petróleo con la ayuda del Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas. Sin embargo, la iniciativa más ambiciosa en ese campo es la de ARPEL, que tiene el proyecto de conjugar los esfuerzos de los distintos países participantes, para crear un centro latinoamericano de investigación petrolera.

En cuanto a la planificación, el sector de los hidrocarburos había dado muestras en el decenio anterior de establecer criterios para el desarrollo de esas fuentes energéticas, trazándose programas muy detallados en unos pocos países.

Sin embargo, en general no se ha avanzado mucho. A pesar de algunos intentos por integrar el sector energético, la planificación de la industria del petróleo ha seguido prácticas ya establecidas, mostrando escasa vinculación con las demás fuentes de energía y con las metas económicas generales. Solamente pueden mencionarse los esfuerzos que hacen algunos países, como Argentina, Brasil y Chile, por establecer balances generales de todas las formas de energía - por origen y destino - con el objeto de encuadrar los aprovechamientos económicamente más aconsejables. Ese tema será examinado más detenidamente cuando se traten los problemas de incidencia económica ligados al desarrollo energético.

f) Inversiones

Los cuadros 35 y 36 ilustran la distribución de las inversiones petroleras acumuladas en las principales áreas productoras y consumidoras del mundo. Puede observarse que la inversión acumulada neta de América Latina tiene una participación menor en 1966 que en 1961, y aun en 1946. Ello se explica en parte porque en los últimos años, las inversiones se dirigieron principalmente a las nuevas áreas productoras del Medio Oriente y Norte de Africa y a los grandes centros consumidores de Europa occidental. Ese fenómeno es más nítido si se excluye del cómputo a Estados Unidos y Canadá. En ese caso, la participación de América Latina, que era de alrededor de 25 por ciento en 1961, baja en 1966 hacia cerca del 19 por ciento. Esa tendencia refleja esencialmente la situación de Venezuela, principal productor latinoamericano de petróleo. La participación de Venezuela en las inversiones petroleras netas mundiales excluyendo a Estados Unidos y Canadá pasa de 11.5 por ciento en 1961 al 5.9 por ciento en 1966.

La distribución funcional de las inversiones petroleras acumuladas se muestra en el cuadro 37. A través del análisis de dichas cifras se nota que la estructura difiere apreciablemente de la observada para Venezuela sola, ya que en términos relativos, la región en su conjunto no se equipara a la de los grandes centros productores, como es Venezuela.

Contrariamente a Venezuela, en el resto de América Latina se observa además de un constante incremento de los capitales aplicados a las actividades de refinación y mercadeo, más del 50 por ciento del total de las inversiones se han destinado a la producción, incluyendo exploraciones.

En cuanto a las inversiones anuales en exploración y producción (cuadro 38) la participación de la región en los capitales aplicados en la industria mundial, excluidos los Estados Unidos y los países socialistas, que alcanzó más del 40 por ciento en los años 1958 y 1959, bajó al 36 por ciento en 1960, 28 por ciento en 1963, y se estima que fue del 19.5 por ciento en 1965. Ese descenso se debe principalmente a la disminución antes mencionada de las inversiones en Venezuela, ya que la parte de los demás países latinoamericanos en grupo muestra la tendencia a elevarse.

Argentina, Brasil, México y Venezuela participan con más del 80 por ciento de las inversiones anuales en exploración y producción de América Latina. Si a esos países se agregaran Colombia y Trinidad ella se elevaría a más del 90 por ciento.

Cuadro 35

DISTRIBUCION MUNDIAL DE LA INVERSION PETROLERA BRUTA EN ACTIVOS FIJOS, 1946-1966

(Porcientos del total)

	1946	1955	1961	1965	1966
Estados Unidos	71.9	63.8	54.5	51.9	51.0
Canadá	1.7	4.0	5.0	5.1	5.2
América Latina	9.8	9.9	11.2	10.2	9.9
Venezuela	(4.7)	(5.4)	(5.5)	(4.5)	(4.2)
Otros países del hemisferio occidental	(5.1)	(3.9)	(5.7)	(5.7)	(5.7)
Europa occidental	4.6	6.4	9.7	11.6	12.3
África	0.7	0.7	2.6	3.2	3.2
Medio Oriente	3.7	4.3	4.0	3.7	3.9
Lejano Oriente	2.2	3.1	4.0	5.0	5.1
Inversiones internacionales en tanqueros	5.4	8.4	9.0	9.3	9.4
<u>Total (millones de dólares)</u>	<u>24 600</u>	<u>63 300</u>	<u>111 750</u>	<u>144 375</u>	<u>154 850</u>

Fuentes: Las mismas del cuadro 36.

Cuadro 36

DISTRIBUCION MUNDIAL DE LA INVERSION PETROLERA HEVA EN ACTIVOS FIJOS, 1946 A 1966

(Porcentajes del total)

	1946	1955	1961	1965	1966
Estados Unidos	70.0	62.0	49.6	48.3	47.5
Canadá	1.4	5.0	6.2	6.2	6.2
América Latina	10.3	8.2	11.2	9.1	8.7
Venezuela	(4.9)	(4.4)	(5.1)	(3.1)	(2.7)
Otros países del hemisferio occidental	(5.4)	(3.8)	(6.1)	(6.0)	(5.9)
Europa occidental	5.1	7.2	11.2	13.3	14.3
África	1.0	0.9	3.5	3.9	4.0
Medio Oriente	4.3	4.8	4.2	3.5	3.6
Lejano Oriente	2.5	3.5	4.3	5.5	5.5
Inversiones internacionales en tanqueros	5.4	8.4	9.8	10.2	10.2
<u>Total (millones de dólares)</u>	<u>12 150</u>	<u>33 725</u>	<u>61 250</u>	<u>78 200</u>	<u>94 275</u>

Fuentes: Chase Manhattan Bank, Investment Patterns in the World Petroleum Industry, diciembre de 1956; Capital Investments of the World Petroleum Industry, noviembre de 1962; Capital Investments of the World Petroleum Industry, distintos números.

Cuadro 37

AMERICA LATINA: ESTRUCTURA DE LAS INVERSIONES ACUMULADAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA, 1946 A 1966

(Millones de dólares)

	Inversión bruta acumulada						Inversión neta acumulada					
	1946	1955	1962	1963	1964	1966	1946	1955	1962	1963	1964	1966
Producción	1 770	3 540	7 950	8 195	8 405	8 660	890	1 425	3 725	3 550	3 685	3 700
Transporte	105	320	1 015	1 040	1 080	1 185	60	190	585	575	565	565
Refinería	370	1 380	2 425	2 580	2 760	2 890	205	740	1 340	1 460	1 560	1 370
Mercaado	140	615	1 480	1 535	1 600	1 710	85	390	940	965	995	1 015
Otros	15	35	255	275	280	275	10	30	210	225	220	195
Total	2 400	5 890	13 125	13 625	14 125	14 580	1 250	2 775	6 800	6 075	7 025	6 845

Distribución porcentual	
Producción	79.8
Transporte	4.4
Refinería	15.4
Mercaado	5.8
Otros	0.6

Fuente: The Chase Manhattan Bank, Investment Patterns in the World Petroleum Industry, diciembre de 1956 y Capital Investments of the World Petroleum Industry, 1962, 1963, 1964, 1965 y 1966.

Cuadro 38

AMERICA LATINA: INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACION Y PRODUCCION

(Millones de dólares)

País o región		1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966
Argentina	Exploración
	Producción
	<u>Total</u>	225	225	180	120
Bolivia	<u>Total</u>	10	6	7	7
Brasil	Exploración	17	31	41	35	33	35	41	48	44	46	42
	Producción	9	16	12	8	12	15	15	14	16	19	24
	<u>Total</u>	26	47	53	44	45	50	56	62	60	65	66
Chile	<u>Total</u>	5	20	25	18	12	11	...
Colombia	Exploración	15	16	12	20
	Producción	9	12	11	20
	<u>Total</u>	24	28	23	40	20	25	20	22	40
Ecuador	<u>Total</u>	15	4	1	1
México	Exploración	11	23	29	42	41	51	48	54
	Producción	6	13	17	24	59	49	33	31
	<u>Total</u>	17	36	46	66	100	100	81	85
Perú	<u>Total</u>	30	20	18	15
Trinidad	<u>Total</u>	30	31	35	30
Venezuela	Exploración	117	59	30	36	30	43
	Producción	211	142	194	96	119	108
	<u>Total</u>	365	530	500	328	201	154	132	149	151	180	130
<u>América Latina</u>	<u>Total</u>	565	811	820	785	691	645	554	506	425	500	440
América Latina sin Venezuela		200	281	320	457	490	481	422	358	274	315	310

Fuente: The Chase Manhattan Bank, Capital Investments of the World Petroleum Industry, distintos números; Ministerio de Planeamiento, Petróleo, Río de Janeiro; Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Petróleo y otros datos estadísticos, Caracas; Pemex en cifras, México; Nacional Financiera, S.A., La economía mexicana en cifras, 1966; CEPAL/DOAT/FAO, El petróleo en Colombia, julio de 1961.

/La participación

La participación de las inversiones en exploración (incluyendo las perforaciones correspondientes) sobre la suma de las inversiones en exploración y producción, es de un 30 por ciento en promedio para la región. El nivel más bajo lo presenta la Argentina, con sólo un 15 por ciento; le siguen Venezuela con 20-25 por ciento, México con 40-50 por ciento y el Brasil con un 70 por ciento.

De las inversiones anuales en refinerías (véase el cuadro 39) más del 60 por ciento corresponde a la Argentina, el Brasil, México y Venezuela. Cabe anotar que en los últimos años casi la totalidad de los países latinoamericanos realizan inversiones en este sector.

La participación de Venezuela en las inversiones anuales en refinerías, en los últimos años, baja señaladamente, notándose tendencia opuesta en el conjunto de los demás países de la región.

Es difícil obtener cifras precisas para las inversiones anuales en transportes. Los totales estimados que se presentan en el cuadro 40 deben ser considerablemente inferiores a los valores reales, pues sólo pudieron obtenerse cifras más seguras con respecto a las inversiones en oleoductos. El equipamiento de los transportes por ferrocarriles y carreteras, que es importante en algunas áreas o para algunos productos no pudo ser evaluado por la imposibilidad de elaborarse una estadística adecuada.

En cuanto a los transportes marítimos, sólo se cuenta con datos aislados para Brasil y Venezuela. Para los demás países se estimaron las inversiones en base a los aumentos de las flotas de buques-tanqué.

Se ve que las inversiones anuales en transportes presentan grandes fluctuaciones en los primeros años de la década analizada, como reflejo de lo que aconteció en Venezuela en la década de los años 50.

Las aplicaciones anuales de capital en el sector de las ventas se presentan en el cuadro 41. Por lo general, esos datos se refieren a todos los derivados del petróleo. En el caso de Venezuela las inversiones en mercadeo son mínimas con respecto a las otras actividades. En el resto de la región la participación de las inversiones anuales en comercialización se sitúa entre el 10 y 20 por ciento del total en la industria petrolera. La tendencia a la disminución se explica por el crecimiento, más que proporcional, de las inversiones en refinación y transportes.

Cuadro 39
INVERSIONES BRUTAS EN REFINACION
(Millones de dólares)

	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966
Argentina	10	35	10	5
Brasil	17	17	35	54	66	47	44	41	38	32	23
México	30	20	20	40
Venezuela	75	87	56	40	12	10	8	6	17	10	5
Colombia	5	3	6	5
Chile	10	10	4	13	19
Ecuador	2	2	-	-
El Salvador	2	2	5	8
Guatemala	-	-	-	3
Honduras	-	-	15	-
Jamaica	-	-	-	1
Nicaragua	-	3	2	2
Panamá	14	20	-	2
Perú	2	11	1	2
Trinidad	15	5	10	18
Uruguay	5	10	-	5
<u>América Latina</u>	<u>230</u>	<u>245</u>	<u>160</u>	<u>170</u>	<u>171</u>	<u>177</u>	<u>125</u>	<u>151</u>	<u>220</u>	<u>135</u>	<u>305</u>

Fuentes: Publicaciones del Chase Manhattan Bank, salvo para el Brasil, donde se corrigieron las cifras contenidas en Ministerio de Planeamiento, Petróleo (Diagnóstico preliminar) (julio de 1966) para la empresa estatal Petrobras, estimándose para las empresas particulares a base de Conjuntura Económica, Rfo de Jansiro (números diversos). Para Venezuela se utilizaron las cifras de Petróleo y otros datos estadísticos, op.cit., siendo las tasas de conversión a dólares las siguientes: 1947 a 1963, 3.09 bolívares por dólar; demás años, 4.40 bolívares por dólar.

Cuadro 40

AMERICA LATINA: NUEVAS INVERSIONES EN TRANSPORTE DE CRUDO Y DERIVADOS

(Millones de dólares)

	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
A. Oleoductos										
Argentina	50	25	25	5
Bolivia	5	3	0	0
Brasil	15	12	9	8	15	19
Colombia	3	1	2	10
Chile	2	6	1	3
Ecuador	1	0	0	0
México	50	10	20	5
Perú	1	0	0	0
Venezuela	35	70	110	30	20	5	5	5	5	5
<u>América Latina</u>	<u>45</u>	<u>95</u>	<u>135</u>	<u>205</u>	<u>147</u>	<u>62</u>	<u>62</u>	<u>36</u>	<u>25</u>	<u>25</u>
B. Marítimo										
Brasil	3	10	19	20	46	12	7	16	10	7
Venezuela	5	5	15	0	5	0	0	0	0	0
Otros	5	5	5	5	4	4	4	15
<u>América Latina</u>	<u>8</u>	<u>15</u>	<u>32</u>	<u>25</u>	<u>56</u>	<u>17</u>	<u>11</u>	<u>20</u>	<u>14</u>	<u>22</u>
C. Total (A + B)	<u>53</u>	<u>110</u>	<u>174</u>	<u>290</u>	<u>203</u>	<u>79</u>	<u>73</u>	<u>56</u>	<u>39</u>	<u>47</u>

Fuentes: Cálculos basados en datos del Chase Manhattan Bank y Petrobras (Brasil) y CEPAL.

Cuadro 41

AMERICA LATINA: NUEVAS INVERSIONES EN VENTAS

Año	Millones de dólares		Porcentaje de la inversión total en petróleo	
	Venezuela	Otros países	Venezuela	Otros países
1956	10	70	1.2	16.5
1957	10	80	0.9	15.2
1958	15	95	2.0	18.1
1959	15	100	3.2	11.8
1960	15	110	5.2	12.0
1961	15	175	7.5	19.4
1962	10	100	5.2	14.0
1963	10	75	5.0	11.1
1964	20	75	9.5	11.8
1965	10	75	4.8	11.4

Fuente: Chase Manhattan Bank, Capital Investments of the World Petroleum Industry

/No se

No se cuenta con datos publicados que permitan evaluar las inversiones para la utilización de gas natural separadamente de los totales invertidos en los sectores correspondientes de la industria petrolera.

Una estimación del orden de magnitud de esas inversiones (a base de datos sobre la extensión de los sistemas de distribución de los principales consumidores latinoamericanos de gas) aparece en el cuadro 42. Esas cifras no incluyen fuertes erogaciones relacionadas a la producción o refinación de hidrocarburos en todos los países grandes consumidores de gas natural asociado.

Salvo el caso particular de Argentina y de México, las inversiones de fuentes internas en la industria petrolera latinoamericana sólo adquirieron importancia relativa, en el total de los capitales aplicados, a partir de la segunda guerra mundial, intensificándose en la última década.

Una comparación entre la inversión acumulada de América Latina y las inversiones extranjeras directas, solamente es posible en un grado de aproximación poco satisfactorio, tanto por la falta de datos completos como por la discrepancia entre informaciones de diferentes fuentes.

Sin embargo, en el cuadro 43 se intentó un análisis de este tipo. Se observa que las inversiones extranjeras serían 80 por ciento del total, en 1956. En los años 1962, 1963 y 1964 serían de 56, 54 y 43 por ciento, respectivamente.

A partir de los años 20 las inversiones petroleras en América Latina se caracterizan por la preponderancia de los capitales de Estados Unidos sobre el total de los foráneos en toda el área y la creciente participación relativa de Venezuela en esas inversiones.

Sin embargo, la cuota de América Latina en el total de las inversiones petroleras externas de Estados Unidos baja continuamente desde 1930, del 55 por ciento al 30 por ciento en 1956, estimándose para 1965 una participación de 23 por ciento.

En cambio, la participación de Venezuela en ese total se mantuvo más o menos estable hasta 1956, comenzando a disminuir a partir de ese año hasta el 13 por ciento en 1965.

Los cuadros 44 y 45 muestran las tendencias arriba señaladas.

Cuadro 42

ARGENTINA: INVERSIONES EN LA UTILIZACION DE GAS NATURAL
 (Millones de dólares)

Años	Producción	Transporte	Almacenamiento	Ventas	Otros	Total
1959	3.4	2.9	-	1.5	1.4	9.2
1960	11.4	188.5	0.4	7.2	2.4	211.9
1961	17.9	18.6	0.2	13.2	2.5	52.4
1962	31.0	20.2	2.3	5.2	3.3	62.0
1963	46.0	12.8	1.4	5.4	2.8	68.4
1964	21.2	68.2	3.9	5.9	3.3	192.5
1965	17.5	66.0	7.4	5.8	4.2	100.9

Fuente: Gas del Estado. Para la conversión a dólares se usaron los tipos de cambio publicados en Fondo Monetario Internacional, International Financial Statistics. Ellos son los siguientes:

<u>Año</u>	<u>Pesos por dólar</u>
1959	82.00
1960	83.00
1961	83.02
1962	134.10
1963	132.50
1964	150.90
1965	188.50

Cuadro 43

AMERICA LATINA: INVERSIONES EXTRANJERAS BRUTAS ACUMULADAS

(Millones de dólares)

Año	Venezuela			Total	Otros países ^{a/}	Total
	Estados Unidos	Reino Unido	Países Bajos			
1956	2 610	475	1 151	4 236	821	5 057
1957	881	...
1958	3 438	581	1 419	5 438	909	6 347
1959	3 429	579	1 430	5 438	1 148	6 586
1960	3 693	2 048	-	5 741	1 269	7 010
1961	3 679	2 090	-	5 769
1962	3 822	2 007	-	5 829	1 442	7 271
1963	3 850	1 961	-	5 811	1 470	7 281
1964	3 271	1 384	-	4 655	1 491	6 146

Fuente: Para Venezuela, informes y memorias del Banco Central; para los demás países, Survey of Current Business, op cit.

a/ Sólo incluye las inversiones de los Estados Unidos.

Cuadro 44

AMÉRICA LATINA: VALOR DE LAS INVERSIONES DIRECTAS ACUMULADAS DE LOS
ESTADOS UNIDOS EN EL SECTOR PETROLERO EXTERNO a/

(Millones de dólares)

	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965b/
Todas las áreas	<u>7 280</u>	<u>8 991</u>	<u>9 681</u>	<u>10 423</u>	<u>10 944</u>	-	<u>12 661</u>	<u>13 652</u>	<u>14 334</u>	<u>15 320</u>
Canadá	<u>1 768</u>	<u>2 154</u>	<u>2 410</u>	<u>2 465</u>	<u>2 667</u>	-	<u>2 834</u>	<u>3 134</u>	<u>3 187</u>	<u>3 320</u>
América Latina c/	<u>2 232</u>	<u>3 060</u>	<u>3 211</u>	<u>3 312</u>	<u>3 264</u>	-	<u>3 644</u>	<u>3 636</u>	<u>3 630</u>	<u>3 534</u>
Brasil	211	227	215	82	76	-	79	60	53	57
Colombia	107	106	91	225	233	-	257	246	255	265
México	17	18	19	30	32	-	67	65	56	48
Venezuela	1 411	2 179	2 302	2 164	1 995	-	2 202	2 166	2 139	2 033
Otros	486	530	584	811	928	-	1 039	1 099	1 127	1 131
Europa	<u>992</u>	<u>1 184</u>	<u>1 256</u>	<u>1 453</u>	<u>1 726</u>	-	<u>2 365</u>	<u>2 776</u>	<u>3 102</u>	<u>3 429</u>
África	-	<u>254</u>	<u>276</u>	<u>338</u>	<u>407</u>	-	<u>627</u>	<u>702</u>	<u>883</u>	<u>1 020</u>
Asia	-	<u>1 747</u>	<u>1 864</u>	<u>1 662</u>	<u>1 655</u>	-	<u>1 761</u>	<u>1 920</u>	<u>2 054</u>	<u>2 384</u>
Medio Oriente	-	1 118	1 218	1 170	1 119	-	1 148	1 206	1 240	1 491
Lejano Oriente	-	629	646	492	536	-	612	714	814	893
Oceanía	-	-	-	<u>355</u>	<u>372</u>	-	<u>462</u>	<u>496</u>	<u>453</u>	<u>499</u>
Inversiones internacionales en tanqueros	-	<u>593</u>	<u>664</u>	<u>838</u>	<u>851</u>	-	<u>968</u>	<u>988</u>	<u>1 064</u>	<u>1 133</u>

Fuentes: Departamento de Comercio de los Estados Unidos, Survey of Current Business (septiembre de cada año).

a/ Se refiere a las inversiones norteamericanas fuera de los Estados Unidos.

b/ Cifras preliminares.

c/ Incluye territorios dependientes del hemisferio occidental.

Cuadro 45

INVERSIONES EXTRANJERAS DIRECTAS DE LOS ESTADOS UNIDOS EN PLANTAS Y EQUIPOS DEL SECTOR PETROLERO

(Millones de dólares)

	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Total	2 322	1 854	1 558	1 467	1 534	1 628	1 889	2 073	2 267
Canadá	584	510	380	360	315	300	375	385	503
América Latina a/	1 039	577	449	340	306	339	307	327	968
Brasil	-	-	5	5	5	4	3	4	3
Colombia	-	-	25	25	30	32	30	58	35
México	-	-	1	1	2	2	10	5	2
Venezuela	-	-	280	160	135	145	142	134	130
Otros	-	-	128	149	134	156	122	126	198
Europa	275	422	399	345	438	494	642	645	603
Africa	-	-	74	115	171	176	164	271	284
Asia	-	-	172	176	195	178	297	280	430
Medio Oriente	-	-	81	76	87	72	125	111	233
Lejano Oriente	-	-	91	101	108	106	172	169	197
Oceanía	-	-	44	66	64	76	64	65	74
Inversiones inter- nacionales en tanqueros	-	-	100	65	45	65	40	100	66

Fuente: Departamento de Comercio de los Estados Unidos, Survey of Current Business.

a/ Incluye territorios dependientes del hemisferio occidental.

/Las informaciones

Las informaciones son aún más escasas para apreciar la distribución de las inversiones extranjeras por sectores de la industria. Sin embargo, de algunas informaciones muy generales se puede deducir que la estructura de las inversiones de Estados Unidos en Venezuela no ha cambiado mucho desde 1957. Del total de la inversión neta en 1957, correspondió a la producción un 88 por ciento, a la refinación un 11 por ciento y al mercadeo un 1 por ciento. En los últimos años parece haber una ligera baja en la participación de la refinación y cierto aumento en el mercadeo.

En cambio en el resto de América Latina, la distribución de las inversiones estadounidenses experimenta variaciones acentuadas en los últimos años comparados a 1957. La participación de la producción, refinación y mercadeo, sería de 55, de 18 y 27 por ciento respectivamente, del total de la inversión en 1957. En los últimos años, los porcentajes serían de 44, de 36 y 23 por ciento en las mismas actividades.

g) Reservas de crudo y gas natural

Las reservas mundiales de petróleo superaban los 414 000 millones de barriles a fines de 1967. La participación de América Latina en ese total era de poco más de 6 por ciento, proporción que es menos de la mitad de la que tuvo con respecto al nivel de hace 20 años. Más de 60 por ciento de las reservas latinoamericanas corresponde a Venezuela, siguiendo a muy grande distancia México, Argentina y Colombia, como se puede observar en el cuadro 46, columna A.

La escasez de reservas probadas latinoamericanas en el cuadro de las reservas mundiales es notoria.

Además, la región presenta una baja relación reservas/producción con respecto al promedio mundial e insignificante comparada con regiones como la del Medio Oriente. Lo mismo sucede en lo que se refiere a la producción media por pozo.

Venezuela, a pesar de destacarse en el ámbito de América Latina tiene una relación reservas/producción de 12.3 en 1967, siendo el promedio mundial de 32.3 y del Medio Oriente de 68.6.

Cuadro 46

AMERICA LATINA: RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO
(Millones de barriles)

E/CN.12/S23
Pág. 74

País o región	1955			1960			1965			1967		
	Reservas (A)	Producción (B)	A/B									
Argentina	350	30	11.7	1 550	64	24.2	2 900	98	29.6	3 050	115	26.5
Bolivia	70	3	35.0	125	3	41.5	500	3	167.0	600	14	42.9
Brasil	35	2	17.5	375	30	12.5	672	34	19.7	800	54	14.8
Colombia	600	40	15.0	625	55	11.4	1 700	73	23.2	2 000	69	29.0
Chile	50	2	25.0	60	7	8.6	150	13	11.5	150	12	12.5
Ecuador	25	3	8.3	25	3	8.3	20	3	6.7	330	2	165.0
México	1 500	91	16.5	2 458	109	23.0	2 495	132	18.9	2 650	150	17.7
Perú	225	17	13.2	300	19	15.8	300	23	13.0	350	24	14.6
Trinidad y Tobago	270	25	10.8	390	42	9.3	425	49	8.7	450	65	6.9
Venezuela	12 429	787	15.8	17 402	1 042	16.7	17 250	1 268	13.6	15 950	1 293	12.3
<u>América Latina</u>	<u>15 554</u>	<u>1 003</u>	<u>15.5</u>	<u>23 310</u>	<u>1 377</u>	<u>16.9</u>	<u>26 412</u>	<u>1 696</u>	<u>15.6</u>	<u>26 330</u>	<u>1 798</u>	<u>14.6</u>
Estados Unidos	29 561	2 484	11.9	31 613	2 575	12.3	31 352	2 849	11.0	37 541	3 212	11.7
Unión Soviética y otras áreas socialistas	10 000	518	19.3	23 579	1 080	21.8	35 000	1 766	19.8	35 773	2 277	15.7
Medio Oriente	132 927	1 184	112.3	162 840	1 922	84.7	222 777	3 040	74.4	249 209	3 631	68.6
Argelia	-	-	-	4 600	67	68.7	6 300	201	31.4	6 900	296	23.3
Libia	-	-	-	3 000	-	-	13 000	445	29.2	29 200	627	46.6
Nigeria	-	-	-	200	6	33.3	2 500	99	25.3	3 550	126	49.7
Mundo	196 990	5 642	34.9	265 684	7 657	34.7	364 961	11 011	33.2	414 340	12 822	32.3

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

La producción por pozo en América Latina puede ser tan baja como 8 barriles/día, en Ecuador. El promedio para la región es de alrededor de 150 barriles/día, cifra que baja a 60 barriles/día si no se considera a Venezuela, que tiene la más alta producción por pozo en la región, o sea cerca de 300 barriles/día. Sin embargo, esa productividad observada para Venezuela está incomparablemente abajo de cifras como las que presenta Irán, con 15 000 barriles/día; Iraq, con 10 500; Arabia, con 7 100; Kuwait, con 4 600 y asimismo muy abajo de las presentadas por los países africanos como Argelia, con 1 350 barriles/día por pozo o Nigeria, con 1 150.

A pesar de que se notan algunos cambios en la producción media por pozo, en los países, durante los últimos diez años (véase el cuadro 47) la producción media para la región en ese período, no experimenta variaciones apreciables.

Examinando individualmente los países productores de petróleo en Latinoamérica se pueden hacer las observaciones siguientes, con relación a reservas.

En Venezuela se estima que las reservas probables y posibles podrían ser del doble al triple de sus reservas probadas. Además, la cifra de reservas citada para Venezuela podría ser incrementada, por la elevación de su factor de recuperación, en virtud de los adelantos técnicos encaminados a ese fin. Sin embargo, no se debe olvidar que Venezuela es un país eminentemente exportador de petróleo y que, aun considerando aumentos relativamente importantes de su mercado interno, forzosamente deberá ajustar sus metas y objetivos en función del mercado consumidor externo, en el que, en estos momentos, el Medio Oriente gravita preponderantemente en razón de sus enormes reservas, sus altos rendimientos por pozo, y sus consecuentes bajos costos de producción.

Bolivia presenta un panorama totalmente diferente de Venezuela. Sus reservas probadas son escasas, pero también es pequeña la exportación y es bajo su consumo interno, el que aunque aumentara dentro de los máximos coeficientes razonables de crecimiento, podría ser cómodamente atendido con sus reservas probadas actuales. Sin embargo, la situación podría cambiar con cierta velocidad, si los mecanismos de la integración continental entraran a funcionar en el campo petrolero, puesto que el país encontraría su mercado natural y probablemente aumentaría en forma radical su producción, con lo que bajaría rápidamente la relación reservas/producción.

Cuadro 47

AMERICA LATINA: PRODUCCION DE PETROLEO

(Medio por pozo productor)

País	1955				1960				1965				1966			
	Producción 1 000 b/d	Nº de pozos produc- tores	Producción por pozo	Producción por 1 000 b/d	Producción por pozo	Nº de pozos produc- tores	Producción por pozo	Producción por 1 000 b/d	Producción por pozo	Nº de pozos produc- tores	Producción por pozo	Producción por 1 000 b/d	Producción por pozo	Nº de pozos produc- tores	Producción por pozo	Producción por 1 000 b/d
Argentina	84	2 528	33	172	46	3 750	46	269	40	6 700	40	287	42	6 880	42	
Bolivia	7	54	130	10	78	127	9	9	59	152	59	17	61	211	61	
Brasil	6	296	200	81	118	686	94	94	152	621	152	116	135	857	135	
Colombia	111	1 809	62	152	71	2 143	201	201	95	2 148	95	197	90	2 197	90	
Chile	7	42	160	20	160	125	35	35	140	250	140	34	122	279	122	
Ecuador	10	1 597	6	8	5	1 733	8	8	8	931	8	7	8	871	8	
México	250	1 513	165	271	126	2 154	323	323	123	2 625	123	370	141	2 622	141	
Perú	47	3 056	15	53	24	2 209	63	63	28	2 237	28	63	26	2 393	26	
Trinidad y Tobago	68	2 745	25	115	36	3 202	134	134	40	3 308	40	150	44	3 430	44	
Venezuela	2 157	9 716	230	2 846	285	9 993	3 473	3 473	300	11 614	300	3 371	295	11 416	295	
<u>América Latina</u>	<u>2 747</u>	<u>23 255</u>	<u>120</u>	<u>3 767</u>	<u>145</u>	<u>26 052</u>	<u>4 648</u>	<u>4 648</u>	<u>154</u>	<u>30 613</u>	<u>154</u>	<u>4 612</u>	<u>148</u>	<u>31 156</u>	<u>148</u>	
América Latina-Venezuela	13 639			882	55	16 069	1 136	1 136	59	18 972	59	1 241	63	19 740	63	

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

/Entre ambos

Entre ambos extremos se ubica Colombia, cuyas reservas de petróleo experimentaron un gran aumento entre 1955-1967. Está en condiciones de abastecer con comodidad un consumo interno en progresivo crecimiento y lista para recuperar su calidad de país exportador, de relativa importancia. Casi la mitad de su producción proviene de campos descubiertos recientemente, con rendimientos relativamente altos para la región.

En México se ha conseguido cumplir con éxito la política de auto-abastecimiento. Al mismo tiempo se mantienen reservas apropiadas con relación a la producción actual. Sin embargo el crecimiento previsto de la demanda en la década 1970-80 reclamará un aumento sustancial de las reservas de ese país.

En la Argentina las necesidades de hidrocarburos son atendidas en su mayor parte con su propia producción. La actividad exploratoria en ese país ha cubierto el 82 por ciento de la extensión del área sedimentaria (1 000 000 km²). Es probable que se determinen nuevas trampas estratigráficas y estructurales dentro de las cuencas ya conocidas como petroleras, y que se encuentre petróleo a mayores profundidades, con posibilidades de mejores índices de productividad aunque con perforaciones más lentas y costosas. Con un trabajo exploratorio intenso y adoptando procedimientos de recuperación secundaria, se estima que se podrían ubicar en corto plazo reservas muy superiores a las actuales.

El Uruguay tiene unos 147 000 km² con sedimentos presumiblemente aptos para la acumulación de hidrocarburos. Sin embargo, todos los esfuerzos exploratorios hasta ahora han fracasado, y en los círculos técnicos nacionales prácticamente se descarta toda posibilidad de encontrar petróleo, al menos en cantidades económicamente explotables.^{2/}

El Brasil tiene cuencas sedimentarias con una extensión total de 3 millones de km², pero sus reservas comprobadas abarcan un porcentaje ínfimo de esa extensión. Los esfuerzos exploratorios están en los años recientes concentrados principalmente en las áreas del Reconcavo, Sergipe, Alagoas y Tucano. El objeto es obtener nuevas reservas a corto plazo que permitan disminuir la importación que se eleva a más del 50 por ciento del consumo en los últimos años. Ya se empezó la exploración en la plataforma submarina y se considera seriamente la explotación de sus abundantes

^{2/} Véase el documento presentado por ANCAP a la II Asamblea ordinaria de ARPEL.

esquistos, cuyo aprovechamiento podría cambiar grandemente el panorama energético del país. Sin embargo, es prematuro sacar conclusiones con respecto al incremento de las reservas que esas actividades podrían determinar.

En Chile, la totalidad de las reservas probadas se ubica en el extremo sur, en la cuenca magallánica. Los esfuerzos exploratorios en otros lugares del territorio nacional no han dado frutos hasta el momento.

La situación de Perú es inestable. La producción local de petróleo satisface en general las necesidades del consumo interno. Sin embargo, el país ha pasado de exportador neto a importador en escala moderada, sobre todo de fuel-oil y gasolinas especiales. Pero hay una enorme extensión del territorio peruano prácticamente virgen desde el punto de vista exploratorio.

El Ecuador, cuya relación reservas/producción había bajado sensiblemente desde 1955, experimentó una recuperación en los últimos dos años esperándose que los yacimientos descubiertos en el norte, próximos a la frontera con Colombia contribuyan sustancialmente a mejorar aquella relación. Los posibles entendimientos entre Ecuador y Colombia en el sentido de permitir a las compañías explorar el área del Putumayo como zona petrolífera indivisible podría ser un incentivo adicional para el desarrollo de esa región.

Finalmente en Trinidad hay áreas de extensión considerable todavía por explorar. Sin embargo, las mayores posibilidades estarían en la plataforma submarina. Poca información se pudo obtener acerca de ese país.

Con excepción de Venezuela, que puede considerarse como líder mundial en recuperación secundaria, esos procesos, por la información que se dispone están poco difundidos en los demás países latinoamericanos. La adopción de técnicas modernas podría hacer cambiar marcadamente el panorama latinoamericano en lo que concierne a reservas de petróleo.

En cuanto al gas natural, debe tenerse en cuenta que suele encontrarse asociado con petróleo crudo, además de los yacimientos independientes de gas, en estado seco, o con líquidos separables.

Las reservas probadas de gas independiente en la región son mal conocidas y las cifras presentadas en el cuadro 48 refiérense en su mayor parte al gas que proviene de los yacimientos de petróleo.

Cuadro 48

AMERICA LATINA: RESERVAS DE GAS NATURAL

(Mil millones de m³)

Pais	1961	1965	1967
Argentina	169.9	212.0	225.4
Bolivia	7.1	57.0	114.7
Brasil	9.9	20.0	24.8
Colombia	39.6	100.0	114.1
Chile	51.0	80.0	100.0
Ecuador	2.1	2.0	33.0 ^{a/}
México	353.7	370.0	328.4
Perú	20.5	56.0	57.0
Trinidad y Tobago	34.0	34.0	34.3
Venezuela	919.5	850.0	899.7
<u>Total</u>	<u>1 607.3</u>	<u>1 781.0</u>	<u>1 931.4</u>

Fuentes: World Petroleum, Oil and Gas Journal y publicaciones oficiales para algunos años y países.

a/ Incluye una estimación de las reservas del gas asociado con el petróleo de los yacimientos de Lago Agrio, Bermejo y Charapa.

/Se sabe

Se sabe que las reservas potenciales de gas independiente son importantes y los datos aquí presentados podrían alterarse sustancialmente a corto plazo, sobre todo si se considera que no se han cubicado las reservas de Bolivia y recién empieza la exploración de los campos de gas en Venezuela.

Los más importantes campos de gas conocidos están en Argentina, Bolivia, México y Trinidad.

Por lo que se sabe la explotación de las reservas bolivianas podrían tener un efecto sensible en el panorama energético latinoamericano. Al parecer eso dependería en gran medida, como en el caso del petróleo, del funcionamiento de los mecanismos de la integración continental.

Si Venezuela se encamina hacia la liquefacción del gas natural para exportación, podría tener un efecto estimulante en el sentido del desarrollo de sus reservas potenciales de gas independiente.

Para cualquier área petrolera es importante incrementar sus reservas en una tasa más acelerada que la de producción, de modo de evitar la caída de ésta a mediano plazo y agotamiento de las reservas a largo plazo.

A pesar de que no se puede establecer una relación lineal entre las actividades de exploración y perforación y la tasa de incremento de las reservas, hay una vinculación más o menos estrecha entre ellas, a largo plazo principalmente. Examinándose la actividad geofísica en América Latina, en términos de cuadrillas-meses, se nota un descenso entre 1959 y 1966. (Véanse los cuadros 49 y 50.) Eso no significa necesariamente una caída proporcional en la superficie cubierta, pues el número de cuadrillas-meses utilizados no es perfectamente correlacionable con el área explorada. Bolivia, Brasil y Venezuela registran los descensos más marcados, Argentina presenta aumentos hasta el año 1962 y Chile hasta el año 1963. México es el único país que presenta cifras más o menos estables, con tendencia al aumento. En Venezuela se observa un estancamiento de la actividad geofísica desde 1960, con una baja anual de 35 por ciento entre 1959 y 1965.

La perforación de pesos exploratorios, se ha mantenido a un mismo nivel casi en todos los países, aunque con oscilaciones y tendencias a la baja, en el período considerado, como se puede ver en el cuadro 51. Solamente Venezuela, registra un descenso bastante marcado, y la Argentina aumenta sustancialmente esa actividad.

Cuadro 49

AMERICA LATINA: ACTIVIDAD GEOFISICA POR PAISES

(Cuadrillas-meses)

Año	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Cuba	México	Perú	Trinidad y Tobago	Venezuela	Otros	Total
1959	355	166	317	60	107	...	264	50	6	102	51	1 478
1960	389	83	265	64	59	...	248	34	3	9	26	1 180
1961	350	42	187	70	37	...	255	20	7	7	12	987
1962	411	24	191	81	77	...	250	20	5	3	45	1 107
1963	323	41	291	94	107	-	246	17	10	12	12	1 153
1964	323	47	252	77	137	35	252	6	-	2	2	1 133
1965	279	73	282	69	79	...	292	21	2	8	27	1 132
1966	276	27	232	68	48	...	310	5	3	8	35	1 012

Fuente: World Oil, 15 de agosto de cada año.

Cuadro 50

AMERICA LATINA: ACTIVIDAD GEOFISICA POR TIPOS

(Cuadrillas-meses)

	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966
Sísmico	1 095	896	790	877	858	849	838	782
Gravedad	383	260	187	206	238	223	250	174
Magnético	-	24	10	8	33	36	13	12
Otros	-	-	-	16	24	25	31	44
<u>Total</u>	<u>1 478</u>	<u>1 181</u>	<u>987</u>	<u>1 107</u>	<u>1 153</u>	<u>1 133</u>	<u>1 132</u>	<u>1 012</u>

Fuente: World Oil, 15 de agosto de cada año.

/Cuadro 51

Cuadro 51

AMERICA LATINA: POZOS EXPLORATORIOS COMPLETADOS
 1958-1963, 1966 y 1967

	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1966	1967
Argentina	33	...	121	86	130	111	...	105
Bolivia	9	12	18	14	13	13	16	17
Brasil	56	92	95	76	70	76	91	109
Colombia	32	37	36	39	20	54	15	14
Chile	20	19	11	14	19	14	21	10
Ecuador	3	6	8	4	-	1	32	21
México	76	81	103	106	84	60	129	127
Perú	14	3	21	26	25	25	22	32
Venezuela	168	103	62	77	69	54	37	8
<u>América Latina</u>	<u>411</u>	<u>353</u>	<u>475</u>	<u>440</u>	<u>430</u>	<u>408</u>	<u>363</u>	<u>443</u>

Fuente: World Oil.

/En cuanto

En cuanto al total de pozos perforados por año, incluyendo los de explotación (véase el cuadro 52), se ha disminuido en 75.8 por ciento en la década hacia 1966. Pero nuevamente se nota el descenso muy marcado que registra Venezuela al rebajar su perforación total en 66 por ciento. En Colombia también se produce una reducción notable, cerca de 50 por ciento. En Argentina, se observa un aumento sustancial entre 1957 y 1962, para luego bajar marcadamente en los años siguientes hasta 1964, mostrando señales de recuperación en 1965 y 1966. Lo mismo sucede en el caso de México y Chile, que después de mantenerse un nivel de tendencia creciente hasta 1964, experimentan bajas en los últimos años.

Un pronóstico medianamente acertado de las perspectivas futuras a mediano y largo plazo en materia de reservas, y por lo tanto, sobre las bases indispensables para el planeamiento de la futura explotación exige un conocimiento adecuado de una serie de factores y elementos de los que se carece en el momento. Sin embargo, no parece demasiado arriesgado suponer que, a excepción de Venezuela que presenta las características especiales indicadas más arriba, el coeficiente reservas/producción podrá mantenerse o mejorar en la mayoría de los países, si se disponen de los recursos financieros que permitan un nivel adecuado de exploración.

2. La energía eléctrica

a) Tendencias en el consumo de energía eléctrica

i) Crecimiento de la generación de energía eléctrica. En el decenio que terminó en 1967 hubo un aumento continuo, aunque no uniforme, de la generación y consumo de energía eléctrica en América Latina. El incremento medio acumulativo anual de la capacidad instalada de generación, fue aproximadamente de 8.0 por ciento anual, y el de la generación misma, de 7.9 por ciento anual, mientras el producto bruto crecía al 4.5 por ciento aproximadamente. Sin embargo, estas cifras encubren tasas diferentes de crecimiento entre los países, así como variaciones considerables entre un año y otro. El incremento de la generación de energía eléctrica en América Latina en su conjunto entre 1958 y 1959 fue de 10 por ciento, en tanto que en los años siguientes osciló entre 7 y 8 por ciento.

Quadro 52

AMERICA LATINA: POZOS PERFORADOS POR AÑO

Año	Ar- gen- ti- na	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Cuba	Ecuador	México	Perú	Tri- ni- dad y Tobago	Vene- zuela	Total
1955	284	21	73	58	117	95	212	330	219	213	1 163	2 785
1956	310	25	45	63	138	104	151	402	199	262	1 449	3 148
1957	338	37	90	68	156	89	68	389	151	314	1 721	3 421
1958	392	36	140	74	174	61	40	379	138	295	1 184	2 913
1959	574	30	229	90	219	1	31	440	65	278	692	2 649
1960	1 167	43	233	56	173	3	72	762	150	312	444	3 415
1961	1 639	39	241	85	110	22	83	726	156	288	477	3 866
1962	1 289	48	177	111	94	20	223	639	143	280	536	3 360
1963	803	38	198	95	90	20	33	554	148	236	498	2 713
1964	506	31	233	99	78	15	52	631	137	190	621	2 593
1965	555	28	225	47	77	15	49	361	160	214	694	2 425
1966	712	52	331	39	52	...	43	297	158	268	394	2 346

Fuente: World Oil. Los datos son de fuentes oficiales para Chile, Ecuador, México, Trinidad y Venezuela.

/La escasez

La escasez de capacidad generadora y de distribución experimentada por algunos de los grandes sistemas eléctricos a comienzos del decenio se ha aliviado en parte; pero todavía existen muchos centros poblados donde se suministra la energía sólo durante algunas horas al día, y otros que ven restringido el crecimiento del consumo por falta de una capacidad adecuada de generación, transmisión o distribución.

Si se consideran algunos países por separado, se observa que en el período considerado la generación de energía eléctrica creció por término medio 16.8 por ciento en Surinam; 14.1 por ciento en Guyana; 12.7 por ciento en Honduras y 12.2 por ciento en Trinidad y Tobago, en tanto que en el Ecuador, Paraguay, Perú, Venezuela, El Salvador, Nicaragua, Panamá y la República Dominicana creció entre 10 y 12 por ciento. El resto de los países mostraron un crecimiento más bajo, ocupando el extremo inferior Haití, con un crecimiento anual de sólo 2.8 por ciento. (Véanse los cuadros 53 y 54.)

Los cuatro países que mostraron un crecimiento de más de 12 por ciento anual en su generación de energía eléctrica sólo representaban en 1967 poco más de 1.7 por ciento de la capacidad instalada y de la generación de América Latina. De otro lado, Argentina, Brasil y México, países que en conjunto abarcan el 60 por ciento de la población de la región tenían el 71 por ciento de la capacidad instalada y el 63.5 por ciento de la generación. Por lo tanto, lo que acontece en estos tres países, influye poderosamente en las tendencias regionales. Durante el período, el incremento medio anual de la generación en estos tres últimos países fue de 6.4, 6.6 y 9.8 por ciento, respectivamente, frente a 7.8 por ciento del total de América Latina, y su capacidad instalada de generación se elevó por término medio en 7.3, 8.0 y 9.5 por ciento, respectivamente, frente a un promedio regional de 8.0 por ciento.

Cuadro 53

AMERICA LATINA: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA EN EL DECENTIO 1958-1967 (MW)

	1958									1967									Incre- mento del total (1958-67), porcen- taje	Capacidad ins- talada por ha- bitante (vatios)	
	S. P.			A			Total			S. P.			A			Total				1958	1967
	H	T	Total	H	T	Total	H	T	Total	H	T	Total	H	T	Total	H	T	Total			
Argentina	260	1 919	2 179	23	746	769	283	2 665	2 948	409	3 462	3 870	(20)	(1 660)	(1 680)	(429)	(5 121)	(5 550)	88	148	240
Bolivia	70	11	81	22	40	62	92	51	143	121	19	140	23	54	77	144	73	217	52	40	50
Brasil	3 021	604	3 626	202	165	367	3 224	769	3 993	(5 440)	(1 260)	6 700	430	870	1 300	5 870	2 130	8 000	100	60	93
Chile	411	123	534	111	369	480	521	492	1 014	598	293	891	112	489	602	710	782	1 493	47	137	162
Colombia	453	177	630	37	191	228	489	368	857	1 251	510	1 761	(84)	(295)	(379)	(1 315)	(805)	(2 120)	147	59	113
Ecuador	31	54	85	6	3	8	37	57	93	(80)	(110)	(190)	(3)	(37)	(40)	(83)	(147)	(230)	147	23	49
Paraguay	-	28	28	-	(17)	(17)	-	(45)	(45)	1	43	44	-	23	23	1	66	67	49	27	32
Perú	213	78	291	188	174	362	401	252	653	574	239	813	86	682	768	660	921	1 581	142	69	128
Uruguay	128	203	331	-	-	-	128	203	331	236	224	460	-	-	-	296	224	460	39	136	170
Venezuela	35	621	656	-	372	372	35	993	1 028	380	1 350	1 730	-	560	560	380	1 910	2 290	123	151	245
Costa Rica	73	25	98	(8)	(4)	12	(81)	(29)	110	167	44	211	8	13	20	175	57	231	110	99	146
Cuba	-	469	469	-	385	385	-	854	854	(-)	(666)	(666)	-	444	444	-	1 100	1 100	29	131	140
El Salvador	56	9	65	-	9	9	56	18	74	109	46	155	0	17	17	109	63	172	132	32	55
Guatemala	25	19	44	(-)	(13)	13	(25)	(32)	57	41	78	119	4	17	21	45	95	140	146	16	30
Haití	-	12	12	-	(15)	(15)	-	(27)	(27)	-	(20)	(20)	-	(25)	(25)	-	45	45	67	7	9
Honduras	3	12	15	-	14	14	3	26	30	32	28	60	1	19	20	33	47	80	167	16	32
México	1 111	980	2 091	48	422	469	1 159	1 402	2 560	2 520	2 384	4 884	120	797	917	2 640	3 161	5 801	127	76	127
Nicaragua	1	50	51	(-)	28	28	(1)	(78)	79	51	66	116	5	38	43	56	104	160	110	57	85
Panamá (Incl. Zona del Canal)	7	42	49	34	50	84	41	92	133	15	107	122	48	90	138	63	197	260	156	138	205
República Dominicana	-	87	87	(-)	(30)	(30)	(-)	(117)	(117)	15	123	139	-	(50)	(50)	15	173	188	61	41	49
Guyana	-	15	15	(-)	(10)	(10)	(-)	(25)	(25)	-	40	40	-	(60)	(60)	-	(100)	(100)	260	46	144
Jamaica	(13)	(52)	(65)	-	75	75	(13)	127	(140)	22	93	115	-	90	90	22	183	205	46	90	116
Surinam	-	11	11	-	(20)	(20)	(-)	(31)	(31)	(-)	(40)	(40)	(20)	(40)	(60)	(20)	(80)	(100)	220	107	266
Trinidad y Tobago	-	61	61	-	48	48	-	109	109	-	203	203	-	50	50	-	253	253	132	136	245
América Latina	5 911	5 662	11 574	679	3 199	3 877	6 589	8 862	15 451	12 062	11 428	23 489	984	6 420	7 384	13 006	17 837	30 843	996	78	121

Fuente: CEPAL a base de informaciones oficiales.

Cuadro 54

AMERICA LATINA: EVOLUCION DE LA GENERACION DE ELECTRICIDAD EN EL DECENTIO 1958-67

País	1958 (Gwh)									Parti- cipa- cion del servi- cio pú- blico en el total (por- cen- taje)	1967 (Gwh)									Parti- cipa- cion del servi- cio pú- blico en el total (por- cen- taje)	Tasa de creci- miento anual 1958-67 (por- cen- taje)
	Servicios públicos			Autogeneración			Total				Servicios públicos			Autogeneración			Total				
	H.	T.	Total	H.	T.	Total	H.	T.	Total		H.	T.	Total	H.	T.	Total	H.	T.	Total		
Argentina	665	6 710	7 374	-	2 044	2 044	665	8 754	9 418	78.4	1 188	11 191	12 379	72	4 057	4 129	1 260	15 248	16 508	75.0	6.4
Bolivia	238	12	250	104	46	150	342	58	400	62.5	419	26	444	91	52	143	510	77	587	75.6	4.4
Brasil	16 490	1 808	18 298	995	473	1 468	17 485	2 281	19 766	92.5	27 500	3 500	31 000	2 100	2 200	4 300	29 600	5 700	35 300	87.8	6.6
Chile	1 897	157	2 054	764	1 328	2 092	2 661	1 485	4 146	49.6	3 700	610	4 310	780	2 010	2 790	4 480	2 620	7 100	60.6	6.3
Colombia	1 930	520	2 450	100	500	600	2 030	1 024	3 050	80.4	3 880	2 700	5 580	800	920	1 120	4 080	2 620	6 700	83.3	9.2
Ecuador	(130)	(124)	254	24	37	61	154	161	315	80.7	330	320	650	30	80	110	360	400	760	85.5	10.3
Paraguay	-	67	67	-	15	15	-	82	82	81.6	0	150	150	-	45	45	-	195	195	76.9	10.1
Perú	798	76	874	769	349	1 118	1 567	425	1 992	43.8	2 225	135	2 360	1 140	1 310	2 450	3 365	1 445	4 810	49.2	10.3
Uruguay	760	476	1 236	-	-	-	760	476	1 236	100.0	1 222	641	1 863	-	-	-	1 222	641	1 863	100.0	4.6
Venezuela	138	2 112	2 250	-	(1 541)	(1 541)	138	(3 653)	(3 791)	59.4	1 200	5 500	6 700	100	2 400	2 500	1 300	7 900	9 200	72.8	10.3
Costa Rica	274	64	337	(17)	(11)	28	(291)	(74)	365	92.4	675	28	703	18	32	50	693	60	753	93.4	8.4
Cuba	-	1 867	1 867	-	721	721	-	2 588	2 588	72.1	-	3 500	3 500	-	750	750	-	4 250	4 250	82.3	5.7
El Salvador	203	2	206	-	7	7	203	9	213	96.7	440	55	495	-	20	20	440	75	515	96.1	10.3
Guatemala	106	72	178	-	42	42	106	114	219	80.9	130	350	480	10	45	55	140	395	535	89.7	10.4
Haití	-	47	47	-	(43)	(43)	-	(90)	(90)	52.3	-	75	75	-	40	40	-	115	115	65.2	2.8
Honduras	11	28	39	-	41	41	11	69	80	48.7	147	47	194	3	36	39	150	83	233	83.2	12.7
México	4 156	3 250	7 406	140	1 511	1 651	4 296	4 761	9 057	81.9	10 440	6 989	17 429	766	2 731	3 497	11 206	9 720	20 926	83.3	9.8
Nicaragua	3	66	69	(37)	(44)	81	(40)	(110)	150	46.0	200	100	300	5	95	100	205	195	400	75.0	11.5
Panamá (incluye Zona del Canal) a/	14	158	172	232	38	270	246	196	442	39.0	40	440	480	332	370	702	372	810	1 182	40.5	11.5
República Dominicana	-	225	225	-	59	59	-	284	284	79.3	60	530	590	-	130	130	60	660	720	81.8	10.9
Guyana	-	44	44	-	26	26	-	70	70	62.8	-	95	95	-	135	135	-	230	230	41.2	14.1
Jamaica	85	123	208	-	(220)	(220)	85	343	(428)	48.6	150	450	600	-	350	350	150	800	950	63.2	9.3
Surinam	-	30	30	-	36	36	-	66	66	45.5	0	87	87	110	70	180	110	157	267	32.5	16.8
Trinidad y Tobago	-	187	187	-	197	197	-	384	384	48.6	0	770	770	-	310	310	-	1 080	1 080	71.3	12.2
América Latina	27 898	18 225	46 122	3 182	9 328	12 511	31 080	27 553	58 632	78.7	53 946	37 289	91 234	5 757	18 187	23 945	59 703	55 476	115 179	79.2	7.9

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

Nota: Cifras redondeadas.

a/ La Zona del Canal se incluyó en autogeneración.

ii) Generación de electricidad por unidad de producto interno y por habitante. La tasa de electrificación de la economía, que se define aquí como la diferencia entre las tasas de crecimiento de la generación de energía eléctrica y del producto interno bruto, fue de 3.3 por ciento en el período 1958-67, contra 4.3 por ciento en la década de los años cincuenta y 4.2 por ciento entre 1959 y 1963. La energía eléctrica generada por unidad de producto creció sostenidamente desde 0.73 kWh por dólar en 1957 a 1.04 kWh en 1967. (Véase el cuadro 55.) El uso más intensivo de energía eléctrica por unidad de producto se debe, como se ha dicho, a diversos factores: la tasa de industrialización, el ritmo de las innovaciones tecnológicas que mejoran la productividad y aceleran el proceso de urbanización, una mejor distribución del ingreso, etc.

En tanto que el crecimiento económico de los países latinoamericanos fluctuaba marcadamente entre un año y otro, alternando avances y recesos, la generación de electricidad crecía en general de manera sostenida.

Cuadro 55

AMERICA LATINA: PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA Y PRODUCCION
TOTAL DE BIENES Y SERVICIOS a/ EN ALGUNOS AÑOS

Año	Energía eléctrica generada (tWh o 10 ⁹ kWh)	Producto interno bruto (10 ⁹ dólares a precios de 1960)	Energía eléctrica generada por unidad de producto (kWh por dólar)
1950	27.0	49.2	0.55
1957	51.0	69.6	0.73
1958	56.8	72.7	0.78
1960	66.3	79.1	0.84
1962	77.8	86.0	0.90
1964	93.9	93.3	1.00
1967	112.2	107.6	1.04

Fuente: CEPAL, Estudio Económico de América Latina (números de 1963 y 1967).

a/ Excluidos Guyana, Jamaica, Surinam, Trinidad y Tobago.

/Por otra

Por otra parte la generación de energía eléctrica por habitante en América Latina se elevó de 295 a 451 kWh entre 1958 y 1967, lo que indica un crecimiento medio de 5.0 por ciento anual, con tendencia a debilitarse en los últimos años, contra un promedio mundial de 671 a 1 130 kWh, respectivamente, siendo la tasa de crecimiento de 5.9 por ciento anual. El crecimiento más lento en América Latina se explica por el incremento relativamente menor del producto interno bruto en este período. (Véase el cuadro 56.)

Tanto la generación por habitante como su crecimiento anual presenta grandes disparidades en los distintos países. Chile tuvo la generación por habitante más alta hasta 1960, año en que fue desplazado de esa posición por Venezuela. En 1967, Surinam y Trinidad y Tobago generaron 1 176 kWh y 1 048 kWh por habitante, sobrepasando así los 948 kWh de Venezuela. Todos estos países tienen una elevada producción de servicio privado, ligada a sus principales actividades de exportación, como bauxita, cobre, salitre y petróleo. Otros ocho países igualaron o excedieron el promedio regional de 451 kWh por año: Panamá (930 kWh), Chile (796 kWh), Argentina (717 kWh), Uruguay (688 kWh), Cuba (543 kWh), Jamaica (538 kWh), Costa Rica (476 kWh) y México (458 kWh).

Conviene recordar aquí lo dicho anteriormente sobre las correlaciones entre producto bruto y consumo eléctrico para los años 1955-57 y 1965-67. (Véase el punto A-2. El consumo de energía y el desarrollo económico y social.)

iii) Consumo por sectores. La diferencia entre "generación" y "consumo" que registran las estadísticas incluye, además de las pérdidas propias de toda transmisión eléctrica y del consumo de las mismas centrales en el proceso de generación, una cantidad no determinada de energía que se incorpora sin registro a la actividad económica como bien final o como factor de producción, porque no todo el suministro eléctrico entregado por las redes de servicio público se mide adecuadamente.

En algunas poblaciones pequeñas existen aún tarifas fijas mensuales para cada abonado con limitación de la demanda máxima pero sin medición de la energía consumida, y no son raros los consumos indebidos a través de empalmes ilegales o alteraciones de medidores. En sistemas eléctricos adecuadamente establecidos, estos consumos "no controlados" representan normalmente porcentajes pequeños de la generación total, pero en sistemas de distribución anticuados pueden alcanzar valores apreciables.

Cuadro 56

AMERICA LATINA: GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA POR HABITANTE, 1958 Y 1967

País	Generación por habitante		Crecimiento medio de la generación por habitante en porcentaje anual
	1958	1967	
Argentina	471	717	4.8
Bolivia	113	135	2.0
Brasil	299	410	3.5
Chile	559	769	3.6
Colombia	209	356	6.0
Ecuador	78	142	6.9
Paraguay	49	92	7.3
Perú	210	388	7.0
Uruguay	509	688	3.4
Venezuela	555	984	6.5
Costa Rica	328	476	4.2
Cuba	397	543	3.5
El Salvador	91	166	6.9
Guatemala	62	116	7.2
Haití	23	24	0.5
Honduras	44	94	8.7
México	268	458	6.1
Nicaragua	109	213	7.7
Panamá (incluyendo Zona del Canal)	459	930	8.1
Replública Dominicana	100	187	7.2
Guyana	130	332	11.0
Jamaica	274	538	7.7
Surinam	227	1 176	20.0
Trinidad y Tobago	481	1 048	9.0
<u>América Latina</u>	<u>295</u>	<u>451</u>	<u>5.0</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

/Promedios muy

Promedios muy generales para diversos sistemas, indican que el consumo interno de las centrales generadoras alcanza hasta un 5 por ciento de la producción, según el tamaño de ellas y el tipo de instalación que predomina hidráulica o térmica.

Del mismo modo las pérdidas inherentes a la transmisión y distribución conjuntas de la electricidad varían generalmente entre 6 y 15 por ciento; los valores menores corresponden a sistemas sin líneas de transmisión (o con longitudes muy cortas) y redes de distribución en muy buenas condiciones, y los mayores a los sistemas alimentados por largas líneas de transmisión y redes de distribución en condiciones relativamente deficientes. A comienzos de esta década, el porcentaje medio fue de 10.0 en Europa y de 8.2 en los Estados Unidos.

Con respecto a América Latina, el cuadro 57 muestra el consumo del sector minero e industrial, y de los sectores residencial y comercial, así como las pérdidas y "otros usos", en 1958 y 1966. Para dar una idea apropiada del crecimiento del consumo industrial, se ha considerado también la autogeneración o autoproducción después de deducir el 5 por ciento correspondiente a los consumos de las propias centrales, y a las pérdidas propiamente dichas en los transformadores y en la red de distribución. De los 106 115 GWh generados en total en 1966 en toda la región, 15 969 GWh se consideraron pérdidas, incluyendo en ellas el consumo propio de las centrales y los consumos no controlados. Esto equivale a 15.1 por ciento de la generación, (cuadro 58) frente a 13.8 por ciento en 1958. Este aumento se debe en general a extensiones inadecuadas y ampliaciones insuficientes en los sistemas de transmisión y distribución. Los países que han acrecentado su capacidad de generación sin reforzar sus servicios de transmisión y distribución tienden a mostrar un incremento relativo de las pérdidas. Entre 1958 y 1966, la proporción de pérdidas en relación con la producción aumentó en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Ecuador, Uruguay, Venezuela, Cuba, México, Nicaragua y Trinidad y Tobago.

El análisis del consumo eléctrico de los distintos sectores que conforman la actividad económica no sólo permite comprender mejor las diferencias del consumo total por unidad de producto bruto en cada país, como consecuencia de estructuras económicas distintas, sino que además proporciona antecedentes adecuados para proyectar las necesidades eléctricas futuras, conforme a planes o hipótesis de desarrollo general.

Cuadro 57

AMERICA LATINA: DISTRIBUCION DEL CONSUMO TOTAL (INCLUYENDO AUTO-PRODUCTORES) Y TASA DE CRECIMIENTO
(GWh y porcentaje)

País	1958				1966				Tasas de crecimiento 1958-66 (Porcentaje)			
	Comercial y doméstico	Industria	Otros	Pérdidas a/	Comercial y doméstico	Industria	Otros	Pérdidas a/	Comercial y doméstico	Industria	Otros	Pérdidas a/
Argentina	2 839	4 548	540	1 491	4 847	6 964	1 459	2 548	6.9	5.4	13.2	6.9
Bolivia	108	243	4	45	155	319	54	92	4.6	3.5	30.0	9.3
Brasil	6 900	6 494	3 320	3 062	8 888	14 543	3 412	5 357	3.2	10.6	0.4	7.3
Chile	586	2 783	420	357	1 012	4 204	645	801	7.1	5.3	5.5	10.6
Colombia b/	1 063	1 037	260	480	2 503	2 347	571	886	10.0	9.5	9.2	7.1
Ecuador	121	111	41	42	228	294	80	98	8.2	12.9	9.1	11.2
Paraguay	30	30	4	18	58	60	29	23	8.6	9.1	28.0	3.1
Perú	331	1 424	41	196	841	2 886	115	343	12.4	9.2	13.8	7.3
Uruguay	496	462	60	218	792	570	55	424	6.0	2.7	-1.1	8.7
Venezuela	1 175	2 254	e/	362	1 631	4 764	1 081	1 294	11.0d/	9.8		17.3
Costa Rica	241	51	12	61	352	158	93	94	4.9	15.1	29.0	5.6
Cuba	1 038	1 179	156	215	1 410	1 654	320	616	3.9	4.3	9.4	14.0
El Salvador	72	64	35	42	82	204	120	78	1.6	15.6	16.6	8.0
Guatemala	86	88	15	32	127	209	103	53	5.0	11.4	27.0	6.5
Haití
Honduras	17	44	4	15	34	111	37	22	9.0	12.3	32.0	4.9
México	1 884	4 355	1 628	1 190	4 590	7 627	3 957	2 850	11.7	7.3	11.7	11.6
Nicaragua	32	94	7	17	70	162	70	56	10.3	7.1	34.0	16.1
Panamá	91	281	16	54	126	646	185	91	4.2	10.9	1.8	6.7
República Dominicana	91	131	36	26	263	275	53	58	14.2	9.7	5.0	10.6
Guyana
Jamaica	80	251	52	45	279	434	84	83	16.9	7.1	6.2	8.0
Surinam
Trinidad y Tobago	58	272	21	33	175	722	7	102	14.8	13.0	-12.8	15.2
América Latina	17 339	26 196	6 662	8 001	28 463	49 153	12 530	15 969	6.4	8.2	8.2	9.0

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

a/ Se incluyen en estos valores el consumo propio de las centrales generadoras que llegan hasta un 5 por ciento en las térmicas y hasta un 3 por ciento en las hidráulicas.

b/ 1957 y 1966.

c/ Incluido en comercial y doméstico.

d/ Comercial y doméstico y otros.

Cuadro 58

AMERICA LATINA: DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL CONSUMO TOTAL (INCLUYENDO AUTO-PRODUCTORES)

País	1958					1966				
	Comercial y doméstico	Industria	Otros	Pérdidas a/	Total	Comercial y doméstico	Industria	Otros	Pérdidas a/	Total
Argentina	30.2	48.3	5.7	15.8	100.0	30.6	41.0	9.2	16.2	100.0
Bolivia	27.0	60.7	1.0	11.3	100.0	25.0	51.5	8.7	14.8	100.0
Brasil	34.9	32.9	16.7	15.5	100.0	27.6	45.2	10.6	16.6	100.0
Chile	14.1	67.1	10.1	8.7	100.0	15.2	63.1	9.7	12.0	100.0
Colombia b/	37.4	36.5	9.2	16.9	100.0	39.7	37.2	9.1	14.0	100.0
Ecuador	38.4	35.2	13.0	13.4	100.0	32.6	42.0	11.4	14.0	100.0
Paraguay	36.6	36.6	4.9	21.9	100.0	34.1	35.3	17.1	13.5	100.0
Perú	16.6	71.5	2.1	9.8	100.0	20.1	69.0	2.7	8.2	100.0
Uruguay	43.1	37.4	4.9	17.6	100.0	45.0	33.0	3.0	19.0	100.0
Venezuela	31.0	59.4	0/	9.6	100.0	18.6	54.3	12.3	14.8	100.0
Costa Rica	66.0	14.0	3.3	16.7	100.0	50.5	22.7	13.3	13.5	100.0
Cuba	40.1	45.6	6.0	8.3	100.0	35.2	41.4	8.0	15.4	100.0
El Salvador	33.8	30.0	16.4	19.8	100.0	16.9	42.1	24.8	16.2	100.0
Guatemala	38.9	39.8	6.8	14.5	100.0	25.8	42.5	20.9	10.8	100.0
Haití
Honduras	21.3	55.0	5.0	18.7	100.0	16.7	54.4	18.1	10.8	100.0
México	20.8	48.1	18.0	13.1	100.0	24.1	40.1	20.8	15.0	100.0
Nicaragua	21.3	62.7	4.7	11.3	100.0	19.6	45.3	19.6	15.5	100.0
Panamá	20.6	63.6	3.6	12.2	100.0	12.0	61.6	17.7	8.7	100.0
República Dominicana	32.0	46.1	12.7	9.2	100.0	40.5	42.4	8.2	8.9	100.0
Guyana
Jamaica	18.7	58.6	12.1	10.6	100.0	31.7	49.3	9.5	9.5	100.0
Surinam
Trinidad y Tobago	15.1	70.8	5.5	8.6	100.0	17.4	71.8	6.7	10.1	100.0
<u>América Latina</u>	<u>29.8</u>	<u>45.0</u>	<u>11.4</u>	<u>13.8</u>	<u>100.0</u>	<u>26.8</u>	<u>46.3</u>	<u>11.8</u>	<u>15.1</u>	<u>100.0</u>

Fuente: CEPAL a base de informaciones oficiales.

a/ Se incluyen en estos valores el consumo propio de las centrales generadoras que llegan hasta un 5 por ciento en las térmicas y hasta un 3 por ciento en las hidráulicas.

b/ 1957 y 1966.

c/ Incluido en comercial y doméstico.

/Lamentablemente, la

Lamentablemente, la escasez de estadísticas básicas o la poca uniformidad de las existentes no permite realizar un examen con el detalle que la importancia del caso reclama. En efecto, hay discrepancias en la clasificación de los consumos (doméstico, comercial, industrial, alumbrado público, transportes, etc.) entre los distintos países.

Por esto los cuadros 57 y 58 abarcan el consumo industrial y no industrial, este último subdividido en consumo doméstico, incluido el comercial,^{3/} y "otros". El aumento del consumo industrial es un índice del incremento de la producción y de la productividad en la industria, en tanto que el consumo en los sectores doméstico y comercial refleja el mejoramiento de los niveles de vida y del bienestar material de la población.

En 1958-66, el consumo doméstico y comercial de América Latina se elevó en 6.4 por ciento anual como promedio, y el industrial en 8.2 por ciento anual. Salvo en el Brasil, Ecuador, Paraguay y los países centroamericanos, a excepción de Nicaragua, el promedio del consumo industrial ha crecido menos que el del consumo doméstico y comercial, lo que indicaría en general que el incremento del bienestar ha avanzado más rápidamente que el de la producción, aunque también esa desproporción, refleja en parte, distorsiones del consumo por falta de una política de la energía, integral y coherente en muchos países.

El crecimiento del consumo doméstico y comercial se debe principalmente al aumento del número de consumidores por la extensión de los sistemas, al mayor uso de artefactos eléctricos en el hogar y a la ampliación y modernización del comercio y de los servicios de acuerdo a la tendencia urbanista actual. Otro factor que ha distorsionado mucho el uso de la electricidad en diferentes sectores es la estructura inadecuada de las tarifas eléctricas en sí, y del nivel de ellas en relación a los precios de los derivados del petróleo y carbón, que ha estimulado el uso de la electricidad para cocinar, calentar agua y calefaccionar casas. En algunos países esto ha llevado a restringir el consumo industrial por insuficiencia de capacidad generadora, y a fijar precios excesivos para el consumidor industrial, con el fin de mantener el nivel medio de las tarifas.

^{3/} Las estadísticas en varios países no hacen distinción entre consumo doméstico y comercial.

El consumo industrial ha crecido con tasa más alta que el promedio regional en Brasil, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Venezuela, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Panamá, la República Dominicana, Jamaica y Trinidad y Tobago. El consumo doméstico se ha elevado marcadamente en Colombia, Perú, Venezuela, la República Dominicana y Trinidad y Tobago. El aumento medio anual del consumo doméstico y comercial en México y Nicaragua ha sido de 11.7 y 10.3 por ciento anual, respectivamente, y el del consumo industrial, de 7.3 y 7.1 por ciento. En Colombia, Uruguay y Costa Rica el consumo doméstico absorbió en 1967 un porcentaje mayor que el del consumo en el sector industrial.

b) Tendencias en la producción

i) Servicios de utilidad pública y autoproducción. Aunque los servicios de utilidad pública participan aproximadamente con el 80 por ciento de la producción de energía eléctrica en la región, los autoprodutores, es decir, los establecimientos industriales que generan electricidad exclusiva o parcialmente para su propio consumo, tienen en muchos países un papel importante en el sector. Esa autoproducción de energía puede justificarse en algunos casos desde el punto de vista económico (lejanía de los centros de generación de los de consumo, necesidad de vapor para los procesos industriales o disponibilidad de combustible como subproducto de la industria), pero aparte de ellos el funcionamiento de centrales pequeñas causa subutilización de la capacidad instalada y costos más altos en la generación de energía. A menudo las industrias instalan su propia central generadora por falta de un servicio público seguro y satisfactorio. En 1967, aproximadamente el 46 por ciento del consumo industrial de la región fue abastecido por autoprodutores.

En 1958, los autoprodutores poseían 25.2 por ciento del total de la capacidad instalada de generación eléctrica de América Latina, y 21.3 por ciento de la generación misma (véanse de nuevo los cuadros 54 y 55); en 1967, las cifras correspondientes fueron de 24.0 y 20.8 por ciento, respectivamente, de modo que la participación de los autoprodutores ha disminuido sólo muy levemente en el último decenio. En 1967, aproximadamente 59 por ciento de la electricidad generada en Guyana provino de autoprodutores; en Perú el 51 por ciento, en Surinam el 67 por ciento, en Panamá el 59 por ciento y en Chile el 39 por ciento. Esta generación está vinculada a actividades mineras

/(bauxita, cobre

(bauxita, cobre y petróleo) y a las operaciones del Canal de Panamá. Sólo en el Uruguay la autogeneración de energía es insignificante; le siguen en escala ascendente Costa Rica, con 6.6 por ciento, y Brasil, con 12.2 por ciento.

ii) Utilización de la capacidad de generación. Los factores de utilización de las centrales hidroeléctricas y térmicas en los servicios públicos en América Latina fueron en 1967 de 4 470 y 3 260 kWh/kW, respectivamente. El factor de utilización de la capacidad instalada de los servicios públicos, en promedio para toda América Latina, fue en 1967 de 3 884 kWh/kW (similar al registrado en 1958) correspondiendo a las centrales hidroeléctricas 4 470 kWh/kW y a las térmicas 3 260. (Véase el cuadro 59.) Por países los valores fluctuaron entre 2 175 en Surinam y 5 217 kWh/kW en Jamaica. En líneas generales, este factor es más bajo en los países que disponen de una capacidad de reserva alta o que tienen centrales aisladas, o cuya capacidad adicional no se ha aprovechado plenamente durante el año. En algunos sistemas el factor de utilización es bajo porque predomina el consumo doméstico (luz y cocinas) durante algunas pocas horas del día, siendo relativamente baja la carga industrial.

En los sistemas interconectados satisfactorios pueden lograrse factores de utilización de 4 000 a 5 000 kWh/kW. Muchos países de América Latina (entre ellos Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Costa Rica, El Salvador, Honduras, México y Nicaragua) registran factores de utilización que están por debajo del promedio regional.

Esta situación no varía apreciablemente al considerar la producción de los autogeneradores. Teniendo en cuenta que una mayor generación de las centrales existentes significaría más utilidades para las empresas y un mejor aprovechamiento de la capacidad, los servicios de utilidad pública deberían adoptar medidas sistemáticas tendientes a mejorar los factores de utilización.

En 1967 casi el 87.5 por ciento de la capacidad instalada de auto-producción era térmica, y produjo en promedio 2 830 kWh/kW, el saldo, hidro-eléctrica, alcanzó a 5 920 kWh/kW.

Cuadro 59

AMERICA LATINA: UTILIZACION DE LA CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA

(Horas del año)

País	Servicio público		Total	
	1958	1967	1958	1967
Argentina	3 384	3 199	3 194	2 974
Bolivia	3 036	3 171	2 797	2 705
Brasil	5 046	4 627	4 950	4 413
Chile	3 846	4 837	4 089	4 756
Colombia	3 889	3 168	3 559	3 160
Ecuador	2 988	3 421	3 387	3 304
Paraguay	2 393	3 409	1 822	2 910
Perú	3 003	2 903	3 050	3 042
Uruguay	3 734	4 050	3 734	4 050
Venezuela	3 430	3 873	3 688	4 017
Costa Rica	3 439	3 332	3 318	3 260
Cuba	3 980	5 255	3 030	3 863
El Salvador	3 169	3 194	2 878	2 994
Guatemala	4 045	4 033	3 842	3 821
Haití	3 917	3 750	(3 333)	(2 556)
Honduras	2 600	3 233	2 667	2 913
México	3 542	3 569	3 538	3 607
Nicaragua	1 353	2 586	1 898	2 500
Panamá (incluida Zona del Canal) a/	3 510	3 934	3 323	4 546
República Dominicana	2 586	4 245	2 427	3 830
Guyana	2 933	2 375	2 800	2 300
Jamaica	(3 200)	5 217	3 057	4 634
Surinam	2 727	2 175	2 129	2 670
Trinidad y Tobago	3 066	3 793	3 523	4 269
<u>América Latina</u>	<u>3 917</u>	<u>3 884</u>	<u>3 795</u>	<u>3 734</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

a/ La Zona del Canal se incluyó en autoproducción.

iii) Fuentes primarias de energía para generar electricidad. En América Latina, las principales fuentes de producción de electricidad han sido hasta ahora el petróleo y el agua, aunque en algunas regiones también se han usado el carbón, el gas natural y la leña. La central de Pathé, creada en 1950 con una capacidad instalada de 3.500 kW y ubicada en el estado de Hidalgo (México), es hoy la única central de la región que funciona con energía geotérmica. Últimamente la Argentina ha contratado la construcción de la primera central de energía atómica (315 MW) que funcionará en América Latina, y que estará ubicada en Atucha, aproximadamente a 75 km de Buenos Aires. Esta central operará con uranio natural y agua pesada; se espera que entre a funcionar en 1971. El uso del viento para generar electricidad ha sido insignificante en América Latina, como en otros lugares del mundo.

La energía maremotriz fue utilizada por primera vez en Francia, donde funciona desde 1967 una central de 240 MW ubicada en el Estuario del Rance; actualmente se estudian nuevas fuentes de energía como la de los esquistos bituminosos.

Cabe prever que en el futuro América Latina dependerá en general de fuentes convencionales de energía, aunque con el tiempo tal vez puedan utilizarse en algunas zonas la energía nuclear y la energía geotérmica.

El cuadro 60 muestra el porcentaje de hidrogenación con respecto a la generación total de los países de la región en 1958 y 1967. Se observa que en el conjunto de América Latina la hidroelectricidad representó aproximadamente 53 por ciento de la producción total en 1958, y 51.8 por ciento en 1967. En este último año Costa Rica (92.0), Bolivia (86.9), El Salvador (85.4), Brasil (83.9), Perú (70.0), Uruguay (65.6), Honduras (64.4), Chile (63.1), Colombia (60.9) y México (53.6) mostraron una participación de la hidroelectricidad mayor que el promedio regional. Una estimación de la CEPAL, realizada por métodos muy indirectos pero en forma homogénea para toda América Latina, indica que sólo como un 2 por ciento del potencial disponible se utilizaba en 1967 en toda la región. (Véase el cuadro 61.) El Uruguay, El Salvador y México eran los únicos países que habían utilizado sus recursos hidroeléctricos hasta un 12-13 por ciento.

Entre 1958 y 1967, el Brasil y México han instalado 2.6 y 1.5 millones de kW adicionales, lo que equivale a 41 y 23 por ciento, respectivamente, del total de la capacidad hidroeléctrica de 6.4 millones de kW instalada en ese período en la región.

Cuadro 60

AMERICA LATINA: PARTICIPACION DE LA GENERACION HIDROELECTRICA

(Porcentajes)

País	Servicio Público		Servicio Público más Privado	
	1958	1967	1958	1967
Argentina	9.0	9.6	7.1	7.6
Bolivia	95.2	94.4	85.5	86.9
Brasil	90.1	88.7	88.5	83.9
Chile	92.4	85.8	64.2	63.1
Colombia	78.8	69.5	66.5	60.9
Ecuador	51.2	50.8	48.9	47.4
Paraguay	0.0	0.0	0.0	0.0
Perú	91.3	94.3	78.7	70.0
Uruguay	61.5	65.6	61.5	65.6
Venezuela	6.1	1.8	3.6	1.4
Costa Rica	81.3	96.0	79.7	92.0
Cuba	0.0	0.0	0.0	0.0
El Salvador	98.5	88.9	95.3	85.4
Guatemala	59.6	27.1	48.4	26.2
Haití	0.0	0.0	0.0	0.0
Honduras	28.2	75.8	13.7	64.4
México	56.1	59.9	47.4	53.6
Nicaragua	4.4	66.7	26.7	51.3
Canal de Panamá (Zona del Canal) ^{a/}	8.1	8.3	55.7	31.5
República Dominicana	0.0	10.2	0.0	8.3
Guyana	0.0	0.0	0.0	0.0
Jamaica	40.9	25.0	19.9	15.8
Surinam	0.0	0.0	0.0	41.2
Trinidad y Tobago	0.0	0.0	0.0	0.0
<u>América Latina</u>	<u>60.5</u>	<u>59.1</u>	<u>53.0</u>	<u>51.8</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

a/ Zona del Canal incluyendo el servicio privado.

Cuadro 61

AMERICA LATINA: POSIBLE POTENCIAL HIDROELECTRICO ECONOMICO
Y SU UTILIZACION ACTUAL

País	Potencial económico basado en caudales medios - MW	Capacidad hidro-instalada en 1967 - MW	Porcentaje de utilización de potencial económico con 50 por ciento de factor de planta	Aumento en capacidad hidro-instalada durante 1958-1967 MW
Argentina	10 900	(429)	2.0	(146)
Bolivia	14 700	144	0.5	52
Brasil	102 700	5 870	2.9	2 646
Chile	22 500	710	1.6	189
Colombia	38 200	(1 315)	2.0	(826)
Costa Rica	2 100	175	4.2	94
Cuba	700	-	0.0	-
Ecuador	17 200	(83)	0.2	(46)
El Salvador	400	109	13.7	53
Guatemala	4 400	45	0.5	20
Guyana	4 700	-	0.0	-
Haití	400	-	0.0	-
Honduras	3 500	33	0.5	30
Jamaica	300	22	3.7	9
México	11 100	2 640	11.9	1 481
Nicaragua	2 200	56	1.3	55
Panamá (incluida la Zona del Canal)	2 400	63	1.3	22
Paraguay	5 400	1	a/	1
Perú	32 700	660	1.0	259
República Dominicana	800	15	0.9	15
Surinam	2 600	(20)	0.4	(20)
Trinidad y T bago	100	-	0.0	-
Uruguay	900	236	13.0	108
Venezuela	34 700	380	0.5	345
<u>América Latina</u>	<u>317 200</u>	<u>13 006</u>	<u>2.0</u>	<u>6 417</u>

Fuente: CEPAL, El potencial hidroeléctrico de América Latina. Boletín Económico de América Latina - Vol. XII, N° 1, Mayo 1967. Estimado a base de las recomendaciones del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica reunido en ciudad de México (1961).

a/ Equivalente a 0.01.

/c) Interconexión

c) Interconexión de sistemas. Trasmisión y distribución de la energía

En América Latina, como en otras partes del mundo, se manifiesta una clara tendencia a ampliar las transmisiones de energía y a interconectar las centrales y sistemas eléctricos por los beneficios que esto reporta. Entre las ventajas que pueden señalarse figuran las siguientes: posibilidad de instalar grandes centrales térmicas con las consiguientes economías de escala, mayor eficiencia en las operaciones, economías en la capacidad de reserva, reducción de la demanda total máxima por la diversificación de los consumidores y de los momentos de mayor consumo en las distintas regiones, economías derivadas del funcionamiento complementario de las centrales hidroeléctricas y térmicas, mayor confiabilidad en el servicio por apoyo recíproco entre las centrales, en casos de emergencia, etc.

Sin embargo, hay en la región factores de carácter local, que desalientan el progreso de las interconexiones de sistemas eléctricos como son: la gran dispersión de los centros de consumo, las enormes distancias entre ellos y a veces la presencia de obstáculos naturales como los orográficos. En algunos países existen muchas empresas eléctricas independientes, lo que constituye un obstáculo para la coordinación e integración de los recursos disponibles. Otro factor adverso es la existencia de diversas características técnicas en el suministro de energía eléctrica, incluso dentro de un mismo país. En México, Venezuela, el Brasil y el Perú, por ejemplo, se utilizan tanto frecuencias de 50 como de 60 ciclos, cuya adopción se debe a motivos históricos derivados de los intereses de las empresas privadas que iniciaron en dichos países el suministro de energía eléctrica. La interconexión de tales sistemas plantea graves problemas, puesto que sería preciso instalar convertidores de ciclaje o modificar las frecuencias en algunos sistemas, medidas ambas que implican grandes gastos. No obstante, cada vez se comprende mejor la importancia de normalizar las frecuencias, y los voltajes de trasmisión. La Argentina, Bolivia, Chile, el Paraguay y el Uruguay han conseguido prácticamente la normalización en 50 ciclos, en tanto que los países más septentrionales han adoptado los 60 ciclos. En México, Venezuela y el Brasil, algunos de los sistemas de 50 ciclos se están convirtiendo a 60 ciclos.

Se estima que el costo de convertir la región metropolitana de Venezuela al sistema de 60 ciclos costaría unos 22 millones de dólares incluyendo los gastos correspondientes a los consumidores y que ascendería

a 15 millones de dólares para el sistema de la Río Light, en Río de Janeiro, cifra en la que no se incluye la conversión de los artefactos de propiedad de los consumidores.

En la última década, los principales sistemas se han expandido apreciablemente. El sistema del Gran Buenos Aires posee una capacidad generadora de más de dos millones de kW y sirve a una población de unas 7 500 000 personas, cifras que constituirían, respectivamente, casi el 53 por ciento de la capacidad instalada y el 32 por ciento de la población de toda la Argentina en 1967. Actualmente, todas las centrales del sistema son térmicas aunque en el futuro Buenos Aires recibirá la energía hidroeléctrica de Chocón - Cerros Colorados (provincias de Neuquén y Río Negro) central que tendrá una capacidad de 1 650 MW; la energía se enviará a la capital a través de 1 150 kilómetros mediante líneas de transmisión a 400 o 500 kV.

El sistema centro-sur del Brasil, que abarca los estados de Minas Gerais, Espírito Santo, Río de Janeiro, Guanabara y São Paulo, tiene una capacidad generadora integrada de 4 700 MW, esto es, un 70 por ciento de la capacidad generadora instalada de los servicios públicos de todo el país en 1967, que abastece a más de 18 millones de personas. Dado que el Brasil no dispone de grandes reservas en combustibles fósiles, se procuran utilizar sus abundantes recursos hidroeléctricos mediante la interconexión de las centrales y la transmisión de energía eléctrica a los centros de consumo mediante líneas de alto voltaje.

El sistema mexicano, que abarca el Distrito Federal y los estados de México, Morelos, Hidalgo y Guerrero, es también de gran volumen teniendo una capacidad generadora interconectada de 1 800 MW, lo que constituye un 40 por ciento de la capacidad de los servicios públicos de electricidad.

En Chile, el sistema interconectado abarca la zona central, desde la Serena hasta Puerto Montt, y posee una capacidad instalada de unos 827 MW, lo que constituye un 93 por ciento de la capacidad generadora de los servicios públicos del país, sirviendo al 91 por ciento de la población. Las interconexiones han contribuido a la utilización óptima de los recursos hidroeléctricos del país, puesto que los ríos alcanzan sus caudales máximos en diferentes épocas del año en las regiones central y meridional.

En Venezuela, Colombia y otros países se observan tendencias análogas. En Colombia se ha creado la Sociedad de Interconexión Nacional, constituida por la Empresa de Energía Eléctrica, de Bogotá, las Empresas Públicas de
/Medellín, la

Medellín, la Corporación del Valle del Cauca de Cali, y Electroaguas, con el fin de coordinar la construcción de una red nacional de líneas de transmisión, e interconexiones.

Interconexiones internacionales

Los beneficios que se derivan de la interconexión de las centrales y sistemas eléctricos en el interior de cada país, han estimulado a varios de ellos a estudiar la posibilidad de interconectar entre sí sus sistemas. En la actualidad existen interconexiones, aunque no de gran importancia, entre el Uruguay y el Brasil, y se estudia el establecimiento de otras entre Colombia con el Ecuador y Venezuela. El Uruguay y la Argentina han celebrado un convenio para pequeños intercambios de energía en regiones fronterizas y se está estudiando seriamente la posibilidad de interconectar el sistema Montevideo-Río Negro con el del Gran Buenos Aires. Las repúblicas de América Central examinan también la posibilidad de integrar sus sistemas respectivos.

Electrificación rural

Los países latinoamericanos tienen una proporción considerable de población rural. Se estima que en 1950 tenía tal carácter el 60.7 por ciento de la población, y en 1965, el 49.7 por ciento de ella. La electrificación rural desempeña un papel importante en la planificación económica y social de los países, ya que la extensión de la electricidad a zonas rurales permite mejorar las condiciones de vida de un importante sector de la población, acrecentar su productividad y sus ingresos, ofrecer oportunidades de empleo y dar comodidades que ayuden a desalentar el éxodo de los trabajadores a los centros urbanos.

Los países latinoamericanos han estado ocupándose cada vez más de este tema. La gran distancia desde los centros rurales hasta las centrales generadoras, la escasa densidad de la población, los bajos factores de carga, la falta de capital y la poca rentabilidad del que se invierte en llevar electricidad a esos lugares, son factores que dan origen a muchos problemas técnicos, financieros e institucionales.

En países como México, el Brasil, Chile, la Argentina y otros se ha avanzado algo con la creación de organizaciones especiales destinada a fomentar la electrificación rural a través de municipalidades, cooperativas, consorcios, juntas de electrificación estatal, y otras instituciones. El crecimiento de los sistemas y la extensión de las redes de transmisión y distribución han contribuido a llevar energía eléctrica a numerosos centros rurales, con un costo razonable.

d) Los recursos energéticos de América Latina, aparte de los hidrocarburos

Incluso en países desarrollados como los de Europa occidental, las estimaciones de los recursos energéticos disponibles cambian con las etapas de exploración y con el avance de la tecnología empleada en ellas, así como en la explotación y el uso de tales recursos. En América Latina, las investigaciones de los recursos energéticos no han sido en general sistemáticas y en algunos países sólo se ha iniciado la recolección de datos relativos a los recursos hidrológicos. Por lo tanto, el conocimiento de tales recursos en la región distan mucho de ser completos.

La secretaría de la CEPAL ha señalado en diversas oportunidades lo inadecuado de las mediciones de caudales de los ríos, la falta de mapas topográficos y la escasez de otros datos sobre los ríos que son esenciales para preparar estimaciones fidedignas del potencial hidroeléctrico de la región. Asimismo, la falta de uniformidad en los métodos aplicados para evaluar dicho potencial hace que las estimaciones realizadas por distintos organismos de un mismo país difieran grandemente y no resulten comparables de un país a otro. Como primer paso para racionalizar las estimaciones, la CEPAL preparó últimamente una estimación muy indirecta del potencial hidroeléctrico de los países latinoamericanos utilizando una base uniforme.

Se utilizaron mapas con curvas de nivel en escala de 1: 1 000 000, a los que se superpusieron otros con isohiétas de la precipitación media anual correspondiente a un período bastante largo. Con tal información únicamente se preparó una estimación aproximada del "potencial bruto de precipitación", que toma en cuenta la precipitación total, sin considerar las pérdidas. El potencial hidráulico de aprovechamiento posiblemente "económico" se infirió en seguida sobre la base de la experiencia en algunos países europeos y utilizando "coeficientes de caudal fluvial" evaluados sólo en algunas cuencas hidrográficas. Los resultados se tabularon en el cuadro 9, que muestra que el "potencial económico" basado en el caudal medio del río podría ser aproximadamente de 320 millones de kW. El Brasil albergaría casi la tercera parte de este potencial, Colombia el 12 por ciento de él, Venezuela el 11, y el Perú 10.3 por ciento; el saldo se distribuiría entre los demás países.

En los párrafos anteriores se expusieron con mayor detalle las reservas de petróleo y gas natural que a la luz de los conocimientos actuales, existen en la región.

/En muchos

En muchos países hay también combustibles sólidos. Pero en su mayoría estos no son de muy alta calidad y su extracción resulta costosa. En 1966 cerca de 10 millones de toneladas métricas de carbón se extrajeron en toda América Latina. El Brasil contribuyó a ese total con 3.5 millones de toneladas, Colombia con 2.6 millones, México con 2.1 millones, Chile con 1.5 millones y Argentina, Perú y Venezuela con cantidades menores.

México, con la instalación de una central eléctrica de 3 500 kW en Pathé (1956), aparentemente fue el segundo país del mundo que utilizó comercialmente la energía geotérmica. Hasta ahora el proyecto más promisorio de este tipo es el que se está realizando en Cerro Prieto, que queda en el valle de Mexicali, al noroeste de México y a poca distancia de la frontera con los Estados Unidos. En esta zona se han perforado varios pozos y los trabajos experimentales realizados hasta ahora ponen de manifiesto que podrá construirse una planta cuya capacidad de generación inicial será de unos 60 000 kW.

También El Salvador y Chile (El Tatio) están estudiando con ayuda del Fondo Especial de las Naciones Unidas, si es factible desde el punto de vista técnico y económico el aprovechamiento comercial de la energía geotérmica.

Se dispone de poca información sobre la disponibilidad de combustibles de fisión en América Latina. Se han encontrado algunas reservas de uranio en la Argentina, el Brasil y México y también de torio en depósitos de arena monazítica en Brasil; estos últimos contienen unas 300 000 toneladas de torio, es decir, 20 a 30 por ciento de la reserva conocida de este elemento en el mundo. El torio sólo puede usarse actualmente en un proceso regenerativo, por la producción de más materiales fisiónables que los que se consumen; su tecnología aún no se ha desarrollado completamente con fines comerciales.

e) Iniciativa estatal y privada en los servicios públicos de electricidad

El Estado puede ejercer, en cuanto a la generación y suministro de electricidad, cuatro clases distintas de funciones:

- legisladoras o normativas, esto es, establecer las normas legales que han de regir tanto su propia actividad, como la de quienes produzcan y distribuyan electricidad, de quienes la consuman, y las relaciones de estos sectores entre sí;
- de control, que consisten en aplicar las normas legales y controlar que sus diferentes destinatarios (agencias públicas, empresas privadas, consumidoras) las cumplan;
- empresariales, esto es, la producción, transmisión o suministro de la electricidad al consumidor final;

/- de fomento,

- de fomento, que consisten en prestar asistencia técnica, o crediticia, a los diferentes sectores que intervienen en el proceso.

En tanto que las dos primeras funciones indicadas son indudablemente privativas de los gobiernos en todos los estados, las dos últimas tienen carácter opcional y dependen de la política oficial que se establezca, si bien los gobiernos de América Latina las han venido ejerciendo cada vez más durante el último decenio. Se estima que en 1967 casi el 75 por ciento de la capacidad generadora instalada en la región estaba controlada por los poderes públicos (gobiernos centrales, provinciales o estatales y en un número reducido de casos, por los municipales). Varias de las compañías extranjeras de este sector fueron nacionalizadas, y se inició en general la planificación del desarrollo de la energía eléctrica a escala nacional.

Son diversos los factores que contribuyen a esta tendencia:

- la comprensión creciente por parte de los gobiernos sobre la importancia de contar con un abastecimiento adecuado de energía eléctrica a efectos del desarrollo económico;
- la incapacidad de algunas de las compañías privadas para obtener fondos suficientes para la ampliación de sistemas eléctricos estando supeditadas, por las autoridades locales, a normas tarifarias incompatibles con los réditos usuales en los mercados de capital;
- la tendencia cada vez más acentuada hacia la utilización de los recursos hidráulicos para fines múltiples (además de la obtención de energía eléctrica), no siendo de esperar que en general las empresas eléctricas privadas estén en condiciones de proporcionar fondos para la utilización integral óptima de dichos recursos;
- la necesidad de preparar planes de largo alcance para aumentar las disponibilidades de energía eléctrica en cada país y coordinar los intereses regionales; y
- el interés que muestran determinados gobiernos en dotar de electricidad a las zonas rurales a un costo razonable, a fin de aumentar las oportunidades de empleo, los ingresos y el nivel de vida de las mismas.

En algunos países, como la Argentina, el Brasil, Chile, Venezuela y otros, la tendencia en los últimos años ha sido que los gobiernos se encarguen de instalar la capacidad generadora necesaria, dedicándose las compañías privadas a adquirir la energía en bloque y a distribuirla entre los consumidores.

/f) Tendencias

f) Tendencias de carácter económico en la generación térmica

En 1957 el 57.7 por ciento de la capacidad generadora instalada de América Latina era térmica y producía el 48.0 por ciento del total de la energía eléctrica. En el período 1958-1967 casi se duplicó la capacidad térmica de la región, pasando de 8.820 MW a 17.770 MW.

Las centrales térmicas utilizadas son de tres tipos: de vapor, que utilizan como combustible petróleo, gas (natural o de refinería), carbón, leña o desechos agrícolas; de combustión interna, alimentadas por gasoil o diesel o fuel-oil y, en algunos casos, queroseno; y, por último, turbinas a gas, que utilizan gas natural o de refinería, Bunker C o queroseno.

Aunque no se dispone de datos exactos sobre la capacidad instalada de cada uno de esos tipos, se estima que más del 70 por ciento de la capacidad térmica instalada es de vapor quemando principalmente fuel-oil. Los grupos diesel-eléctricos suelen utilizarse para suministrar energía eléctrica a pequeñas poblaciones aisladas y a empresas que generan su propia energía (autoproductoras). Las turbinas a gas se han instalado en determinados lugares para operar en las horas de demanda máxima y también en ciertas zonas en las que los combustibles pertinentes son baratos.

En general, el costo del kilowatio-hora de generación térmica ha bajado en la última década, tanto por reducción de su componente de gastos fijos (que dependen de la inversión) cuanto por su componente de gastos variables, (en el que destaca el consumo de combustible).

Los adelantos tecnológicos conseguidos en metalurgia, construcción de grandes piezas forjadas o estampadas, empaletado de turbinas, método de recuperación de calor, y ventilación de los generadores, permiten la utilización de vapor a más alta presión y temperatura, así como la fabricación de mayores turbinas y generadores con apreciables ventajas económicas en la inversión inicial y en el rendimiento de su operación. También el avance tecnológico y de diseño ha traído consigo apreciables economías en las calderas que proveen el vapor.

Todos estos programas han afectado profundamente a la generación de energía eléctrica en el mundo entero. En 1940, las unidades más grandes para la producción de energía eléctrica a vapor en los Estados Unidos eran de 125 MW, con la sola excepción de una unidad de 200 MW. Actualmente se están

/instalando, centrales

instalando centrales de 1.000 MW, con las que se consigue una notable reducción de los costos unitarios y considerable economía de combustible. A pesar de que el índice Handy-Whitman de costos de construcción aumentó en más de un 80 por ciento, en el período 1950-60, el costo de cada kW adicional instalado ha permanecido aproximadamente constante. Tendencia tan favorable parece haberse extendido a la década de 1960. En América Latina, se manifiesta también la tendencia a instalar unidades modernas de mayor tamaño y a obtener un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Por ejemplo, hace un par de décadas que las mayores unidades a vapor de la región no tenían más de 75 MW, mientras que en la Argentina, durante los siete años últimos se han instalado varios grupos de 120 MW y están en curso de instalación otros de 250 MW para el sistema del Gran Buenos Aires. En México se han instalado ya dos unidades de 150 MW en el valle de México y se están instalando otras dos. En Colombia se está estudiando la instalación de dos unidades de 66 MW en Barranquilla, para una primera etapa, y de otras unidades de 100 MW para una segunda etapa.

El orden de magnitud de las economías que se obtienen en la actualidad con el aumento en el tamaño de las unidades puede apreciarse con los siguientes datos: el costo de un kW de capacidad instalada al pasar de unidades de 30 MW a otras de 120 MW baja en un 20 por ciento pero si se pasa a otras de 200 MW la reducción llega al 30 por ciento.

Por otra parte, el rendimiento térmico (número de kWh producidos por kilogramo de combustible) aumenta considerablemente con el tamaño de las unidades. Como cifras indicadoras pueden darse las siguientes: 3.15, 3.46, 4.06 y 4.25 kWh por kilogramo de petróleo (10.6000 kCal/kg) en unidades de 30, 60, 120 y 200 MW de capacidad respectivamente. Es decir que el paso de 30 a 120 MW significa una economía en combustible del 20 por ciento y el paso de 30 a 200 MW, de un 35 por ciento.

Así, en los servicios públicos en Argentina que tienen 3.500 MW térmicos el consumo calorífico promedio que en 1961 era de 3.780 kCal/kWh bajó en 1964 a 3.410; en México con 2.400 MW térmicos en servicios públicos, el consumo calorífico promedio bajó de 3.110 kCal/kWh en 1965 a 3.060; en Chile, centrales a vapor en el norte bajaron de 3.920 kCal/kWh en 1959 a 3.160 en 1966. Como elemento de comparación que da idea de lo mucho que aún queda por hacer en esta materia, se señala que en Europa para el conjunto de los países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico, la cifra correspondiente a 1965 era de 2.871 kCal/kWh.

/g) Magnitud

g) Magnitud de las inversiones y fuentes de financiamiento de los servicios públicos.

La adición de 6.161 MW de capacidad hidroeléctrica y de 5.766 MW de capacidad térmica en el sector de los servicios públicos, juntamente con la ampliación de las redes de transmisión y distribución de energía en la región realizadas durante el período 1958-1967, suponen un monto de inversiones del orden de los 5.500 millones de dólares; además de otros 1.500 millones invertidos ya en proyectos que se hallan en diversas etapas de construcción y que comenzarán a funcionar dentro de los cinco años próximos. En total representa aproximadamente el uno por ciento del producto interno bruto de la región en ese período. La experiencia de algunos países europeos y otros desarrollados bien servidos eléctricamente indican que las inversiones en ese sector están comprendidas generalmente entre 1.5 y 2 por ciento del producto bruto.

Como promedio de la región, un 40 por ciento de las sumas invertidas por las empresas eléctricas se destinaron a importar equipos y materiales que hay que pagar en divisas, aunque ese porcentaje para cada país depende de la proporción térmica-hidráulica en la capacidad a instalar, y el grado de desarrollo alcanzado por las industrias locales para satisfacer las demandas de equipos y materiales que han de utilizarse para la generación, transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica.

Las principales fuentes de financiación utilizadas para las inversiones mencionadas fueron las siguientes:

Internas

- a) Los propios recursos de las empresas, tales como utilidades no distribuidas, fondos de reserva, depreciación, y beneficios;
- b) los empréstitos públicos dentro de los países interesados;
- c) las sumas entregadas por los gobiernos federales y/o estatales o provinciales;
- d) los gravámenes específicos destinados a aumentar el abastecimiento de energía eléctrica (fondos de electrificación).

Externas

- e) Los préstamos de bancos internacionales, como el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, la Asociación Internacional de Fomento y el Banco Interamericano de Desarrollo;
- f) los acuerdos bilaterales con gobiernos extranjeros y, sobre todo, con los Estados Unidos de América y con el Export-Import Bank;

/g) los

g) los créditos comerciales otorgados por empresas manufactureras o por consorcios, y

h) los empréstitos públicos sobre mercados exteriores.

Durante la década 1958/68 la mayoría de los países han comprendido que los recursos financieros generados por las propias tarifas deben proporcionar una parte considerable de las inversiones que exige la expansión de los sistemas eléctricos.

La práctica seguida por algunos gobiernos y municipios a principios del decenio, de fijar el nivel tarifario de la energía eléctrica tan bajo que no llegaba a cubrir los costos totales del servicio y en algunos casos ni siquiera los gastos directos de operación, afectó en muchos países seriamente la expansión de la industria eléctrica. Felizmente, ha tenido lugar en los últimos años una reorientación radical de las respectivas políticas y es así que varios países entre ellos el Brasil, Chile, México y Argentina han establecido para las empresas eléctricas revaluaciones periódicas del activo, que se incluyan en las cuentas partidas adecuadas por concepto de depreciación, y se reconozca un razonable rédito al capital invertido. La aplicación de tales principios ha tenido como consecuencia el aumento relativo de las tarifas eléctricas lo que ha hecho posible el incremento de los fondos de reinversión. En México, sin embargo, se fijaron en 1962 las tarifas nacionales correspondientes, las cuales han permanecido hasta ahora sin cambios, esforzándose la Comisión Federal de Electricidad por aumentar su productividad y eficiencia y con ello sus ingresos netos. Muchas de las empresas eléctricas de la región contemplan autofinanciar sus expansiones al menos en un 40 por ciento.

El Banco Mundial, la Asociación Internacional de Fomento, el Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco de Exportaciones e Importaciones de los Estados Unidos y otras Agencias de este país han aprobado durante el período 1958-1967 préstamos a los países latinoamericanos por valor de unos 1 900 millones de dólares para financiar diversos proyectos eléctricos, valor que representa como el 27 por ciento de las inversiones estimada para los servicios públicos. Conviene también señalar que este sector ha absorbido en la década 1958-67 el 20 por ciento del total de los créditos otorgados en la región por los organismos mencionados, y en el caso específico del Banco Mundial casi el 60 por ciento.

h) Aspectos tarifarios

Hace una década o poco más, eran muchos los países latinoamericanos que seguir políticas poco realistas para fijar las tarifas del suministro de energía eléctrica pero en años más recientes ha habido una saludable reacción en esta materia.

/Cabe recordar

Cabe recordar que, exceptuando las industrias electroquímicas o electro-metalúrgicas, el costo de la electricidad en la mayoría de los procesos fabriles o industriales es una fracción pequeña del costo real de la producción (generalmente no sobrepasa del 3 al 5 por ciento). Considerando la escasa influencia de este factor en los costos de producción y la necesidad de dar financiamiento adicional al desarrollo eléctrico, muchas autoridades en la región estimaron que el precio de la electricidad para los consumidores debía sufragar todos los gastos de operación y conservación, gastos financieros razonables y una utilidad equitativa de la inversión. Este punto de vista se subrayó en el Seminario Latinoamericano celebrado en Ciudad de México en 1961, así como en la Reunión de Expertos sobre bases para la estructura tarifaria en el sector eléctrico, realizada en Santiago de Chile.^{4/} La tendencia inflacionaria que se observa en muchos de los países fue sin duda otro factor que gravitó en ese modo de pensar.

Así Argentina, Brasil, Chile y México mejoraron apreciablemente su política de fijación de tarifas en el último decenio.

Chile (Ley General de Servicios Eléctricos de Chile; Decreto con fuerza de Ley N° 4 del 24 de julio de 1959), la Argentina (Ley N° 15336 del 20 de setiembre de 1960) y el Brasil (Decreto N° 54936 del 4 de noviembre de 1964) han aceptado el "principio del costo de reposición" para la fijación de las tarifas; en otras palabras, las obras e instalaciones en reemplazo en el momento de la valuación. La ley chilena autoriza la revaluación quinquenal del capital fijo, deducida la depreciación, de acuerdo con este criterio; pero también estipula un ajuste anual al valor actual (conforme a un índice interno de precios) que incluye las nuevas inversiones. El decreto brasileño permite revaluar en consulta con la Comissao de Tombamento. Asimismo, la legislación del Perú (Ley N°12378 del 8 de junio de 1955 y el Reglamento correspondiente del 5 de enero de 1956) prevé la revaluación y el cálculo de la depreciación tomando como base el costo de reposición, y no el costo original o histórico.

La rentabilidad, así como la base sobre la cual se calcula, varía considerablemente en los casos mencionados. La legislación chilena establece una rentabilidad de 10 por ciento sobre los activos fijos netos del concesionario. Las

^{4/} El primero con el auspicio conjunto de la CEPAL, la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y la segunda con la de los dos organismos mencionados de las Naciones Unidas.

leyes peruanas, en cambio, fijan una rentabilidad de hasta 11.5 por ciento sobre el capital del concesionario ^{5/} (el servicio de la deuda se imputa a costos de operación), pero este capital no incluye las reservas no comprometidas derivadas de las utilidades no distribuidas, cuya rentabilidad no puede exceder el 8.5 por ciento. En el contrato de concesión suscrito el 1º de febrero de 1962 por el Gobierno de la Argentina y la empresa estatal SEGBA S.A., se estableció una base para fijar las tarifas que, conforme a las disposiciones de la Ley 15336, consideraba el principio del costo de reposición. En este caso, se estipuló que las cuentas y la estimación anual del capital se calcularía en función del valor del dólar americano. Conforme a este convenio, las tarifas, además de financiar los costos de operación y las contribuciones al fondo de depreciación y renovación, deben rendir una utilidad neta, que una vez pagados todos los impuestos, alcance al 8 por ciento del valor de la base sobre la cual se calculan las tarifas para el año. En algunas empresas estatales argentinas la modificación de la política de tarifas se efectuó por medio de una simple decisión administrativa, y sin una revisión general de la legislación básica que rige a la industria eléctrica. Así, por ejemplo, los decretos N° 11016 y 16643 de 1959, relativos a la empresa Agua y Energía Eléctrica de la República Argentina, estipulan que para fijar el precio de venta medio se debe tomar en cuenta una contribución al fondo de ampliación y renovación, equivalente al 10 por ciento anual del valor de reposición del equipo y de los servicios usados con fines operativos. El artículo 3 del decreto N° 16643 de 1959 estipula que "el ajuste que corresponda para el fondo de renovaciones y ampliaciones será actualizado anualmente de acuerdo a los valores de reposición que fije la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles". Cabe señalar que esta contribución ha de cubrir tanto la amortización como la utilidad neta del capital.

En México, el control gubernamental de la industria simplificó la situación que imperaba anteriormente, con 168 sistemas tarifarios en toda la República y a menudo con tasas enteramente desiguales para el mismo servicio, aún en localidades cercanas. Las autoridades adoptaron tarifas nacionales que se pusieron en vigor el 19 de enero de 1962. Después de esta modificación, no han experimentado más cambios.

Las tarifas se calcularon de manera que contribuyeran en forma más sustantiva al financiamiento de nuevos proyectos y a la conservación de las obras.

^{5/} Incluye una "utilidad comercial anual" del 3 por ciento.

existentes. El nivel tarifario se estableció a base de una rentabilidad de 5 por ciento sobre el capital básico para el cálculo de tarifas, (una vez deducidos los cargos anuales por depreciación) y la provisión para cubrir los costos normales de operación y conservación de todas las instalaciones. El nivel medio de las nuevas tarifas resultó un 30 por ciento más alto que en 1960, lo que permitió reducir las contribuciones del Gobierno Federal a la ampliación de los sistemas y obtener préstamos internacionales para efectuar nuevas inversiones, en condiciones más favorables que en años anteriores.

En Costa Rica la rentabilidad de la inversión está limitada a 10 por ciento. En el Brasil, la tasa de rentabilidad es de 10 por ciento sobre el capital, deducida la depreciación, pero la ley permite elevarla en caso de devaluación monetaria (lo que ha ocurrido) hasta una cifra 3 puntos más alta que el interés de los bonos de la deuda pública.

En Panamá se permite una utilidad de 8.75 a 9 por ciento del capital, que depende del capital propio y de las deudas.

En Colombia se acepta por regla general un interés de 8 por ciento sobre el capital, más una ganancia de otro 8 por ciento como utilidad comercial.

En el Paraguay, según el artículo 88 de la ley 966, ANDE puede fijar tarifas a los consumidores de manera de obtener una utilidad neta de no menos del 8 y no más del 10 por ciento del activo neto de la compañía, una vez cubiertos todos los gastos de operación y conservación, depreciación, interés sobre la deuda, etc. La misma disposición se aplica a los concesionarios privados.

Algunos países como el Ecuador aún no han establecido normas para encuadrar las tarifas. Pero el INECEL ha propiciado el aumento de las tarifas, que eran muy bajas en las empresas municipales, y ha logrado aumentar las ganancias de algunas empresas en 30 a 70 por ciento.

Habrá que tener presente que las ganancias de las empresas de electricidad deberían elevarse no sólo aplicando tarifas adecuadas a los diferentes consumidores, sino también aumentando la productividad de las empresas por medio de una mayor eficiencia en la generación, transmisión y distribución de la energía.

C. PRINCIPALES PROBLEMAS DE INCIDENCIA ECONOMICA
EN EL SECTOR DE LA ENERGIA

1. La importancia del sector de la energía y la
necesidad de su programación

Al problema que plantea el rápido crecimiento del consumo de energía comercial (petróleo y electricidad principalmente) se agrega la circunstancia de que las industrias encargadas de satisfacer tales demandas se caracterizan por una elevada densidad de capital, lo que se traduce en elevadas inversiones.

Del análisis de la situación de algunos países de América Latina - comprobada también en los países integrantes de la Organización Europea de Cooperación Económica (OECE) y en los Estados Unidos - puede inferirse que las inversiones requeridas en este campo ascienden a valores entre 10 y 15 por ciento de las inversiones totales nacionales, correspondiendo a la energía eléctrica aproximadamente las dos terceras partes.

Además están las inversiones que se realizan en bienes de capital y de consumo para el empleo de la energía que son cuantiosísimas, aunque menos estudiadas. Así, en materia de electricidad, por ejemplo, hay estimaciones que señalan que las inversiones de capital en instalaciones, aparatos y artefactos para utilizarla son cinco o seis veces superiores a la suma de las correspondientes para generarla, transmitirla y distribuirla.

Como por otra parte estas industrias requieren también personal técnico altamente preparado, la expansión de ellas exige dos de los recursos más escasos en la región: el financiero y el técnico. Es obvia, en consecuencia, la necesidad de planificar cuidadosamente las investigaciones y obras por ejecutar, estableciendo una estrecha relación entre las proyecciones de la demanda y la programación de la oferta en el campo de la energía, y entre ambas y la planificación general del desarrollo.

/Lamentablemente, durante

Lamentablemente, durante la última década ha habido casos en la región en que era evidente la falta de programas concretos de acción en materia de energía, o en que ellos estaban completamente divorciados de la realidad económica provocando graves estrangulamientos sobre todo en energía eléctrica. Este problema es tanto más grave cuanto que para solucionarlo no sería posible, como sucede en otros sectores de la economía, importar el bien o la mercadería escasa, para reestablecer el equilibrio de la oferta y la demanda, la construcción de centrales generadoras, y la ampliación de los sistemas de distribución, aún sin limitaciones financieras, demoran normalmente varios años. No se dispone de estadísticas concretas, pero ciertamente, en la última década no obstante haberse registrado una apreciable mejoría con relación a la anterior ha habido racionamiento eléctrico en varios centros industriales importantes, en los que el valor de la merma de producción así provocada supera ampliamente el monto de las inversiones que habrían permitido superar esas situaciones críticas.

La necesidad de programar el desarrollo de la energía dentro de la planificación general económica y social tiene también repercusiones tanto para la previsión de fuentes internas de financiamiento como para el balance de pagos.

La elevada participación del sector en el valor total de las inversiones nacionales y su alto componente en divisas (mayor en los países donde menos desarrolladas estén las industrias locales), impone estudiar y prever con varios años de anticipación la cuantía de las necesidades en moneda local y divisas, así como las fuentes de financiamiento de los programas de expansión que de manera casi continua y creciente requieren los servicios públicos de energía eléctrica y el abastecimiento del mercado consumidor de derivados de petróleo, gas, carbón, etc. (prospecciones, extracción, refinación, transporte, comercialización, etc.). Imprevisiones o desajustes en estas materias han traído consigo, como se ha visto en varias oportunidades, demoras o paralización de obras que dañan económicamente, primero por los estrangulamientos que provocan en diversos campos de

/la actividad

la actividad nacional las limitaciones en la oferta de la energía, y segundo, por la inamovilidad de los capitales comprometidos que no producen beneficios en las obras o instalaciones inconclusas. En otras oportunidades, ante la inadecuada programación de los recursos para financiar los planes de expansión de empresas estatales, los gobiernos se vieron obligados a recurrir a formas de financiamiento que incrementaron las presiones inflacionarias.

En relación con el balance de pagos, no sólo corresponde examinar la disponibilidad inmediata en moneda extranjera para cubrir los costos de equipos y maquinarias por importar para la ejecución de los planes de desarrollo energético, así como el servicio de los créditos y el de los capitales foráneos (caso de los países exportadores de petróleo) sino también los compromisos que implique la realización del programa elegido en materia de importación de combustibles o la deducción de posibles exportaciones.

En los países de América Latina que dependen en gran medida de las importaciones para satisfacer sus necesidades de energía, sobre todo en la forma de hidrocarburos, éstas han llegado hasta 15 y 20 por ciento del valor total de sus importaciones anuales, aunque la tendencia es que estas proporciones se reduzcan.

2. La programación integral de la energía

Son frecuentes en la región planes, programas y aún políticas de desarrollo independientes para el petróleo, el carbón, el gas y la energía eléctrica, que parecen ignorar la interdependencia que existe entre ellos como integrantes del sector energético: en muchos usos son posibles las sustituciones recíprocas y además la electricidad puede generarse a partir de cualquiera de las fuentes primarias.

Importantes distorsiones de las economías se han registrado no sólo por falta de unidad en la planificación y programación de todo el sector de la energía, sino también porque en varios casos las políticas que se han seguido en esta materia han sido poco estables y flexibles para adaptarse a las circunstancias del momento.

/No son

No son raros los casos de países con elevada participación térmica en la producción de electricidad, que han alentado a través de los sistemas tarifarios, el uso doméstico de la electricidad para la producción de calor, no obstante que ello exige a la comunidad por el conjunto de instalaciones realizar en promedio inversiones seis o más veces superiores a las correspondientes para obtener la misma cantidad de calor por el empleo directo de derivados del petróleo, y que además, el costo social de aquella forma evolucionada de la energía, es también varias veces superior al de la antes mencionada.^{6/} Asimismo, el componente en divisas de la inversión y del costo para la calefacción eléctrica supera apreciablemente al de la calefacción a base de derivados de petróleo.

Siendo el calor una forma degradada de la energía, la calefacción eléctrica es inadecuada desde el punto de vista del rendimiento energético nacional, ya que el calor inicial usado en las centrales térmicas para producir electricidad se transforma sucesivamente para volver otra vez al estado de energía calorífica con un rendimiento global muy bajo. Ello exige además, fuertes inversiones en centrales y sistemas de distribución.

Donde se ha alentado el uso doméstico de la electricidad para la producción de calor mediante un sistema tarifario que no alcanzaba a reflejar los costos marginales de la prestación del servicio (precios políticos) el resultado fue un incremento apreciable de la demanda que la oferta fue incapaz de atender por insuficiencia

6/ Puede estimarse en términos muy generales que en un país de América Latina para atender 1 kW adicional de calefacción eléctrica ambiental, a las horas de demanda máxima, debe realizar la empresa que atiende ese servicio público una inversión equivalente a unos 400-500 dólares (30-60 por ciento en moneda extranjera) en tanto que al cliente consumidor la correspondiente estufa le cuesta el equivalente de unos 10 a 15 dólares.

de capacidad instalada. Las consecuentes restricciones en el abastecimiento, lamentablemente no sólo alcanzaban a esos consumos que en medida apreciable suponían "comodidad", prescindible, sino también a aquellos otros que representaban "producción", imprescindible para la economía nacional.

También en algunos países se han mantenido en la última década distorsiones en la estructura de precios de los distintos componentes de la energía introducidas por la vía de legislaciones regulatorias inapropiadas no obstante haberse producido saludables reacciones al respecto; las formas más frecuentes han sido:

- i) Los sistemas de cambio múltiple para las monedas extranjeras que, al subsidiar la importación de combustibles, con miras a hacerlos más accesibles a determinados grupos sociales y de actividad, perjudican gravemente al aprovechamiento de combustibles nacionales, en detrimento de toda la economía nacional;
- ii) los aportes financieros del Estado en forma de subsidios a las empresas de iniciativa pública, cuyos costos reales para la economía del país no se reflejan en los precios o tarifas de las formas energéticas favorecidas, y
- iii) discriminaciones tributarias entre las diferentes formas de la energía, en contradicción con otros lineamientos de política económica.

3. Insuficiencia de información básica

Según los proyectos en estudio en el destacado papel que desempeñará el agua en el desarrollo económico de la región, a través de sus diversos usos, el correspondiente a la producción de energía eléctrica no será el menos importante. Por un lado, el rápido crecimiento de su demanda que se prevé prácticamente en todos los países, con tasas entre 7 y 12 por ciento anual y, por otro la riqueza de potenciales hidráulicos, que sólo se conocen ahora superficialmente proporcionarán una sólida base económica para el aprovechamiento múltiple de los ríos. Según estimaciones muy generales e indirectas sólo alrededor del dos por ciento de los recursos hidroeléctricos de la región se aprovecha actualmente. Sin duda, el desconocimiento de estos recursos ha conspirado en contra de su utilización.

Para establecer las características de un recurso hidroeléctrico aunque sólo sea con fines de planificación general, es indispensable un mínimo de datos hidrológicos (caudales y sus variaciones) y cartográficos, incluidas las informaciones altimétricas. Lamentablemente, son escasos los ríos latinoamericanos para los cuales se dispone de esos datos con cierta amplitud.

Cabe subrayar que para preparar proyectos concretos hay ciertas informaciones que pueden obtenerse en un plazo relativamente corto si se dispone de personal y equipo técnico necesarios (planos topográficos, reconocimientos geológicos, mecánica de suelos, etc.) lo que no sucede con los datos hidrológicos que requieren muchos años de observaciones continuas. En efecto se requieren de 20 a 30 años a fin de obtener un conocimiento estadístico que permita considerar confiadamente el comportamiento futuro del recurso.

Varios países de la región, que cuentan con potenciales hidroeléctricos, en muchas oportunidades no han podido valerse de ellos porque en el momento en que se requería la adición de nueva capacidad generadora no disponían de la información pertinente para proyectar la central hidráulica y han tenido que recurrir a una central térmica a sabiendas de que era menos conveniente para la economía nacional; en otras oportunidades se han aventurado obras hidroeléctricas cuyas /características se

características se vio que eran inadecuadas, sólo después de realizadas las obras y comprometidas fuertes inversiones.

Por otra parte, el diseño y funcionamiento de un aprovechamiento hidroeléctrico han de prever también las demás necesidades de agua (riego, agua potable, abastecimiento de industrias, etc.) que debían satisfacerse desde la misma cuenca hidrográfica, procurando aunar planes y operaciones con el objeto de obtener el beneficio máximo para la colectividad.

Sin embargo, continúa siendo frecuente en la región que los organismos encargados del desarrollo de los servicios eléctricos y de otros servicios que también requieren los recursos hidráulicos, trabajen en forma independiente y descoordinada.

También, aunque en menor escala, la insuficiencia de información geológica general que oriente la ejecución de prospecciones concretas en materia de hidrocarburos, puede atrasar o postergar el descubrimiento y explotación de combustibles valiosos no sólo para el adecuado abastecimiento energético del país, sino como fuente de recursos financieros y de divisas, si es posible su exportación.

En la región se dispone de mapas geológicos amplios donde se indican las cuencas sedimentarias conocidas, y en algunos casos también los yacimientos productivos. La información presenta distinto grado de detalle sobre las zonas con mayores posibilidades petroleras y sobre las que se encuentran en explotación. La mayor parte de esos mapas geológicos contienen solamente los resultados de reconocimientos geofísicos muy generales. La información geológica y geofísica más precisa y detallada sólo abarca zonas reducidas.

En la región no siempre se han seguido métodos rigurosos y uniformes para probar reservas. El apremio por atender al consumo creciente de energía, o por justificar, a corto plazo, una política de rápido desarrollo y de recuperación acelerada de los capitales invertidos, son causas frecuentes de explotaciones irracionales que perjudican la recuperación final.

Otro peligro que encierra la estimación burda de las reservas probadas es que - como ha ocurrido muchas veces - se construyen costosas obras de infraestructura sobre la base de tales estimaciones y la inversión no llega a recuperarse con el valor de la producción obtenida.

/En general,

En general, el escaso conocimiento de los potenciales hidroeléctricos y de las demás fuentes tradicionales de abastecimiento energético, impiden formular acertadamente las políticas y programas de su desarrollo. La energía a costos suficientemente bajos es un antecedente valioso para la localización de ciertas industrias químicas y metalúrgicas con alto insumo de ella.

4. Reducida agilidad de algunas empresas estatales

La rápida formación y crecimiento de algunas empresas estatales (energía eléctrica, petróleo y carbón) ha provocado en ellas la tendencia a formar pesadas burocracias. Se han observado casos en que la estabilidad de las personas en los cargos directivos se ha resentido, con consecuencias desfavorables para la continuidad y diligencia en la acción. También se han anotado, a veces, presiones de tipo político en la contratación de personal, con repercusiones en la magnitud de la planta y su eficiencia. Por otra parte, aunque se han buscado diversas fórmulas jurídicas para agilizar la labor de las empresas en materia de contratos y adquisiciones, persisten en muchos casos controles que son necesarios y convenientes, para salvaguardar los recursos financieros en juego, pero que, lamentablemente, hacen más lenta y pesada la gestión empresarial.

5. Petróleo (hidrocarburos)

a) Falta de políticas definidas y estables

Se ha visto que toda la actividad del petróleo demanda grandes inversiones y que no obstante los progresos tecnológicos en los métodos de prospección, la búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos tienen un alto grado de incertidumbre. De otra parte, el constante crecimiento de la demanda interna y de la exportación si bien confieren a la industria petrolera seguridad de mercado para su producción, le imponen simultáneamente la obligación de cumplir con un ritmo de expansión que no puede alterar por decisión propia sin provocar graves conflictos.

Estas características de la actividad petrolífera exigen una planificación de actividades y una programación de inversiones muy cuidadosas y a largo plazo por parte de las empresas pertinentes sean ellas estatales o privadas.

Por eso, la experiencia muestra que es fundamental para el normal desarrollo de esta actividad formular una política integral bien definida y estable en la materia.

/Un grado

Un grado razonable de seguridad en la continuidad de un conjunto de objetivos claramente especificados y de un cuerpo de normas de operación, perfectamente definido, es indispensable para que las empresas estatales, o las privadas, o ambas simultáneamente puedan planear sus labores y cumplir sus programas de inversión adecuadamente. Los ejecutores de ambos tipos de empresa reconocen esta necesidad.

Lamentablemente, durante la última década, han habido en esta materia experiencias más o menos desfavorables en la región por falta de esa continuidad.

b) Insuficiencia de recursos financieros

Otro problema experimentado en algunos países del área durante la última década y que se relaciona principalmente con la exploración y desarrollo de los recursos locales de hidrocarburos, es la escasa disponibilidad de recursos financieros.

El carácter aleatorio de la exploración de cuencas sedimentarias en busca de petróleo, influye desfavorablemente en las decisiones de inversión, sobre todo si los recursos financieros son públicos.

En efecto, quienes deben tomar decisiones en la asignación de recursos pueden apreciar con bastante certeza, en otros sectores, la cuantía de los beneficios que reportará a la colectividad una determinada inversión, lo que no sucede en la búsqueda de hidrocarburos. Este problema se suma, en el caso de los recursos de la caja fiscal, al derivado del desequilibrio usual entre el cúmulo de necesidades y la cuantía de sus disponibilidades.

Ya se ha mencionado, por otra parte, la política que siguen los organismos internacionales de crédito en relación con la exploración de recursos petrolíferos por parte de empresas estatales.

Además, la gran competencia internacional que existe en el campo del petróleo (traducida en una baja de los precios) agregada a un conjunto de factores que se examinaron en otro acápite (entre los que destacan los altos rendimientos por pozo que se registran en otras áreas) harían que la región resulte tal vez menos interesante en materia de exploración y explotación para el capital privado si éste se ve, sin otros incentivos, limitado en sus actividades a las cuencas sedimentarias no exploradas anteriormente. Sin embargo en América del Sur se han descubierto recientemente, en este tipo de cuencas, importantes yacimientos.

6. Energía eléctrica

a) Planificación y programación deficientes

La cuantía de las inversiones envueltas y el lapso que transcurre entre la decisión de construir una central de generación eléctrica y el momento en que se inicia su operación, hace que los proyectos y programas correspondientes deban seleccionarse cuidadosamente y prepararse con años de anticipación.

En cada proyecto deben examinarse meticolosa y objetivamente, tanto los aspectos técnicos como los económicos, para fundamentar sólidamente la conveniencia de su realización y el orden de prelación acordado.

Reconociendo que en algunos países de América Latina existen organismos que cumplen con acierto su cometido de planificar el desarrollo eléctrico y ejecutar las obras pertinentes con toda oportunidad, en otros, lamentablemente, la experiencia ha sido diametralmente opuesta, en la última década.

Algunas de las críticas más frecuentes que se hacen al respecto son:

i) Carencia de planes o planes divorciados de los programas generales de desarrollo económico y social. La imprevisión en la expansión de los sistemas eléctricos se ha traducido en restricciones y racionamientos eléctricos que causan gran daño a la producción. Por otra parte, cuando se han producido las situaciones críticas, usualmente, no se han elegido las soluciones más convenientes a la economía nacional, sino las más rápidas.

ii) Proyectos de ingeniería deficiente, especialmente en el campo de los aprovechamientos hidroeléctricos. A veces los proyectos que se mencionan en los países y que incluso se presentan a organismos de financiamiento, son sólo "ideas" de potencial desarrollo. Sus puntos más vulnerables suelen ser:

- las bases hidrológicas en las que se apoyan;
- la falta de antecedentes geológicos y de mecánica de suelos para justificar el diseño de diques, canales y túneles, cámaras de carga, vertederos de excedentes, casas de máquinas, etc.;
- la falta de análisis de las soluciones para aprovechar un mismo río o ríos próximos;

/- la falta

- la falta de coordinación entre las instalaciones de generación y las de transmisión y distribución.

iii) Proyectos sin justificación económica o que ella descansa sobre bases inadecuadas. No son raros los proyectos concebidos sólo como una "demostración de factibilidad técnica", al margen de la realidad económica. El sector eléctrico se ha prestado, en algunos países de la región, para la presentación de anteproyectos espectaculares de gran efecto publicitario pero de poca rentabilidad económica.

También ha sido corriente la presentación de proyectos hidroeléctricos cuya justificación económica se trata de forzar frente a la alternativa de una central térmica, adoptando un costo bajo para el capital (tasa de interés alejado de su verdadero costo de oportunidad) y un precio relativamente inflado para el combustible.

En los desarrollos hidráulicos de aprovechamiento múltiple se han comprobado situaciones diversas, según el criterio de los proyectistas; en cuanto a la distribución de los costos comunes, así como a la magnitud y prioridades que se imputan a los distintos usos, prescindiendo de la objetividad que requieren las decisiones de quien debe satisfacer simultáneamente distintas necesidades de la colectividad, cuando éstas resultan conflictivas entre sí.

Con mucha frecuencia la concepción de los proyectos hidroeléctricos, en algunos países latinoamericanos, está orientada al máximo aprovechamiento del recurso hidráulico con cierto grado de dilapidación del recurso financiero, cuando la realidad que se confronta es la inversa de escasez de recursos de capital y relativa abundancia de recursos naturales renovables.

Cuando los organismos financieros internacionales se quejan de falta de proyectos, en nuestros países, se refieren precisamente a los proyectos técnica y económicamente factibles, es decir, a los que se presentan con la adecuada justificación en ambos aspectos.

iv) Programación de obras y programación financiera deficientes. En la región son numerosos los casos de obras hidráulicas, que incluyen el uso hidroeléctrico, cuya construcción se ha iniciado en la última década sin contar con un presupuesto y plan de financiamiento adecuados de modo

/que en

que en lugar de terminarse la obra en el plazo prudencial previsto, se prolonga por muchos años con el doble perjuicio del encarecimiento de la obra y de la improductividad de los capitales inmovilizados.

v) La autogeneración eléctrica redundante inducida por deficiencia de los servicios públicos. La autogeneración eléctrica se justifica en muchas actividades industriales o mineras por su alejamiento de los sistemas eléctricos públicos, o cuando esa generación forma parte del proceso tecnológico mismo, o su escala es suficientemente grande. Pero en muchos países de América Latina se extendió excesivamente la autogeneración a fines de la década de 1940 y algo menos en la de 1950, por la insuficiencia de capacidad o inseguridad en el servicio de los sistemas públicos. Aunque la situación ha mejorado en la última década, el problema persiste en muchos lugares con sus adversas consecuencias económicas, porque la autogeneración no aprovecha las grandes economías de escala que se hacen presentes en las centrales de servicio público, tanto en la inversión por kW instalado como en el costo de operación por kWh producido.

b) Las necesidades de recursos financieros y su canalización hacia este sector

Uno de los problemas más graves que ha afrontado la industria eléctrica en el pasado ha sido financiar los cuantiosos recursos requeridos por ella.

Mientras el producto bruto para el conjunto de América Latina en la última década crecía a una tasa media anual de 4.5 por ciento, la generación eléctrica aumentaba a un ritmo anual del 8.2 por ciento, (1956-66) lo que significa que este sector se desarrollaba a una velocidad próxima al doble de la de la economía en su conjunto. De hecho, en algunos países llegó a más del doble.

Por otra parte, se verificó que la relación marginal capital/producto fue aproximadamente de 5.5 en este sector con casos particulares de un valor aún superior, es decir más o menos el doble de la relación capital/producto para toda la economía.

Así resulta que el sector eléctrico, además de expandirse casi al doble de velocidad que el producto bruto total tiene una densidad de capital que aproximadamente duplica a la de aquél, o sea que el ritmo de

/las inversiones

las inversiones brutas fué aproximadamente 3.0 a 3.5 veces superior al del crecimiento del ingreso. Se comprende entonces que el desarrollo del sector eléctrico pese acentuadamente sobre los recursos disponibles para la inversión, estimándose que en la década 1958-68 alcanzó para el conjunto de América Latina al equivalente de unos 8 500 millones de dólares, incluida la reposición de instalaciones que llegaron al término de su vida útil.

Ese valor representa el 5.5 por ciento de las inversiones brutas en el área que fueron, en promedio de 15 000 millones de dólares anuales.

Tal participación relativa, acusa aparentemente un leve aumento con relación al decenio de los años cincuenta (que no excedió en general del 5 por ciento) con el consiguiente progreso en la extensión de los servicios y una disminución en las restricciones entonces imperantes, pero todavía permanece algo por debajo del respectivo coeficiente sectorial en países europeos y los Estados Unidos donde suelen alcanzar valores comprendidos entre 7 y 9 por ciento. El cuadro 62 da una idea del orden de magnitud de las inversiones pertinentes en el decenio 1958-68.

Estrechamente ligado al financiamiento de las empresas eléctricas está el marco institucional y legal en que ellas operan. Ya se vio que en el mismo decenio varios países de la región consideraron conveniente incrementar la participación estatal en los servicios eléctricos de utilidad pública adquiriendo o expropiando empresas de propiedad privada, y creando o reforzando las de propiedad gubernativa con diversos grados de autonomía funcional (México, Cuba, Argentina, Colombia, Brasil, Bolivia, Paraguay, Costa Rica, Chile). Varias de esas empresas, aunque son de capital público, actúan bajo la forma de personas jurídicas de derecho privado (ENDESA-Chile; SEGBA-Argentina; FURNAS-Brasil; ANDE-Bolivia etc.).

Mientras en 1960 aproximadamente el 40 por ciento de la capacidad generadora de los servicios públicos pertenecía a empresas de propiedad privada, a fines de 1968 sólo el 25 por ciento lo eran, (casi todo en el Brasil, Venezuela, el Perú y Chile) no obstante haber éstas incrementado en ese período de más de un millón de kW su capacidad generadora.

Las empresas de iniciativa privada han mantenido una participación más importante en las actividades de distribución de la energía a los consumidores, comprándola en proporción creciente a las empresas gubernamentales.

Cuadro 62

AMERICA LATINA: ESTIMACION ^{a/} DE LAS INVERSIONES BRUTAS EN
EQUIPAMIENTO ELECTRICO EN EL PERIODO 1958-68

País	Adición de potencia neta (miles de kW)	Estimación de las inversiones brutas (millones de dólares)
Brasil	4 680	2 200
México	3 720	1 700
Argentina	3 070	1 500
Venezuela	1 460	720
Colombia	1 440	670
Perú	1 060	500
Chile	610	330
Centroamérica	615	330
Otros países	1 139	700
Total	17 794	8 650

Fuente: CEPAL.

a/ Estimación efectuada a base de la adición de potencia neta, de apreciaciones sobre la renovación de equipos e instalaciones que cumplieron su vida útil, y del desfase natural que existe entre el momento en que se realizan los gastos en la expansión de los sistemas y aquel en que las nuevas instalaciones comienzan a funcionar.

Las fuentes principales de financiamiento del sector eléctrico han sido los aportes estatales, los créditos, los aportes de nuevo capital privado y el autofinanciamiento (reinversión de beneficios, amortizaciones y reservas).

En los aportes estatales se incluyen genéricamente los de los gobiernos centrales, los correspondientes a gobiernos estatales o provinciales y los municipales. Los recursos provinieron tanto de presupuestos generales como de impuestos específicos destinados a fondos para la electrificación (la Argentina, el Brasil, el Perú, etc.).

/Las limitaciones

Las limitaciones de tales aportes se originaron no sólo por el carácter a su vez limitado del monto de los ingresos fiscales, sino también por los requerimientos de otros sectores esenciales: escuelas, hospitales, viviendas, ferrocarriles, caminos, seguridad interna y externa, etc. Se han dado casos de atrasos apreciables en la ejecución de programas eléctricos por demoras en los aportes fiscales previstos en su financiamiento. Por otra parte, los impuestos específicos aplicados, por ejemplo, a la misma venta de la electricidad, encarecían el kWh y en cierta forma equivalían a un aumento de tarifas.

Las modalidades del sector han hecho que el crédito bancario para esta actividad provenga casi únicamente de bancos u organismos de fomento gubernamentales, (como el Banco de Crédito Industrial de la Argentina, el Banco de Desenvolvimento Econômico en el Brasil y la Nacional Financiera en México), o de las instituciones financieras internacionales o las estatales de los países industrializados (como el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) el Banco Interamericano de Desarrollo, (BID); el Banco de Exportaciones e Importaciones; la Agencia para el Desarrollo Internacional del Gobierno de los Estados Unidos, etc.). Los créditos externos han estado, naturalmente, limitados por la capacidad financiera de las instituciones respectivas, y porque se orientan principalmente al financiamiento de los gastos en moneda extranjera que representaban, en promedio, alrededor del 40 por ciento del monto de las obras eléctricas de la región. Sin embargo, con una participación cada vez mayor de las industrias nacionales en el abastecimiento de materiales y equipos destinados a los sistemas eléctricos (principalmente en la Argentina, el Brasil, México y Chile) se van reduciendo las necesidades de moneda extranjera.

Por ello se considera que el BIRF y el BID han dado un paso importante al aceptar, en los últimos años, en algunos casos, que parte de los recursos que proporcionan se destinen a adquirir materiales y equipos locales (a través de licitación abierta a la competencia internacional) asegurando a las industrias nacionales protecciones hasta de un 15 por ciento sobre los productos importados. También en casos especiales y siempre que las licitaciones estén abiertas a la competencia internacional, han aceptado financiar los gastos totales de proyectos completos.

/En 1958-67

En 1958-67 los préstamos externos concedidos para desarrollos eléctricos en la región totalizaron los siguientes valores en millones de dólares,

BIRF	1 300 (hasta el 30 de junio de 1967)
BID	225 (hasta el 31 de diciembre de 1967)
Banco de Exportaciones e Importaciones de los Estados Unidos	186 (hasta el 31 de diciembre de 1966)
Otras agencias del Gobierno de los Estados Unidos	191 (hasta el 31 de diciembre de 1967)
<u>Total</u>	<u>1 902</u>

En consecuencia, estos organismos de crédito internacional habrían financiado algo menos de la cuarta parte de las inversiones totales estimadas para la región en conjunto en el período señalado.

Interesa anotar que del total de préstamos concedidos por el BIRF a América Latina en esa década, (2 200 millones de dólares) el 59 por ciento se destinó a desarrollos eléctricos, públicos y privados.

Las emisiones de instrumentos de deuda en los mercados de capitales, han sido muy poco utilizadas.

En 1966, la Comisión Federal de Electricidad de México emitió, por primera vez, bonos sin aval por el equivalente de 20 millones de dólares (en unidades de cuenta europeas) que fueron suscritos en Europa, incluidos a algunos ahorrantes locales.

Los proveedores de equipos y maquinarias también otorgan créditos pero, por lo general, los plazos de amortización son relativamente cortos, aunque van mejorando.

Salvo muy pocas excepciones, entre las que destaca C.A. La Electricidad de Caracas, las empresas eléctricas de propiedad privada en América Latina están capitalizadas principalmente desde el exterior. Aunque no se ha dispuesto de información detallada al respecto, el aporte de nuevos capitales integrados por emisión de acciones en los países de origen no parece haber sido muy apreciable, en términos relativos, en la última década.

Las tarifas, íntimamente relacionadas con el autofinanciamiento, constituyen, como se ha indicado en muchas oportunidades, el punto clave donde convergen los principales problemas de la industria eléctrica: la /magnitud de

magnitud de la demanda eléctrica depende del precio que se cobre por ella, así como la capacidad o incapacidad de financiar su expansión. Además de radicar en las tarifas la medida en que aquélla puede desarrollarse con sus propios recursos, y atraer ahorros voluntarios, también el nivel de las tarifas facilita o dificulta la obtención de créditos:

El fenómeno inflacionario ha repercutido muy desfavorablemente en el financiamiento de las empresas eléctricas, no tanto por las variaciones en los costos de operación sino principalmente de los costos de inversión. Generalmente, los reajustes de tarifas por variaciones en los precios del combustible y de la mano de obra han sido acordadas por las autoridades, antes que por revaluación de los activos (rédito al capital, depreciación, etc.)

Afortunadamente los conceptos que en la década de 1950 subrayaban el carácter social del suministro eléctrico para limitar las tarifas, y que en el fondo obstaculizaban su desarrollo, tuvieron una reacción más realista y saludable en el decenio siguiente.

Al amparo de nuevas legislaciones eléctricas ^{2/} se ha restablecido en varios países la estabilidad financiera de las empresas estatales y privadas así como la confianza del inversionista y de los organismos de crédito.

Los aspectos de las nuevas legislaciones que han influido favorablemente en la evolución de la industria eléctrica son la fijación de los organismos reguladores de la industria, el rendimiento o rédito que se le

^{2/} Ejemplos de ellas serían:

Perú: Ley 12378 del 8 de junio de 1955 y Reglamento del 5 de enero de 1956;

Chile: Ley General de Servicios Eléctricos de Chile (Decreto con fuerza de ley N° 4) del 24 de julio de 1959;

Argentina: Decretos 11016 y 16643 de 1959; la ley 15336 del 20 de setiembre de 1960 y el Contrato de concesión de SEGBA S.A. del 1° de febrero de 1962;

México: Las tarifas eléctricas nacionales que entraron en vigor el 19 de enero de 1962, elevaron su nivel medio en 30 por ciento aproximadamente sobre las vigentes en 1960;

Brasil: Decreto 54936 del 4 de noviembre de 1964.

/acuerda al

acuerda al capital, el avalúo y reavalúo de las inversiones remunerables, (procesos inflacionarios), las tasas de depreciación de las instalaciones, revisiones de las tarifas y formas de reajustarlas, etc.

Consecuencia de ello es que, en general, en las empresas estatales y privadas se anota un incremento en la participación relativa del autofinanciamiento, (reinversión de beneficios, amortizaciones y reservas) alcanzando en algunos países niveles similares a los de países desarrollados del mundo occidental (40-50 por ciento). De ese modo se ha atenuado el problema que plantea la captación de dinero en los mercados de capital de la región y las dificultades con que tropiezan las tesorerías gubernamentales al atender simultáneamente las necesidades económicas de numerosos sectores. Resulta importante señalar que la necesidad de asegurar una tasa de expansión elevada dificulta la financiación de los programas con los recursos propios de la empresa,

D. LOS OBJETIVOS

A cada país le corresponde formular sus propias políticas de acuerdo con sus necesidades y problemas particulares, así como mantener un análisis continuo de las circunstancias que puedan aconsejar ajustes o modificaciones que con el transcurso del tiempo resulten necesarias. Sin embargo, tres objetivos principales serían de unánime selección: a) lograr el abastecimiento suficiente de energía en sus distintas formas para sostener e impulsar el desarrollo económico; b) garantizar una razonable seguridad para ese abastecimiento; y c) procurar que los costos sociales de ese abastecimiento sean mínimos y que las distintas formas de energía lleguen a los consumidores a precios adecuados.

El logro de estos objetivos en el sector de la energía se vincula de manera estrecha y positiva con los objetivos de interés general en lo económico y lo social, vale decir, desarrollo sostenido, alto índice de ocupación, estabilidad de precios y balance de pagos equilibrado.

El primer objetivo supone prever continuamente y con suficiente anticipación, las necesidades de energía en sus distintas formas de modo que la oferta preceda levemente a la demanda. Una política que exagere el adelanto de la oferta implicaría, por la elevada densidad de capital que exigen las industrias de la energía, la excesiva concentración de recursos financieros y técnicos en un solo sector, hecho que los países de la región no pueden darse el lujo de realizar.

La seguridad de abastecimiento que se indica en el segundo objetivo, se refiere al hecho de poder garantizar, con elevada probabilidad la continuidad del suministro de energía, tanto en el evento de conflictos internacionales (por ejemplo el acaecido con la clausura del Canal de Suez), como en los que puedan originarse dentro del propio país (por ejemplo, un período de sequía en un sistema eléctrico predominantemente hidráulico). La diversificación de las fuentes de abastecimiento, por origen y naturaleza, puede ser conveniente para la seguridad en el abastecimiento, pero el costo del riesgo debe examinarse cuidadosamente en cada caso, porque la obtención de coeficientes de seguridad muy altos puede exigir costos prohibitivos.

/El tercer

El tercer objetivo significa que ha de buscarse en cada país la estructura óptima de las formas de energía y las fuentes de abastecimiento que satisfaciendo las necesidades del desarrollo económico y social, le cuesten en conjunto el mínimo posible compatible con sus realidades. Al subrayar el concepto de "costos sociales", quiere indicarse que los costos se evalúen por el valor realmente representativo que para la comunidad en conjunto tengan los factores comprometidos.

Cuando se señala que a los consumidores deben llegarles las distintas formas de energía a precios adecuados, se está subrayando la enorme importancia que para los respectivos usuarios tienen el nivel general de precios de la energía y la estructura de sus componentes.

Sin embargo, el abastecimiento a costos sociales mínimos, no siempre es compatible con el propósito de suministrar energía a precios bajos. En tal caso las decisiones de prioridad en uno u otro sentido tendrán que ser objeto de cuidadosa ponderación. Por ejemplo, las minas de carbón sujetas a fuerte competencia principalmente de los hidrocarburos (o de carbones mejores importados para la industria siderúrgica), suelen tener problemas de sobreproducción y altos costos relativos. Los países afectados prefieren mantener la producción de carbón aunque el precio que el consumidor tenga que pagar por la energía de ese origen sea relativamente alto, antes que reducirla soportando las graves consecuencias sociales del desempleo en esas minas.

En el campo de la energía, caracterizado como se ha visto por una elevada elasticidad de sustituciones recíprocas entre sus distintas formas energéticas y por su gran densidad de capital, una estructura irracional de precios produce reacciones en el consumo que pueden significar grandes sobreinversiones incompatibles con la escasez de capitales que impera en la región. Ya se señaló la irracionalidad económica observada en algunos países que alientan la producción doméstica de calor a base de termo-electricidad, mediante tarifas reducidas.

También a modo de ejemplo, conviene recordar que por la vía de tarifas inadecuadas aplicadas por empresas de carácter estatal se ha llegado a la subvención indirecta de consumos eléctricos residenciales, que incluyen grupos de altos ingresos, con fondos fiscales recaudados a través de impuestos más o menos regresivos.

/Los objetivos

Los objetivos antes mencionados, aplicados juiciosamente, conducirían a la búsqueda y aprovechamiento de los recursos de energía locales hasta el límite que permitan sus respectivos costos sociales.

Una idea general del crecimiento del consumo de hidrocarburos y energía eléctrica en la región que puede preverse para el próximo decenio así como el orden de magnitud de las correspondientes inversiones aparecen, por separado, en los acápites siguientes. Estas últimas totalizan unos 39 000 millones de dólares (1970-79) correspondiendo aproximadamente los dos tercios a energía eléctrica.

Luego, como complemento necesario, se examinan someramente las perspectivas que ofrecen en los países de América Latina para la próxima década, las fuentes no convencionales de energía.

a) El petróleo

i) Estimación de los órdenes de magnitud de las demandas internas y de exportación. Al considerar la evolución futura del consumo de hidrocarburos en América Latina hay que distinguir la demanda vinculada primordialmente al crecimiento económico y la proveniente de la sustitución entre formas de energía, sobre todo del desplazamiento de las no comerciales. No debe olvidarse que hay un cierto grado de superposición de esas dos determinantes del aumento del consumo.

Al primer grupo pertenece el crecimiento vegetativo, derivado del aumento de la producción y del ingreso disponible para el consumo. Este será probablemente de módicas proporciones para América Latina en su conjunto en 1975-1980, ya que no se vislumbran cambios estructurales profundos con respecto a la situación actual, ni vuelcos espectaculares en la distribución del ingreso. La elasticidad-ingreso de la demanda seguirá, sin duda, siendo alta para los hidrocarburos. Pero es probable que las elevadas tasas observadas a comienzos del decenio de 1960 comiencen a declinar.

A la dependencia directa de la economía en general y de los sectores de actividad en particular, hay que agregar la dinámica propia de las formas comerciales de energía que abarcan también componentes económicos indirectos y factores tecnológicos. Muchos de ellos actúan en el campo eléctrico, donde se perfilan tendencias sustitutivas de los hidrocarburos, principalmente por el desarrollo de la explotación hidráulica y la probable

/instalación de

instalación de algunas plantas nucleares. Ello podrá afectar el consumo de hidrocarburos, o por lo menos, alterar su estructura en cuanto a derivados. Téngase presente que la generación termoeléctrica en América Latina hacia 1965 representa 20 por ciento del consumo total de hidrocarburos, proporción que se elevaría a 35 por ciento si se excluye, como es lógico, la gasolina.

Aunque la posición de los combustibles no comerciales no sea muy clara, no se debe subestimar su peso en el panorama energético latinoamericano. Entre los residuos leñosos de elaboración industrial sobresale el bagazo de caña de azúcar. Se estima que su consumo hacia 1965 fue del orden de 10 millones de toneladas de petróleo equivalente. Sumándose a éste otros residuos industriales, como las tortas oleaginosas, el aserrín, etc., no sería aventurado suponer que se llegaría a 10 por ciento del consumo de energía en la región para usos industriales, en términos caloríficos.

La evolución reciente indica que la sustitución de esos combustibles por hidrocarburos, en la industria, principalmente en lo que se refiere al bagazo, se da con relativa rapidez y puede estimarse que se acelerará hacia el período 1975-80.

El uso de la leña va siendo muy restringido en la industria y prácticamente está desapareciendo en la tracción ferroviaria. El carbón vegetal, aún utilizado en la industria siderúrgica, probablemente verá estancado su consumo frente a las perspectivas de sustitución por gas natural, local o importado en forma líquida y del gas de nafta.

En cuanto al consumo doméstico de combustibles vegetales, aún en las zonas rurales la difusión de combustibles como el queroseno favorece su disminución. El cambio es más radical en las ciudades con la penetración del gas licuado. Esa difusión es notable incluso en las pequeñas ciudades. En los grandes centros urbanos el crecimiento traduce no solamente la sustitución del queroseno y combustibles no comerciales, sino también el déficit que se habría cubierto con gas de cañería si la expansión de las redes hubiera acompañado al desarrollo de la concentración urbana. Sin embargo, parece estar superado el ritmo violento de ese proceso.

Esos fenómenos tendrán efectos no solamente sobre el consumo total de hidrocarburos sino en su estructura previsible.

/Son varias

Son varias las zonas de competencia entre los hidrocarburos, que a su vez - y en conjunto - han desplazado o desplazan al carbón de leña y a la leña en el sector doméstico y sustituyen los márgenes residuales de carbón, leña y desechos industriales en el uso industrial y en la tracción ferroviaria.

Por su importancia para analizar el fenómeno se pueden distinguir las tendencias siguientes de sustitución entre los hidrocarburos:

- I. Sector doméstico
 1. Gas licuado desplaza al queroseno.
 2. Gas natural de cañería desplaza al queroseno, al gas licuado y al fuel-oil (calefacción).
- II. Sector de generación termoeléctrica
 1. Gas natural desplaza al fuel-oil.
- III. Sector transporte
 1. Gasóleo desplaza a la gasolina.
 2. Queroseno "jet" desplaza a la gasolina.
- IV. Sector industrial y minero (incluye la actividad petrolera)
 1. Gas natural desplaza al fuel-oil.

Nótese que en los sectores doméstico, de generación termoeléctrica e industrial, el gas natural podría ser licuado, e importado de la misma América Latina, por los países no productores en escala comercial o de otras áreas.

Por sus efectos cuantitativos, y rapidez de acción, el fenómeno de mayores proporciones se verifica en los sectores de generación termoeléctrica, industrial y minero. Pero no deja de tener importancia, también, la acción sustitutiva en el sector doméstico en el punto 1 y, más recientemente en el 2.

Los efectos en el transporte son de menor cuantía, pero tienden a aumentar.

Se ha amortiguado ya el impulso inicial en el uso del gas natural y de los gases licuados de petróleo y en el futuro, el ritmo de crecimiento será seguramente más lento que hasta ahora pero más acelerado que el del petróleo. Aunque es todavía incierto el efecto que podrá tener el gas natural licuado sobre la estructura del consumo futuro de hidrocarburos

/su posible

su posible difusión tendrá que aumentarse a largo plazo ya que se concentrará en países que tendrán que adaptarse a la utilización del nuevo combustible.

Además, en el campo siderúrgico, los principales altos hornos de la región ya están empleando inyecciones de fuel-oil con la consiguiente economía de carbón, pudiendo esperarse que esta tendencia la sigan otros en menor escala. Por otra parte el menor interés en producir gas de carbón, hace que en la industria química contribuyan cada vez más los hidrocarburos.

Sin embargo, las áreas de competencia en casi todos los campos serán, probablemente, de magnitud marginal o, cuando más, no muy significativa. La única excepción sería, quizás, la competencia que en el sector eléctrico podrían significar a plazos mediano y largo las plantas hidroeléctricas y nucleares respecto al fuel-oil y el gas natural.

Teniendo en cuenta esas observaciones, se hicieron proyecciones del consumo de hidrocarburos en América Latina hacia 1980. Para definir órdenes de magnitud, se observaron las variaciones del consumo de derivados en relación con las del producto bruto y del producto industrial en un largo período de años. Se calcularon las respectivas elasticidades para América Latina en su conjunto. Además se hicieron proyecciones individuales para los principales países consumidores y por derivados. Esos estudios no se presentan en el texto por su gran extensión.

La proyección del consumo por productos individuales, para América Latina en su conjunto, a partir de la observación del comportamiento de cada uno de ellos en relación con los diferentes rubros de actividad económica que los afectan y las posibilidades de sustitución, muestra que la tasa de incremento, en términos de petróleo, sería de cerca de 6.5 anual acumulado. Los estudios se basaron en la evolución histórica anterior con razonables incrementos en las tasas de crecimiento del producto bruto.

Aparte se hizo una proyección individual por países y por productos simultáneamente. Según este último análisis, el gas licuado y la gasolina muestran el crecimiento más fuerte. Para el gas licuado, la tasa prevista varía de 7.7 por ciento anual entre 1965-70, a 6.5 por ciento entre 1975 y 1980. El fuel-oil, al haber sufrido ya posiblemente los impactos más

/fuertes de

fuertes de la competencia del gas natural, registra una evolución ascendente, que se traduce en un crecimiento anual de 4.5 por ciento en el período 1965-70, y luego un repunte en el decenio siguiente de poco más de 5.0 por ciento anual.

Las perspectivas para ese combustible, están en relación con el comportamiento del consumo de gas natural, el cual se espera mantenga su crecimiento vigoroso en el resto de la década de 1960, para luego decrecer un poco la tasa anual hasta 1980 (5.5-6.0 por ciento). No es aventurado suponer que esos cálculos por países son conservadores y tienen el carácter de un mínimo en el abanico de posibles metas de consumo. Además, el volumen y la estructura del consumo pueden modificarse apreciablemente por las condiciones del abastecimiento de fuentes locales o vecinas y las limitaciones impuestas por la escasa disponibilidad de divisas.

Debe advertirse pues que, las proyecciones aquí presentadas sólo deben considerarse a título indicativo y no programático. Para este último objeto hubiese sido necesario contar con un estudio mucho más minucioso y detenido.

En el cuadro 63 aparecen los resultados de los estudios individuales en las unidades métricas usuales. La evolución de cada producto es desigual, y sigue en términos generales, las tendencias de los años más recientes. Sin embargo, como ya se señaló, se espera que se detenga el descenso del fuel-oil, así como el avance explosivo del gas licuado. En 1980, con respecto a 1965, la gasolina y los derivados medianos mejorarán su posición relativa con respecto al consumo total de hidrocarburos, a expensas sobre todo del fuel-oil y el queroseno para uso doméstico.

El consumo de derivados del petróleo en la región que fue de 82 millones de metros cúbicos en 1965, deberá alcanzar a 104 millones en 1970 y a 161 millones en 1980, lo que representa la duplicación del consumo entre 1965 y 1980 (aproximadamente 5 por ciento de crecimiento anual). Se espera que el consumo de gas natural se triplique en ese período, pasando de 20 000 millones de metros cúbicos en 1965 a los 64 000 millones en 1980.

En lo que respecta a la posición relativa de los diferentes países en el consumo total de hidrocarburos de la región, ella no variará mucho hacia 1980.

Cuadro 63

AMERICA LATINA: CONSUMO INTERNO BRUTO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO^{a/} Y DE GAS NATURAL
 DESDE 1961 HASTA 1965, Y PROYECCIONES HACIA 1970, 1975 Y 1980 ^{b/}

Producto	1961	1962	1963	1964	1965	1970	1975	1980
	<u>Miles de metros cúbicos (en volumen de petróleo)</u>							
Gas licuado	2 987	3 594	4 231	5 058	5 750	8 000	10 000	12 000
Gasolina	20 680	22 033	22 816	24 643	25 552	34 000	44 000	56 000
Queroseno	6 703	7 070	6 822	7 050	7 098	8 500	10 000	12 000
Gasóleo, <u>Diesel oil</u> c/	11 340	13 060	14 573	15 684	16 102	22 000	28 500	36 000
<u>Fuel-oil</u>	23 464	23 196	22 849	24 097	24 085	27 500	32 000	38 000
<u>Combustibles</u>	<u>64 145</u>	<u>68 963</u>	<u>71 282</u>	<u>76 554</u>	<u>78 537</u>	<u>100 000</u>	<u>124 500</u>	<u>154 000</u>
No combustibles	2 555	3 068	3 016	3 450	3 396	4 500	5 500	6 700
Pérdidas, entregas a naves, etc.	12 772	12 621	12 611	13 733	14 199	16 500	21 000	27 300
Total de hidrocarburos líquidos en volumen de petróleo	<u>79 472</u>	<u>84 652</u>	<u>86 909</u>	<u>93 737</u>	<u>96 172</u>	<u>121 000</u>	<u>151 000</u>	<u>188 000</u>
Gas natural (en volumen de petróleo)	11 987	15 331	16 187	18 307	20 193	35 000	49 000	64 000

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales y de estimaciones.

a/ Incluye el consumo de la propia industria petrolera y excluye las entregas a naves, que no consideran en los balances generales, (ST/ECLA/Conf. 26/L.3) sección 2.

b/ Faltan los datos de Cuba, Jamaica y Trinidad y Tabago.

c/ Para Haití y la República Dominicana los datos se incluyen en fuel-oil.

/La posible

La posible modificación de la estructura del consumo en algunos países, sugiere reflexiones que atañen a los programas que se establezcan para las refinerías nacionales y el eventual intercambio regional de excedentes. Para hacerles frente se requeriría poner en marcha esquemas flexibles en materia de especificaciones para los crudos y de refinación en todos los países.

Esto podría tener especial importancia para Centroamérica y algunas áreas en el Cono Sur del Continente. En esta última zona dependerá, además, en grado superlativo de las perspectivas que se abran ante posibles grandes gasoductos de gas natural boliviano a algunos países limítrofes.

Por otro lado no se puede olvidar, al considerar las posibles modificaciones en la estructura del consumo de hidrocarburos, el impacto que podrá causar la utilización intensiva de gas natural licuado, y en ese caso merecen mención especial mercados importantes como el Brasil.

El cuadro 64 presenta un balance del consumo de petróleo crudo, para abastecimiento interno y exportaciones, con proyecciones hacia 1980. Las cifras indicadas incluyen las pérdidas en el procesamiento del petróleo, y la parte que corresponde a los derivados no utilizados como combustibles. El rubro exportaciones incluye las entregas de combustible a naves.

En la consolidación de los datos de ese cuadro, Venezuela, Aruba y Curaçao, se consideraron como una unidad, de manera que el petróleo crudo exportado no incluye el volumen transferido desde Venezuela a esas islas.

ii) Necesidades de inversión. Las cifras que pueden darse sobre las necesidades futuras de capital son muy provisionales, y están sujetas a correcciones apreciables.

En general, las estimaciones que luego se presentan se basan en las relaciones observadas entre el capital invertido y los incrementos de la producción en los últimos diez años. Los resultados se verificaron con informaciones directas o presupuestos de inversiones que se pudieron obtener.

Por otro lado, las proyecciones de inversiones se han hecho en el supuesto de que se cumplan las proyecciones de producción, refinación y demanda presentadas anteriormente.

Cuadro 64

AMERICA LATINA: BALANCE DE LAS NECESIDADES DE PETROLEO CRUDO PARA
 CONSUMO INTERNO Y EXPORTACION

(Miles de m³)

Especificación	Datos históricos y estimaciones					Proyecciones		
	1961	1962	1963	1964	1965	1970	1975	1980
1. Crudo necesario al consumo	79 472	84 652	86 909	93 737	96 172	121 000	151 000	188 000
2. Crudo disponible (a+b-c)	<u>170 526</u>	<u>185 737</u>	<u>190 498</u>	<u>202 106</u>	<u>212 599</u>	<u>255 000</u>	<u>300 200</u>	<u>354 200</u>
a) Crudo producido	228 242	248 069	253 403	264 015	269 752	320 400	374 600	435 400
b) Crudo importado	27 801	32 139	34 782	39 396	44 745	52 600	61 000	72 400
c) Crudo exportado	85 517	94 471	97 687	101 305	101 898	118 000	135 400	153 600
3. Petróleo disponible para exportación de derivados (2-1)	<u>81 054</u>	<u>101 085</u>	<u>103 589</u>	<u>108 369</u>	<u>116 427</u>	<u>134 000</u>	<u>149 200</u>	<u>166 200</u>
4. Saldo de derivados en térmi- nos de crudo	<u>88 803</u>	<u>99 257</u>	<u>103 905</u>	<u>108 365</u>	<u>114 989</u>	<u>130 400</u>	<u>146 600</u>	<u>164 500</u>
a) Importaciones	13 967	10 986	8 714	10 089	10 596	8 900	9 400	9 800
b) Exportaciones	102 770	110 249	112 619	118 454	125 585	139 300	156 000	174 300
5. Crudo procesado	179 554	195 995	202 099	210 001	222 063	259 350	306 200	362 500

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales y estimaciones.

/Los promedios

Los promedios de las inversiones mundiales, por barril/día de producción, excluidos los Estados Unidos, el Canadá y los países socialistas, suelen variar en la siguiente forma:

Producción: 800 a 1 100 dólares (incluye 180 dólares por barril para gastos de exploración no capitalizables.)

Refinación: 500 a 600 dólares

Comercialización: 550 a 650 dólares

Las correspondientes inversiones unitarias en América Latina serían, según las primeras investigaciones realizadas por la CEPAL con las informaciones disponibles:

Producción: 730 a 3 600 dólares, promedio 250 dólares.

Refinación: 500 a 1 400 dólares, promedio 820 dólares.

Comercialización: 600 dólares, promedio 600 dólares.

Tales cifras se obtuvieron del análisis de las inversiones anuales en un período más o menos largo. El rubro producción incluye los gastos de exploración.

La principal objeción que se puede hacer en cuanto a la validez de esas cifras para proyectar las inversiones futuras, es que los gastos de exploración no son perfectamente correlacionables con la producción. Sería más aconsejable obtener el costo medio razonablemente aproximado para encontrar reservas de petróleo en la región, y con este elemento estimar por separado los gastos de exploración para mantener reservas probadas en relación satisfactoria con el nivel de producción elegido. Pero al analizar las inversiones latinoamericanas se vio que casi nunca es posible distinguir los gastos de exploración de los de producción, tampoco se conoce siempre la parte del aumento de las reservas que corresponde a nuevos descubrimientos. De manera que es prácticamente imposible obtener aunque sea una aproximación burda de lo que cuesta "probar" reservas.

El grado de aleatoriedad que introducen los gastos de exploración en las proyecciones puede apreciarse con la siguiente información: en tres países sudamericanos se invirtieron entre 1938 y 1963, 200 millones de dólares en exploración sin lograr la ubicación de yacimientos económicos.

/La utilización

La utilización del coeficiente que engloba los gastos en exploración y producción es imprescindible a falta de datos precisos.

La disparidad de costos que se observa al comparar los valores mundiales y los de América Latina, sobre todo en producción y refinación, refleja la baja producción por pozo observada en la región y el estado de desarrollo de la industria en los diferentes países. Los costos latinoamericanos, en lo que se refiere a la exploración y producción, se aproximan al promedio mundial para iniciar la producción de petróleo en nuevas áreas. Las inversiones en refinación se acercan al costo para nuevas refineries. La inversión unitaria en comercialización se aproxima a los patrones mundiales por razones obvias.

Las inversiones unitarias difieren mucho en los países latinoamericanos, conforme el grado de desarrollo de la industria. Descontando a Venezuela son siempre más altas que el promedio mundial, a no ser en muy contados casos, como Colombia y México.

En casos como el del Brasil las inversiones aún reflejan los componentes transitorios de las inversiones iniciales, como son los destinados a los trabajos de infraestructura para la producción. En la misma posición se encontraría Bolivia.

En países como el Ecuador, el Perú y la Argentina, la principal explicación de sus elevadas inversiones unitarias en producción, podría encontrarse en la bajísima producción por pozo y los consiguientes gastos elevados de perforación por unidad de producción.

En cuanto a los costos de inversión en refineries, éstos están determinados por la complejidad de esas instalaciones. En América Latina no se observa un índice alto de complejidad aunque se incrementará en el futuro. A medida que se desarrolla la refinación, las inversiones por unidad de producto tienden a disminuir, principalmente en virtud de las menores inversiones exigidas para elevar la capacidad existente.

En el cuadro 65 se presentan estimaciones del orden de magnitud de la demanda de capital para el desarrollo de la industria petrolera latinoamericana, en 1966-80. Las cifras representan las inversiones brutas, es decir, incluyen los valores estimados para la reposición de capacidad agotada. Se consideró que los costos de bienes de capital permanecerían constantes, señalándose que actúan aquí elementos contradictorios de tendencia al alza por un lado y de compensación por menores gastos totales de capital por el otro.

Cuadro 65

ESTIMACION DE LAS INVERSIONES BRUTAS EN AMERICA LATINA, 1966-80

(Millones de dólares)

	1966-70	1971-75	1976-80	1966-80
Exploración y producción	3 850	4 560	5 200	13 610
Refinación	990	1 430	1 700	4 120
Comercialización	560	680	850	2 090
Ductos	260	80	80	420
Transporte marítimo y fluvial	120	80	100	300
Subtotal	5 780	6 830	7 930	20 540
Gas natural	580	600	700	1 880
Gas licuado	70	50	40	160
<u>Total</u>	<u>6 430</u>	<u>7 480</u>	<u>8 670</u>	<u>22 580</u>

Fuente: CEPAL.

/Los datos

Los datos para el período más reciente se reajustaron, a base de las informaciones disponibles para las inversiones en curso de realización.

Las cifras correspondientes a conductos y transporte marítimo y fluvial, provienen de informaciones directas y de datos de las publicaciones especializadas que se logró reunir, igualmente que los correspondientes a los principales casos de gas natural y licuado, no incluidos en otros rubros.

El cuadro 66 muestra las inversiones en el último decenio y su proyección hasta 1980. Las correspondientes a la década 1970-80 totalizan 16 150 millones de dólares.

Se nota que el total presentado para el quinquenio 1966-70 es cerca de 35 por ciento más elevado que el del quinquenio precedente. El total para el decenio 1966-75 es más del 30 por ciento superior al decenio precedente.

Sin embargo, una comparación entre los quinquenios proyectados muestra que el crecimiento pierde su ritmo al bajar a 20 por ciento, en 1971-75 y a aproximadamente 15 por ciento en 1976-80, con respecto a los quinquenios precedentes.

Ello se debe al cambio de estructura por países en la producción de la región. Mientras que de los 889 mil barriles diarios en que aumentó la producción en el período 1960-65, 627 mil correspondieron a Venezuela, solamente 415 mil le corresponderán en el aumento previsto de 870 mil barriles/día para el período 1966-70. Como las inversiones unitarias son siempre mucho menores en Venezuela que en todos los demás países de la región, las inversiones totales previstas son obviamente bastante mayores. Pero a lo largo del período, se espera que los aumentos de producción se aproximen a las proporciones históricas, entre Venezuela y el resto de los países.

Eso se ve claramente al comparar las inversiones sólo en producción, que en el quinquenio 1966-70 son superiores al anterior en más de 40 por ciento.

La variación en los porcentajes de los diversos sectores, entre el quinquenio actual y el pasado, es pequeña, aunque la participación de la producción tienda a mantenerse ligeramente por encima del nivel de 1961-65, en los 15 años que abarca la proyección.

Cuadro 66

AMERICA LATINA: INVERSIONES ANUALES BRUTAS EN PETROLEO Y GAS

(Millones de dólares)

Años	Exploración y producción	Refinación	Ductos	Transporte marítimo y fluvial	Mercadeo	Gas ^{a/}	Total
1956	565	230	45	8	80	...	928
1957	811	245	95	15	90	...	1 256
1958	820	160	135	34	110	...	1 259
1959	785	170	205	20	115	9	1 304
1960	691	171	147	51	125	212	1 397
1956-60	3 672	976	627	128	520	221	6 144
1961	645	178	62	12	190	52	1 139
1962	554	123	62	7	110	62	920
1963	506	152	36	16	85	68	863
1964	425	220	25	10	80	102	862
1965	500	135	25	7	85	101	853
1961-65	2 630	810	210	52	550	385	4 637
1966-70	3 850	990	260	120	560	650	6 430
1971-75	4 560	1 430	80	80	680	650	7 480
1976-80	5 200	1 700	80	100	850	740	8 670

Fuente: CEPAL.

a/ Gas natural y licuado no incluidos en las partidas anteriores.

/No se

No se dispone de proyecciones mundiales para el período 1966-80, con las que puedan compararse las proyecciones que aquí se presentan.

Sin embargo, las inversiones de la industria petrolera mundial, exceptuando los Estados Unidos, el Canadá y los países socialistas, alcanzarán a cerca de 36 000 millones de dólares en el quinquenio corriente. La participación de América Latina en esas inversiones sería de 16 por ciento de acuerdo con la proyección aquí hecha, que representa una caída de sólo 1 por ciento, en números redondos, en relación con el quinquenio anterior.

Por otro lado se cuenta con algunos datos sobre las inversiones recientes de los Estados Unidos en América Latina que vale la pena comentar. En el trienio 1966-68 ellas totalizaron algo más de 1 100 millones de dólares. Podría admitirse hipotéticamente una inversión de 1 000 millones de dólares para 1969-1970 en conjunto. Así, solamente las inversiones extranjeras procedentes de los Estados Unidos se elevarían a 2 100 millones de dólares, o sea 36 por ciento del total de las inversiones petroleras previstas para latinoamérica en el período 1966-70. Ese porcentaje puede compararse con el promedio de alrededor de 40 por ciento que se obtuvo para el total de las inversiones extranjeras en el análisis de las inversiones históricas.

Las inversiones requeridas para el período 1965-80, son cifras sin precedentes en el desarrollo de la industria en América Latina, excluida Venezuela, y para la mayoría de los países exigirá la solución de problemas de envergadura.

El estado de la capitalización de la industria en los diferentes países es mal conocido. En términos globales, (haciendo caso omiso de la distorsión más o menos acentuada que introduce el factor inflacionario), las reservas para depreciación podrían contribuir con un 20 por ciento a las necesidades de capital de la industria. Si se contara además con un aporte extranjero equivalente porcentualmente al de otros períodos, se dispondría de fondos para alrededor del 55 por ciento de las inversiones exigidas. El programa para financiar el monto restante, debería basarse en un análisis detenido de las respectivas políticas de precios, reinversión de utilidades y fuentes internas y externas de préstamos a mediano y a largo plazo, tema que por su alcance no es posible examinar aquí.

b) La energía eléctrica

i) La demanda de energía eléctrica en 1979. Sin examinar aquí los métodos más adecuados para proyectar el consumo eléctrico por países durante la próxima década, es posible estimar su orden de magnitud, como bien de consumo final y como factor de producción. Principalmente, en función del crecimiento del producto bruto industrial y de su grado de electrificación; en el primer caso y en función del nivel del ingreso personal de su distribución y del grado de urbanización, en el segundo.

La extrapolación de la tendencia de la última década, que puede considerarse como promedio más o menos representativo del desarrollo histórico, indica que la generación debería ser en 1979 del orden de 295 000 millones de kWh. Sin embargo, este valor debe tomarse como límite inferior de tal meta, en parte porque aunque las restricciones en los servicios públicos han disminuido apreciablemente en los últimos años, aún la oferta en algunos sistemas y países no alcanza a satisfacer las necesidades de la demanda, y sobre todo porque los países latinoamericanos aspiran, sin duda, a superar en la década de 1970 el ritmo de crecimiento de la anterior.

Una previsión más optimista, pero posible, del desarrollo económico del área, conduce - analizando la demanda de los principales sectores consumidores de electricidad - a una generación del orden de los 370 000 millones de kWh. Tal conclusión supone un incremento cercano al 6 por ciento anual del producto bruto y al 8 por ciento de la producción manufacturera. Para el sector industrial se admitió en forma muy global y sólo como primera estimación, que al crecimiento vegetativo del 8 por ciento se agregue un 4 por ciento por concepto del uso más intensivo de equipos eléctricos (nuevas tecnologías), lo que daría una expansión del consumo eléctrico del 12 por ciento anual, que supone su aumento de 3.1 veces en 10 años. Ello implica que en 1979 el consumo industrial alcanzaría a unos 200 000 millones de kWh.

Para el consumo no industrial se procedió en forma relativamente similar. A la tasa de aumento del ingreso (alrededor de 6 por ciento) se superpone la correspondiente de electrificación, que se supone igual a 2.6, lo mismo que en la década anterior (7.1 de crecimiento anual del consumo eléctrico menos 4.5 del ingreso disponible). Con la tasa de 8.6 por ciento anual se tiene un factor multiplicador de 2.3 en diez años. En consecuencia la demanda no industrial llegaría a unos 115 000 millones de kWh.

/Buenos Aires

Sumando ambas demandas y dividiendo por 0.85 (admitido que las pérdidas al final de la década se redujeran de su 17.8 por ciento valor actual a 15 por ciento) la generación requerida debería alcanzar a unos 370 000 millones de kWh en 1979. Así la tasa de crecimiento acumulativa anual resultaría 10.7 por ciento, proyección que podría considerarse como límite superior.

ii) Capacidad eléctrica a instalar en la década de 1970. De la generación prevista para un año determinado puede estimarse, suponiendo un probable grado de utilización, la capacidad eléctrica que sería necesaria para obtener esa generación. Ha de tenerse en cuenta que la capacidad eléctrica en cada sistema no sólo debe satisfacer los requerimientos del abastecimiento total de energía a lo largo del año, sino que también ha de ser capaz de responder a las demandas máximas de potencia. Así, los períodos críticos pueden ser consecuencia de escasez de potencia o de escasez de energía en sistemas que incluyen generación hidráulica.

En un país que cuenta sólo con centrales térmicas, o que ellas tengan gran preponderancia, sólo la primera tiene importancia.

Como se vio, los países latinoamericanos disponían de una capacidad generadora instalada que alcanzaba a 30.8 millones de kW a fines de 1967, de los cuales, el 42 por ciento era hidráulico.

Una hipótesis intermedia entre los límites inferior y superior indicados anteriormente, sería la de alcanzar en 1979 una generación de 330 000 millones de kWh (tasa de crecimiento acumulativa anual de 9.5 por ciento). Ella exige tener instalados 83 millones de kW a fines de 1979, con 4 000 horas de utilización. Es decir, supone la adición neta de casi 49 millones de kW en la década de 1970, sobre los 4.0 millones que se pondrían a operar en el transcurso de 1968/1969.

Además de esa adición neta, debe preverse la adecuada reposición que se estima alcanzaría a unos 3 millones de kW. Tal estimación presenta un margen de incertidumbre relativamente amplio, que no parece del caso examinar aquí en detalle.

De acuerdo con planes que son de conocimiento público, a mediados de 1968, el conjunto de los proyectos adoptados o de nuevas centrales que se encuentran en una etapa avanzada de estudio, para los países de América Latina totalizan unos 28 millones de kW, que abarcan en unos pocos casos hasta 1980. El cuadro 67 da una idea de tales planes.

Cuadro 67

AMERICA LATINA: CAPACIDAD DE CENTRALES SEGUN PROYECTOS ADOPTADOS O EN ESTUDIO AVANZADO, CONOCIDOS PUBLICAMENTE

(Junio 1968)

País	Período	Total Millones de kW	Hidroeléctricas	
			Millones de kW	Participación porcentual
Argentina	1968-80	4.0	2.8	69.5
Brasil	1968-76	819	8.5	96.3
Chile	1968-75	1.3	1.1	84.0
Colombia	1968-80	2.8	2.1	75.9
México	1968-71	1.9	1.0	55.0
Venezuela	1968-76	2.3	2.0	86.6
Centroamérica	1968-74	0.9	0.6	64.0
Otros	1968-80	6.0	2.6	43.3
América Latina		28.1	20.7	74.0

Fuente: CEPAL a base de diversas informaciones.

/Como los

Como los proyectos de centrales hidroeléctricas son más conocidos, y tienen que estudiarse con mayor anticipación, se explica la alta participación hidráulica que figura en el cuadro. Se estima, sin embargo, que la capacidad neta por instalarse en la próxima década tendrá de 55 a 60 por ciento de fuente hidráulica con lo que se incrementará su participación con respecto a la situación presente. En la actualidad hay en América Latina unos 10 millones de kilovatios en proceso de construcción.

La capacidad por instalar en el período 1970-80, correspondería casi exclusivamente a instalaciones de servicio público, ya que considerando los diversos factores en juego no se cree que la actual capacidad de autogeneración (7.3 millones de kilovatios) aumente en más de 50 por ciento en la década que se examina.

Con relación al aumento del factor de utilización previsto, (3 730 horas en 1967) cabe considerar el factor de carga y el índice de reserva de las instalaciones generadoras.

En lo que respecta al primero, si bien existen, por una parte, razones para su incremento por mayor industrialización de las economías de la región, por otra es de esperar que se eliminen algunas restricciones de la oferta a las horas de máxima demanda lo que redundará en la disminución de ese valor. El análisis de las situaciones nacionales induce a pensar que no debe esperarse en general una mejora apreciable del factor de carga en los sistemas eléctricos latinoamericanos en su conjunto.

En lo que se refiere al índice de reserva debe recordarse que en general es bajo a la fecha, aunque en la última década se produjeron mejoras importantes al respecto. La tendencia sería de aumentar ese índice, aunque levemente, porque las interconexiones tienden a mejorar los factores de carga y al mismo tiempo reducir las exigencias de la capacidad de reserva para lograr un mismo nivel en la seguridad del servicio.

Finalmente, las estadísticas respectivas subestiman el grado de utilización de la potencia instalada, porque incluyen muchas unidades de producción, particularmente térmicas, que están virtualmente fuera de servicio y no se utilizan ni siquiera en períodos críticos. Por todas esas razones, se piensa que no cabe esperar grandes variaciones en el factor de utilización.

A fines de 1979, de acuerdo con los valores que se han venido examinando, habrían unos 42 millones de kilovatios hidráulicos, unos 41 millones de kilovatios térmicos.

En un año hidrológico normal puede estimarse para las centrales hidráulicas una utilización de 4 700 horas similar a las registradas en el decenio anterior.

En tales condiciones la generación hidroeléctrica alcanzaría en el año a 200 000 millones de kWh, lo que dejaría a cargo del sector térmico 130 000 millones restantes con un factor de utilización similar al de 1967. Siendo así, el consumo de combustibles se aproximaría a unos 36.5 millones de toneladas de petróleo equivalente.

Aún en condiciones hidrológicas medias muy desfavorables, como sería 2 500 horas de utilización de la capacidad hidroeléctrica, el requerimiento para utilizar el potencial térmico sería de 5 500 horas, fácil de lograr.

Sin embargo, en ese caso el consumo de combustibles para generar 225 000 millones de kWh se elevaría a unos 62 millones de toneladas de petróleo equivalente, lo que representaría un considerable impacto al balance exterior de pagos.^{8/}

El análisis anterior, pone el énfasis en el abastecimiento de energía eléctrica, pero con un acentuado descenso hidrológico pueden producirse déficit de potencia en los sistemas preponderantemente hidráulicos con reducida regulación. También podrían plantearse problemas en los sistemas cuya central generadora incluye unidades térmicas en precario estado de conservación. Por lo tanto, sería aconsejable para algunos países revisar a corto plazo los programas de expansión de sus instalaciones eléctricas.

iii) Costo de la expansión de los sistemas eléctricos. Se vio que en la década 1970-79, para abastecer la demanda prevista deberían instalarse 49 millones de kilovatios de nueva capacidad y reponer unos 3 millones de capacidad existente en la actualidad.

^{8/} Estas cifras muestran una vez más la estrecha vinculación de las distintas formas de la energía.

El análisis de algunos programas de expansión revela diferencias apreciables entre los costos unitarios respectivos, como era de esperar en virtud de la heterogeneidad del panorama latinoamericano en lo que se refiere al tamaño de las centrales, disponibilidad y características de los recursos hidroeléctricos, su ubicación, grado de integración de los sistemas, etc. La dispersión de costos unitarios de las centrales hidroeléctricas es considerablemente mayor que la de las centrales térmicas, pues mientras en aquéllas varían entre 200 y 500 dólares por kilovatio instalado,^{9/} en éstas lo hacen entre 130 y 250 dólares.

Se ha de anotar que no sólo el margen de variación de costos es mucho menor en el caso de las instalaciones térmicas, sino que además esta variación se explica en gran parte por las economías de escala.^{10/}

Las redes de distribución también tienen costos unitarios variables según las normas de diseño (subterráneas, aéreas, concentración de los consumos, red nueva o expansión de otra existente, etc.). Son usuales los valores comprendidos entre 250 y 350 dólares por kW.

Ponderando los diversos factores indicados y reconociendo amplios márgenes de variación de un país a otro, podría estimarse un valor medio general para toda América Latina de 450 dólares por kW de nueva capacidad, incluidas las líneas de transmisión y las redes de distribución.

Para la reposición de centrales existentes, teniendo en cuenta que ella afectará casi en su totalidad a las centrales térmicas y que el tamaño de las unidades tenderá a aumentar, pueden aceptarse en promedio unos 200 dólares por kilovatio.

^{9/} Por ejemplo, en el Brasil hay proyectos hidroeléctricos muy económicos, como el de Jaguará de CEMIG, estimado en 225 dólares/kW, incluido todo el sistema de transmisión. El costo de la central sola es de 160 dólares/kW. Costos unitarios similares tendrían las centrales de Estreito, Jupia, Furnas, Ilha Solteira, etc.

^{10/} En Gran Bretaña se registraron recientemente los siguientes valores medios del kW termoeléctrico instalado: Para unidades de 30 MW: 170 dólares; para las de 60 MW: 145 dólares; para las de 120 MW: 140 dólares; para las de 200 MW: 125 dólares; y las de 350 MW: 100 dólares. (Véase: "Modern Power Station Practice", Central Electricity Generation Board of Great Britain - 1963).

Así se llega al monto total de las inversiones correspondientes a la ampliación de la capacidad generadora, la expansión y modernización de redes y construcción de líneas de transmisión en la década de 1970-79, que es del orden de los 22 500 millones de dólares. Las inversiones que deberán efectuarse en la próxima década serán bastante superiores. En efecto, como las obras de expansión eléctrica, principalmente la construcción de centrales generadoras, demoran varios años, una parte importante de los gastos correspondientes a las que empezarán a funcionar en el decenio de 1970, se efectúan en la década de 1960. Correlativamente en la década de 1970 deberá financiarse una parte apreciable de las que entrarán en servicio en el decenio de 1980. Pero, el monto de estas últimas supera al de las primeras por el sostenido incremento porcentual de la demanda. Por esta razón las cifras que se mencionan en esta materia sólo deben interpretarse como órdenes de magnitud probables.

El cuadro 68 da una idea del orden de magnitud de la capacidad neta por instalar en algunos países y de las inversiones totales en la década 1970-79.

Sobre los 22 500 millones de dólares que se necesita invertir en los servicios eléctricos en toda América Latina en la década de 1970, puede estimarse, a base de la experiencia obtenida en los últimos años, que en promedio regional, cerca de 40 por ciento corresponde a gastos en divisas extranjeras, oscilando entre un tercio, aproximadamente, para los países con mayor capacidad interna para la provisión de materiales y equipos eléctricos, hasta dos tercios o más, en el caso de los de menor desarrollo relativo. Puede esperarse que en la región se incremente apreciablemente la producción de equipos eléctricos y mecánicos de modo que el componente de importación disminuya correlativamente.

Resulta de interés aquí tener una perspectiva dinámica del coeficiente de inversión en el sector de la industria productora de electricidad, en relación con la velocidad de crecimiento del producto bruto, y el coeficiente de ahorro interno.

Cuadro 68

AMERICA LATINA: ESTIMACION DEL ORDEN DE MAGNITUD DE LAS INVERSIONES EN
 EQUIPAMIENTO ELECTRICO EN LA DECADA 1970-79^a

País	Adición de potencia (millones de kW)	Inversión total (millones de dólares)
Brasil	12.1	5 450
México	10.5	4 520
Argentina	8.0	3 600
Chile	1.7	800
Venezuela	4.1	1 850
Colombia	3.6	1 650
Cuba	1.2	480
Perú	2.9	1 310
Uruguay	0.6	300
Centroamérica	2.0	1 000
Otros países	2.3	1 040
Total	49.0	22 000

Fuente: CEPAL.

a/ A estas cifras deberán sumarse las correspondientes a la renovación de equipos obsoletos que para toda la década se estiman en unos 3 millones de kW, con un costo aproximado equivalente a 600 millones de dólares. Las inversiones reales en el decenio, serán algo superiores a las estimadas aquí, ya que deben incluir gastos de obras e instalaciones que sólo empezarán a operar en la década siguiente.)

/El grado

El grado de electrificación de la economía (considerando el número de kilovatios, generados por cada dólar del producto bruto), aumenta con el producto, es decir que a una tasa de crecimiento de este último corresponde un aumento más que proporcional del consumo eléctrico (el consumo eléctrico se incrementó en 45 por ciento por cada dólar de producción en América Latina durante la década de 1957-67). Ello significa que la inversión en el sector eléctrico deberá corresponder a un porcentaje creciente a través del tiempo del total de inversiones en la economía y que a su vez, esa proporción será tanto más alta cuanto más intenso sea el ritmo de desarrollo económico y de industrialización.

Se estima que en la próxima década, las inversiones en generación y distribución de energía eléctrica, fluctuarían entre 7 y 9 por ciento de las inversiones totales.

Una importante fuente de financiamiento de dicha inversión son los beneficios derivados de la venta de la energía eléctrica según el nivel de las tarifas (utilidad unitaria por el número de kWh vendidos), la energía eléctrica que realmente se consumiría en la década 1970-79 (facturable), se aproximaría a 2.0×10^{12} kWh, de modo que cada milésimo de dólar de utilidad por kWh vendido generaría 2 000 millones de dólares. De aquí pueden deducirse fácilmente los niveles de utilidad que serían necesarios para diversos grados de autofinanciamiento de la inversión total requerida.

iv) Su financiamiento y el balance de pagos.^{11/} Dos rubros de la generación eléctrica inciden sobre el balance de pagos: la importación de equipos y maquinarias para las instalaciones de generación, transmisión y distribución; y la importación (o en el caso de los países productores, la disminución de las exportaciones) de combustibles.

De acuerdo con las estimaciones anteriores, de la inversión bruta prevista, equivalente a 22 500 millones de dólares para toda la década, unos 9 000 millones corresponden a importaciones, o sea unos 900 millones de dólares por año.

^{11/} Este análisis habría resultado de mayor interés si hubiera abarcado simultáneamente los campos del petróleo y de la energía eléctrica. Sin embargo ello no fue posible, por no disponer de suficiente información sobre el petróleo.

Interesa comparar esta cifra con la capacidad corriente para importar de la región (valor de las exportaciones menos el saldo neto de la cuenta de servicios, más el financiamiento neto externo), que en 1967 alcanzó a 9 300 millones de dólares.

A un aumento determinado del producto corresponde una expansión más que proporcional de la capacidad eléctrica, en tanto que la capacidad para importar tiende a aumentar menos que el producto. De ello resulta que cuanto mayor sea la tasa de crecimiento de América Latina, en los próximos años, mayor será también el efecto relativo del desarrollo eléctrico sobre el balance de pagos de la región, a menos que la sustitución de importaciones en los renglones de material eléctrico alcance a compensar el efecto conjunto de los fenómenos señalados.

Véase ahora el rubro de combustible. Aceptando como valor unitario medio para el petróleo el de 13 dólares por tonelada, el monto de los egresos (o disminución de ingresos) en el balance de pagos latinoamericano, por este concepto, variaría de 230 millones de dólares en 1970 a unos 470 millones en 1979, arrojando un monto global en el período de 3 500 millones de dólares.

Si a los gastos en divisas por concepto de equipo, se suman los que se originan por consumo de combustible, resulta un total de entre 8 y 9 por ciento de la capacidad para importar, prevista para el período.

Este análisis global sólo es válido, por supuesto, con respecto a una situación ideal media para toda América Latina en su conjunto. La situación en cada país podrá diferir apreciablemente de ese nivel medio en conformidad con una serie de factores entre los que debe mencionarse la capacidad industrial, el volumen de la producción nacional de combustibles, las inversiones de capital extranjero, préstamos en divisas, etc.

En relación con el financiamiento de ese componente en divisas, conviene recordar que en 1958-67 el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, el Banco Interamericano de Desarrollo y el conjunto del Banco de Exportaciones e Importaciones y otras agencias del Gobierno de los Estados Unidos otorgaron préstamos para proyectos de desarrollo eléctrico en la región por un total aproximado de 1 900 millones de dólares.

/Frente al

Frente al requerimiento estimado en el período 1970-79 de unos 9 000 millones de dólares en divisas para la expansión eléctrica resulta claro que a menos que esos organismos incrementen apreciablemente su ritmo de préstamos a los países latinoamericanos con ese fin, éstos tendrán que buscar otras fuentes de financiamiento en moneda externa.

Se ha de tener presente al respecto que en el período 1958-67 los préstamos para desarrollo eléctrico de la región de las fuentes indicadas representaron el 18.5 por ciento del total de sus créditos en ella y en el caso del Banco Internacional ese porcentaje fue de 59.

En total esas instituciones financieras internacionales aportaron alrededor de las dos terceras partes de las importaciones correspondientes del sector eléctrico en el período 1958-67. De mantenerse esa proporción en la próxima década, los préstamos deberían alcanzar, en promedio unos 600 millones anuales.

El importante saldo porcentual para cubrir, se basaría principalmente en los ingresos corrientes en divisas de cada país, ya que el posible aporte de capital privado extranjero en este campo se ha restringido apreciablemente por el regular decrecimiento de su participación en la capacidad instalada de América Latina, por la nacionalización de algunas de esas empresas y el desarrollo creciente de las estatales.

Su contribución dependerá en gran medida de lo que suceda con las empresas de capital extranjero en los próximos años y es probable que no pueda esperarse que su participación en el financiamiento en divisas sea superior a su posición relativa actual de 15-17 por ciento. Ello significaría que el capital privado externo a la región, aportaría unos 150 millones de dólares anuales en bienes de capital eléctrico importados, de los cuales probablemente una parte apreciable serían también préstamos internacionales.

El crédito de los proveedores de equipos y materiales, aunque representa una ayuda efectiva en un determinado momento, no constituye una solución de fondo porque se trata generalmente de operaciones de mediano plazo, poco adecuadas para la industria productora de electricidad con largos plazos de amortización.

c) Perspectivas de las fuentes no convencionales de energía

A continuación se pasa revista brevemente a las perspectivas que ofrecen para la década 1970-79 las fuentes no convencionales de energía en América Latina.

i) Energía nuclear. Indudablemente, la más importante de las fuentes no convencionales de energía que en el futuro próximo pueden desempeñar un papel potencial en la industria eléctrica, es el proceso de fisión nuclear. Un kilogramo de material fisionable que se consume totalmente proporciona tanta energía como 1.8 a 2.1 millones de kg de petróleo. Aun utilizando la tecnología corriente, en la cual sólo se aprovecha aproximadamente la centésima parte de la energía potencial, el transporte de combustible casi no representa costo para el usuario, pese a las precauciones especiales que rodean el despacho de material nuclear. De aquí que, al contrario de las centrales hidroeléctricas, que deben construirse en un lugar determinado, las centrales nucleares pueden ubicarse cerca de los centros de consumo. El éxito comercial de las centrales atómicas es ya un hecho y se espera que los Estados Unidos, que en 1964 tenían una capacidad nuclear aproximada de un millón de kW (menos de 1/2 por ciento de la capacidad total de generación de energía eléctrica), alcance a cerca de 170 millones de kW en 1980 (cerca de 30 por ciento de toda la nueva capacidad eléctrica proyectada). El Reino Unido, que en 1964 producía menos del 5 por ciento de energía eléctrica con fuentes nucleares, puede llegar en 1975 al 20 por ciento.

En América Latina la explotación comercial de la energía nuclear se iniciará con la instalación en 1971 de una central de 320 MW - Atucha - en el sistema del Gran Buenos Aires (Argentina).

Se sabe por experiencia que para producir energía eléctrica nuclear que pueda competir es preciso que se den ciertas condiciones:

- La central debe ser de gran tamaño. El costo de instalar un kW de capacidad decrece más rápidamente con el aumento de tamaño en las centrales nucleares que en las térmicas convencionales. El costo por kW de las centrales de energía nuclear equipadas con reactores alimentados con uranio enriquecido se reduce a la mitad cuando se pasa de 50 a 300 MW, y a la tercera parte al acercarse a los 1 000 MW. En los reactores alimentados

/con uranio

con uranio natural, la economía de escala es aún más marcada. Para poder instalar unidades grandes (de 200 MW o más), el sistema eléctrico debe ser por lo menos cinco veces mayor, con el fin de evitar una capacidad de reserva desmedidamente grande.

- El costo de los combustibles fósiles debe ser relativamente alto. La Comisión Nacional encargada de los estudios estima que la central nuclear argentina de 320 MW ha de generar electricidad a 6.8 millones por kWh, contra un costo superior a 7 millones en las centrales térmicas convencionales equivalentes que trabajan con fuel-oil, cuyo precio es de 1.6 dólares por millón de kcal (tasa de interés anual: 8 por ciento). En los Estados Unidos se ha estimado que las centrales nucleares muy grandes pueden entrar a competir incluso si el combustible fósil se cotiza a 50 centavos por millón de kcal.

- Puesto que las inversiones en centrales nucleares son comparativamente más grandes que en centrales térmicas convencionales, las primeras deberán operar con un factor de utilización de aproximadamente 80 por ciento a fin de reducir el costo fijo por unidad de energía eléctrica generada (kWh).

- Se puede considerar la posibilidad de instalar centrales nucleares en lugares que carecen de recursos hidroeléctricos o en los cuales la demanda de energía excede en mucho a los que se pueden disponer en condiciones económicas.

Los sistemas eléctricos latinoamericanos que cumplen con los requisitos mencionados son muy pocos. Además del sistema del Gran Buenos Aires en la Argentina, los únicos otros sistemas que pueden absorber centrales nucleares suficientemente grandes con un alto factor de carga, son la red centrosur del Brasil y el sistema eléctrico alrededor del Distrito Federal de México. El Brasil está dotado de un gran potencial hidroeléctrico y actualmente las autoridades se ocupan de aprovechar este potencial, con preferencia el nuclear; la energía nuclear podría considerarse para mediados o fines de los años sesenta. México tiene reservas abundantes de petróleo, gas natural, carbón y recursos hidroeléctricos. Pero como la Comisión Federal de Electricidad está considerando programas para instalar unidades térmicas de 300 MW en la región central a comienzos de los años setenta, se está

/estudiando también

estudiando también si es factible utilizar generación nuclear. En lo que toca a los demás países de la región, y teniendo en cuenta las demandas proyectadas de energía, los recursos energéticos convencionales disponibles y el nivel de desarrollo industrial, es posible que durante el próximo decenio no sea conveniente instalar centrales nucleares, a menos que algún avance tecnológico imprevisto permita establecer reactores atómicos pequeños o medianos con un costo mucho más bajo que el actual.

Otra posibilidad de utilizar la energía nuclear sería la de instalar centrales con el doble fin de generar electricidad y desalar el agua. Se está estudiando la factibilidad de establecer tales centrales en el norte de Chile, en el noroeste de México y cerca del lago Texcoco del mismo país, así como en otras regiones áridas. También aquí tiene gran importancia la magnitud de la demanda de energía; falta por establecer la capacidad de competencia de estas centrales nucleares con doble fin en dichas regiones latinoamericanas.

La evolución de la técnica en este campo puede traer cambios apreciables sobre todo en relación con la economía en la producción de uranio enriquecido y en el empleo del torio; debe considerarse que parece haber abundantes minerales de este último elemento en la región, por ejemplo en el Brasil.

A la luz de las consideraciones anteriores, es posible que en 1980 la capacidad nuclear instalada en la región no exceda de 1.5 millones de kW, siendo aproximadamente un 2.5 por ciento de la nueva capacidad proyectada de la región.

ii) Energía geotérmica. Anteriormente se mencionaron las áreas geotérmicas potenciales de la región. Salvo la pequeña central de 3.5 MW que funciona en el estado de Hidalgo, en México, las posibles ubicaciones en ese país, El Salvador y Chile están en etapa de investigación. Aunque estas investigaciones dieran resultados muy favorables, no se espera que las instalaciones geotérmicas de la región pasen de unos 150 o 200 MW en 1980. En tanto que la contribución de estas centrales a las necesidades de energía de los respectivos países puede ser económicamente muy conveniente, su participación en la producción total de electricidad de la región sería ínfima.

/iii) Esquistos

iii) Esquistos bituminosos. Algunos estudios aseveran que el contenido de hidrocarburos de los mayores depósitos de esquistos petrolíferos del mundo y de arenas alquitránicas, supera ampliamente a las reservas corrientes conocidas de petróleo. Por eso en algunos países como el Canadá, los Estados Unidos y la Unión Soviética se buscan intensamente procedimientos que permitan aprovechar económicamente tales recursos, habiéndose logrado progresos considerables en los últimos años.

En la región, el Brasil dispone de grandes depósitos de esquistos petrolíferos; también en menor escala Chile y el Uruguay. La Argentina contaría con arenas alquitránicas. En el primero de los países nombrados se realizan importantes investigaciones para ver las posibilidades técnico-económicas de empezar a aprovechar esos esquistos. Sin embargo, no parece probable que en la próxima década el uso de tales recursos energéticos sea económicamente significativo para América Latina, a excepción tal vez del Brasil, si se logran reducir apreciablemente los costos.

iv) Energía mareomotriz, solar y otras. La central mareomotriz del Estuario del Rance en Francia es la única de su tipo que funciona en el mundo. La electricidad se genera almacenando el agua en los períodos de marea alta y liberándola en los de marea baja a través de hidroturbinas.

Los factores más importantes que influyen en los aspectos económicos de una central mareomotriz son la amplitud de las mareas, la superficie del área del golfo o estuario cerrado y el largo de la presa requerida. Mientras más alta sea la marea, más grande el área cerrada y más pequeña la presa, más favorable será la ubicación.

La amplitud de la marea en Rance es de aproximadamente 11 a 13 metros. Presentan condiciones parecidas la Isla de Maracá en el Brasil (9.60 m), el río Colorado (12.30 m) en México y algunos lugares de la Argentina, como Puerto Santa Cruz (12.5 m), Golfo de San José (8.70 m), Puerto Gallegos (12.70 m), Cabo Vírgenes (10.55 m) y San Antonio (9.70 m). Por su tamaño, muchos de estos lugares necesitarían una inversión inicial de considerable magnitud. Parece dudoso que la energía mareométriz pueda contribuir a satisfacer las demandas de energía de la región en el próximo decenio, si se la compara con las fuentes convencionales de energía. Tampoco son muchas las posibilidades en América Latina de producir, en el próximo decenio, energía eléctrica capaz de competir en forma económica, utilizando otras fuentes no convencionales como la energía solar, el viento, etc.

E. ELEMENTOS PARA UNA ESTRATEGIA DEL DESARROLLO DE LA ENERGIA

Teniendo en mente los principales problemas y objetivos básicos, parece oportuno pasar revista a algunos elementos de estrategia de reconocida influencia en la evolución del sector de la energía, con el solo objeto de facilitar la formulación de políticas y la definición de estrategias a las personas encargadas de ello en cada país.

Como se observó en los capítulos anteriores, este sector es objeto de atención especial por parte de los gobiernos de los países de la región. La forma e importancia de la intervención estatal varían de un país a otro y su orientación depende básicamente de las tendencias políticas y sociales prevalecientes en ellos. A su vez éstas definen las características de sus principales intereses económicos y sociales. Así, de esta manera las distintas medidas adoptadas en materia de política energética, reflejarían esos intereses.

Sin embargo, a veces hay marcada incongruencia entre lo que se considera, en los distintos países, como la política económica general más conveniente, y la orientación efectiva de la política adoptada en el campo de la energía. Claros ejemplos serían el empleo dispendioso de la energía eléctrica para la producción de calor; la falta de coordinación entre los precios de formas de energía recíprocamente sustituibles; insuficiencia de recursos principalmente por imposición de niveles de precios y tarifas que obstaculizan el financiamiento de la expansión del sector al ritmo que el desarrollo general impone, etc. Además los elementos estratégicos disponibles para condicionar la economía de ésta no se usan en consonancia con la orientación públicamente declarada para el sector.

Por un lado, esa falta de armonía se debe al escaso conocimiento, no sólo de las características intrínsecas del sector, sino también de los datos relativos a la economía energética de cada país, como son la naturaleza de las fuentes disponibles, la cuantía de las reservas, las formas y costos de su utilización, las eficiencias usuales con las tecnologías disponibles, etc.

/Las decisiones

Las decisiones de nacionalizar empresas eléctricas o petroleras, de integrarlas en organismos de monopolio estatal, de dejar la atención de tales actividades a la iniciativa privada, o la coexistencia de empresas estatales y privadas, etc. son problemas que los distintos gobiernos han decidido en forma diferente. En los casos en que en las empresas de la energía (petróleo, electricidad, carbón, etc.) se cerraron unas fuentes de financiamiento para la expansión del sector, no siempre se abrieron otras sustitutivas para que el traspaso de responsabilidades no trajera consigo un descenso en el nivel del abastecimiento.

Una de las principales características del sector de la energía que conviene subrayar aquí es que si bien es heterogéneo, en cuanto incluye industrias tan desiguales como la de la electricidad, el petróleo, el gas, el carbón, etc., esos elementos son interdependientes en alto grado considerados desde el punto de vista económico.

Sin embargo, casi nada se ha realizado en América Latina que indique conciencia de ese hecho, lo que debiera traducirse en una efectiva coordinación de los recursos energéticos, no solamente en lo que se refiere al abastecimiento, sino también a la utilización más económica de cada uno de ellos.

Para ello faltan informaciones y antecedentes básicos indispensables a un estudio de las estructuras de la producción local de energía y de su consumo, que permitan examinar los costos de utilización final, para formar alternativas, sean nacionales o importadas. Ese análisis es esencial para establecer pautas dirigidas a utilizar mejor la energía.

Un propósito inmediato de los países latinoamericanos, en materia de política energética, sería el de esforzarse en lograr un mejor conocimiento del sector en los aspectos económicos señalados.

Se reconoce que no siempre es fácil mantener una política energética perfectamente coordinada, aun teniendo las informaciones indispensables, pero ese objetivo debería perseguirse insistentemente en todo momento.

La coordinación presupone la existencia de un organismo central encargado de fijar los lineamientos del desarrollo energético global. Eso no significa necesariamente que la ejecución total (diseño y

/materialización) del

materialización) del plan de energía esté centralizada, sino que las autoridades o empresas públicas o privadas, responsables de cada una de sus partes, acomoden sus actividades a los esquemas fijados por el gobierno central.

La adopción de tales medidas contribuiría positivamente a la estabilidad de las orientaciones y a la continuidad de los procedimientos indispensables al desarrollo adecuado del sector. Debe tenerse en cuenta que, debido principalmente al perfeccionamiento de las informaciones, la formulación de las políticas y del plan supondrá procesos renovados, debiéndose prever en ellos márgenes suficientemente amplios, para que las decisiones, en su ejecución, se puedan tomar con apropiada flexibilidad.

Uno de los problemas críticos en la ejecución de programas de desarrollo energético, se refiere a la determinación, en cada momento, de la estructura óptima del suministro de energía, en general, y en el nivel de abastecimiento de cada forma, en particular. Inevitablemente durante el período de ejecución de los programas, habrá escaseces y excedentes de capacidad, que deberían reducirse al mínimo. Ese ideal ha sido poco perseguido en América Latina, a pesar de contarse con algunos de los medios técnico-económicos necesarios para intentarlo.

Se descarta la idea de que el exceso en la capacidad de suministro de energía (más allá de una prudente capacidad de reserva y leve adelanto a la demanda) acelera el proceso de desarrollo económico y social.

Si bien la disponibilidad de energía es condición indispensable del desarrollo, la abundancia de ella no basta, si no actúan simultáneamente otros muchos factores para provocarlo y sostenerlo. Como la industria de la energía requiere gran intensidad de capital, las capacidades en exceso aunque sean relativamente pequeñas sustraen importantes recursos financieros que permanecen inactivos pese a que son indispensables a los demás factores de la producción. La tendencia basada en aquella idea ha prevalecido, consciente o inconscientemente, en muchos países latinoamericanos, y rara vez se han comprobado excesos de capacidad, en el plano nacional. En cambio se ha comprobado con frecuencia exceso de capacidad en determinadas regiones de un país y para ciertas formas de energía.

/En materia

En materia de energía eléctrica la proliferación de equipos autogeneradores independientes considerados como reserva para los casos de falla de los sistemas de servicio público, es una forma cara y poco eficiente de duplicación de capacidad, que debe corregirse por la expansión oportuna y la elevación de las normas de eficiencia de aquéllos.

En un plano de ideas más concreto se examinan a continuación los principales elementos estratégicos disponibles para ordenar e integrar armónicamente los diversos factores que intervienen en la elaboración de la política energética:

a) El desarrollo de las fuentes internas de energía y el expediente de las importaciones

Aunque el mercado mundial de hidrocarburos favorezca a los importadores, no se debe olvidar que la mayoría de los países latinoamericanos experimentan graves depresiones en sus balances de pagos, lo que justificaría en buena medida la utilización, aun a costos relativamente elevados, de sus recursos internos de combustibles comerciales. Un concepto similar puede aplicarse a los procesos de industrialización de los combustibles importados.

Por otra parte, se prevé que durante un período bastante largo, América Latina seguirá consumiendo cantidades importantes - medidas en poder calorífico - de combustibles no-comerciales (leña, carbón de leña, residuos industriales, etc.). Por tanto, es aconsejable que no se descuide el aprovechamiento y conservación de esas fuentes de energía, como ha sucedido hasta la fecha en la región.

Hay países importadores de energía que están lejos de haber agotado las investigaciones destinadas a conocer la disponibilidad de sus propias reservas; en otros casos existen recursos inaprovechados, con mercados insuficientemente abastecidos por temor de encarar situaciones que durante años han permanecido estáticas, sin verdadera justificación política o económica.

En las decisiones que impliquen posponer el aprovechamiento de un determinado recurso de energía sobre todo de los hidráulicos deberían evaluarse no sólo los beneficios directos que dejan de percibirse por la insuficiencia en

/el abastecimiento

el abastecimiento correspondiente, sino además los indirectos por la riqueza que deja de crearse y la injusticia que implica para las generaciones actuales el no usufructuar de ese recurso al que de cualquier modo tendrán acceso las venideras.

b) Promoción de investigaciones básicas y racionalización del uso de la energía

Es evidente que la adecuada aplicación de las medidas indicadas en el punto anterior supone un conocimiento mejor que el actual de los recursos energéticos de cada país, así como de las tecnologías más convenientes en cada caso.

Sin embargo, se ha descuidado el perfeccionamiento y utilización de este componente de la política energética, siguiéndose con frecuencia una orientación de realizaciones efectistas e inmediatas.

En muchos casos, tal actitud se explica porque no es fácil justificar - en ambientes no especializados - las inversiones en estudios básicos y el tiempo que ellos demandan; tampoco es siempre cómodo, desde un punto de vista político, divulgar o adoptar públicamente las medidas sugeridas por esas investigaciones. Existe la tendencia bastante generalizada a encaminar todos los esfuerzos y recursos hacia la pronta ejecución de obras aunque no sean las más convenientes a la economía general, con el fin de mostrar a la comunidad que se persigue efectivamente la satisfacción de sus aspiraciones.

Prácticamente en todos los países latinoamericanos existen organismos permanentes encargados de esas investigaciones básicas, pero que no siempre disponen de recursos financieros suficientes para actuar en forma efectiva. Por otra parte se anotan algunos casos en los que las obras ejecutadas no tuvieron en cuenta estudios básicos ya realizados, lo que ha representado daños a la economía de los respectivos países, no sólo con respecto a las soluciones técnicas adoptadas, sino también por su falta de oportunidad, excesivo costo o inadecuada ubicación. La rectificación de tales procedimientos redundaría en el desarrollo económico del sector y del país.

/Con referencia

Con referencia a la racionalización del uso de la energía se entiende aquí, no solamente la utilización más económica de cada una de sus formas, sino también la coordinación de las políticas que rijan la producción interna y la importación de los recursos energéticos.

En cuanto a la utilización más económica de cada forma, las políticas por adoptarse dependerán del conocimiento de la estructura del consumo de la energía por tipo de consumidor, que lamentablemente no se dispone con suficiente detalle en los países de la región.

Sin embargo, hay casos flagrantes de desperdicio de energía que podrían ser aminorados, como el ejemplo ya citado de la utilización de termoelectricidad para la producción de calor. Es indiscutible que las autoridades de cada país podrían descubrir muchos casos de apreciable despilfarro de energía, en el uso de diversas formas, sin necesidad de grandes investigaciones.

c) La fijación de los precios y de la política impositiva con relación a las diversas formas de la energía

Puede decirse que en la política de precios y tarifas convergen prácticamente todos los problemas del sector de la energía. Aquí interesa destacar, por una parte, la relación de los precios con el financiamiento del sector, y por otra con el condicionamiento de la estructura del consumo. En principio, en una sana economía puede sostenerse que los precios se han de basar fundamentalmente en los costos, adoptándose tipos de retribución al capital y tasas de amortización que permitan un margen conveniente de autofinanciamiento a las empresas de producción de energía, sean ellas públicas o privadas. Sería deseable que esas medidas resultaran atractivas para nuevos capitales locales y extranjeros y que permitieran también conseguir préstamos a largo plazo que desempeñaran el papel de capital permanente (como sucede en países más desarrollados, mediante debentures, bonos, acciones preferidas, etc.), lo que no sería incompatible con la tendencia hacia la propiedad estatal del sector de la energía, observada en la mayor parte de los países del área. El punto crítico para la estabilidad de esos mecanismos es asegurarlos contra presiones inflacionarias. Habría que crear dispositivos legales suficientemente flexibles para garantizar el reajuste adecuado y puntual de esos valores, principalmente a través de los activos inmovilizados.

/Si el

Si el poder público considera que ciertas categorías de consumidores deben recibir subsidios para disponer de energía más barata de lo que permite su costo real, que impliquen un descenso del nivel de precios o tarifas respectivas, le corresponderá a él transferir a esas empresas los fondos necesarios para evitar su descapitalización. Ese proceso debería estimarse con anticipación, para estudiar la forma más conveniente de financiarlo. En general conviene que las subvenciones, lo mismo que los impuestos, sean clara y públicamente conocidos.

Puede decirse que la disponibilidad de capital extranjero, a través de préstamos públicos o privados, dependerá en gran medida de las soluciones estables que se adopten en relación con todos los aspectos antes señalados. La financiación de actividades de interés público por medio de inversiones privadas directas, implica problemas de orden político e institucional, además de los económicos. En algunas oportunidades ellos llegan a ser agudos, en el campo de la energía y de los servicios de utilidad pública, en general. Cabe señalar aquí que el volumen de capital foráneo que pueda encaminarse a otras actividades económicas dependerá, entre muchos factores del desarrollo de los sectores de infraestructura incluido entre los principales el del suministro de energía.

La estructura del consumo final de las diversas formas de energía varía sobre todo en función de sus precios, y se observa con respecto a las formas alternativas, relativa rapidez de reacción ante las diferencias de precios. Ello sucede sobre todo en los países en desarrollo, ya que es proporcionalmente intensa la instalación de equipos para la utilización de energía, y los que se eligen teniendo en cuenta cuales serán los precios futuros de ella. Así, si los precios se establecen sobre bases poco sanas se producen distorsiones en el consumo que posteriormente son difíciles de corregir.

Se ha insistido en diferentes partes de estas notas en la conveniencia de establecer políticas integrales en materia de energía. Se ha sugerido que, dentro de un programa nacional de sustituciones recíprocas entre las diferentes formas de energía se formulen esquemas de consumo, de manera de satisfacer los requerimientos de la demanda a un mínimo de costos sociales.

/Siguiendo ese

Siguiendo ese orden de ideas, los precios y tarifas deberían concebirse de manera que al alcanzar en conjunto el nivel adecuado, provoquen la utilización de las diferentes formas de energía de modo que la estructura del consumo refleje el esquema previsto y no lo deforme.

Enfocar aisladamente los precios de cada forma de energía, como es frecuentemente el caso, induce a decisiones de consumo irracionales con graves consecuencias para las economías nacionales.

En materia de impuestos, ellos han contribuido asimismo a provocar distorsiones en los precios. Aquí también el enfoque ha sido ajeno a una política integral de la energía. Frecuentemente se ha elegido este sector como vehículo para subvencionar a través de los precios, de manera implícita o declarada, otras actividades, sin considerarse muy detenidamente los efectos que esa política tiene para el sector. Además, esta circunstancia, unida a la fijación casi siempre inadecuada de la base para calcular los precios, ha atentado contra la obtención de ingresos apropiados para el sector.

d) Elección, orden de prioridad e interrelación de proyectos

No se pretenden indicar aquí los mejores procedimientos para seleccionar proyectos, determinar sus interrelaciones y establecer órdenes de prioridad entre ellos, por ser materia muy especializada. Se desea sí, subrayar la enorme importancia de los aspectos mencionados no solamente para el éxito de las metas generales del programa en cuanto a abastecimiento interno de energía y su costo, sino también para reducir al mínimo los inevitables excesos o escaseces de energía (bajo el punto de vista global y regional), durante su ejecución. Debe considerarse que es fundamental para la continuidad de las obras que se realicen, la programación detallada de los recursos financieros en moneda local y extranjera destinados a cubrir los costos de los proyectos.

Dos defectos muy corrientes en los países de la región en las materias que se indican y que conviene evitar son: La tendencia acentuada a no considerar adecuadamente en los programas generales, la situación de cada proyecto con respecto al conjunto, no sólo las nuevas obras sino también de las instalaciones ya existentes; y la aplicación

/de métodos