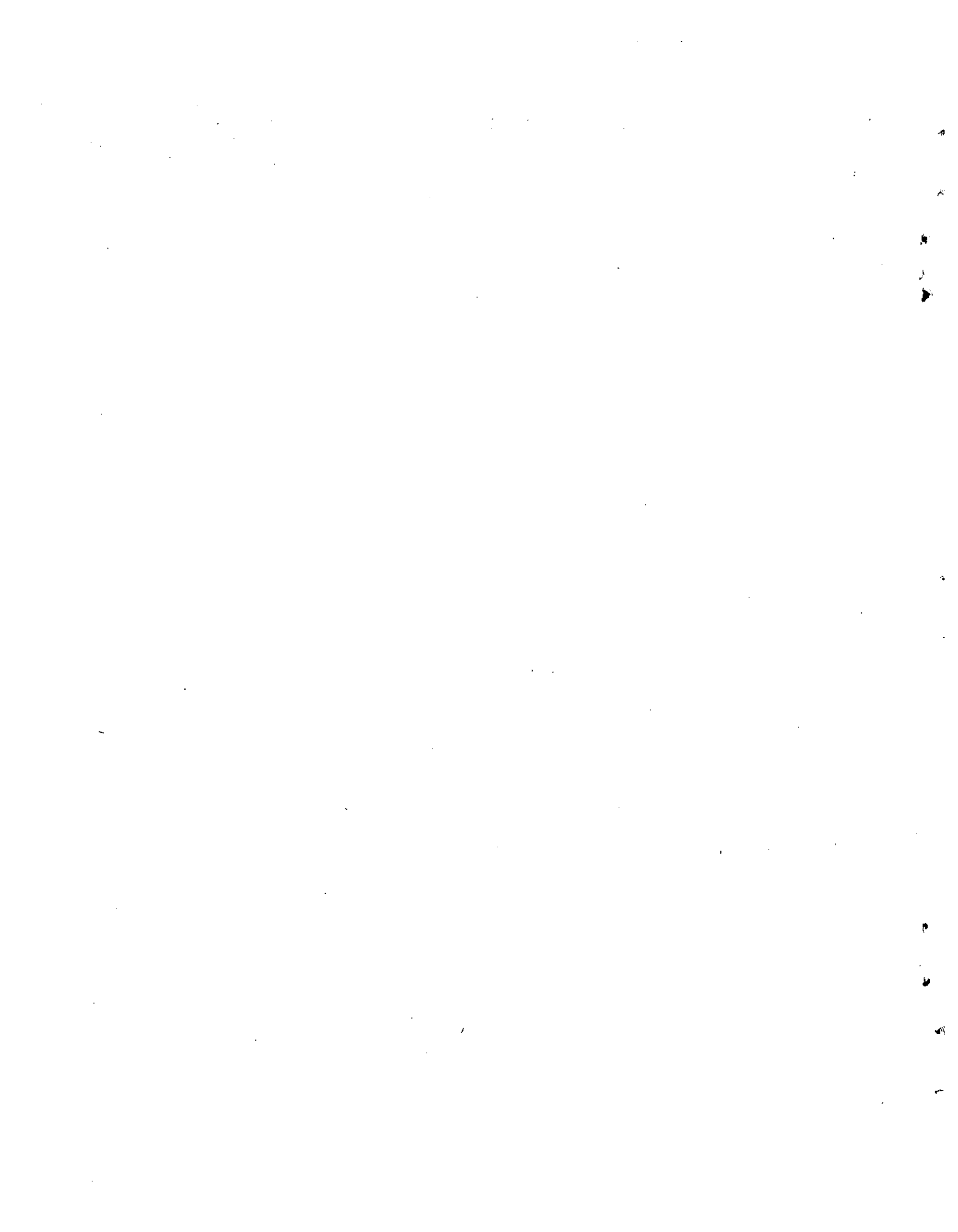


COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

LIMITADO
CEPAL/MEX/72/20/Rev.1
Junio de 1972

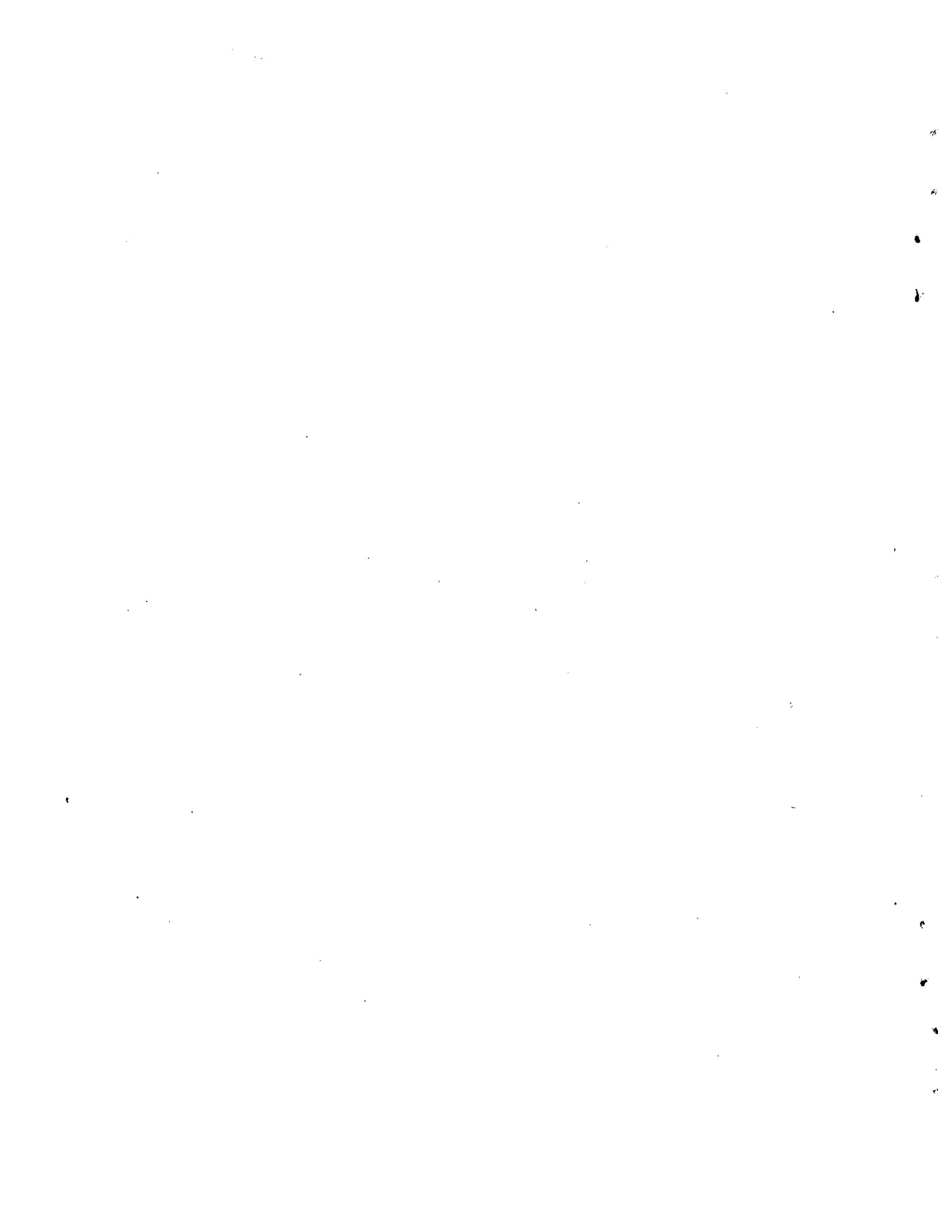


DESARROLLO DE LA ENERGIA ELECTRICA EN CENTROAMERICA, 1970 A 1980



INDICE

	<u>Página</u>
Introducción	1
1. Energía	2
a) Consumo aparente de energía	2
b) Pétroleo y sus derivados	4
c) Energía no comercial	4
d) Hidroelectricidad	5
2. Requerimientos y suministro de potencia y energía eléctrica	6
a) Demanda de potencia	6
b) Potencia instalada	6
c) Generación	9
d) Potencia instalada y generación por habitante	9
e) Consumidores	13
3. Principales proyectos de generación que se realizaron durante la década 1970-80	13
a) Guatemala	13
b) El Salvador	16
c) Honduras	17
d) Nicaragua	18
e) Costa Rica	18
4. Ventajas de la interconexión de sistemas eléctricos	19
a) Planificación y operación conjunta	20
b) Desarrollo coordinado	20
c) Intercambio de excedentes de energía	21
5. Posibilidades de interconexión de los sistemas eléctricos de los países centroamericanos en el período 1970-80	21
a) Intercambio de excedentes de energía	24
b) Desarrollo coordinado de sistemas	25
6. Lineamientos de política sobre integración regional del sector eléctrico	28
Anexo: Centroamérica: Proyecciones sobre requerimientos y disponibilidades de potencia y energía en los sistemas eléctricos de servicio público, 1970 a 1980	31



INTRODUCCION

Este documento fue elaborado en la Subsede de la CEPAL en México como una colaboración para el estudio Las perspectivas del desarrollo económico y social de Centroamérica en la década de 1970, que está llevando a cabo, a solicitud de los gobiernos de la región, la Misión SIECA/UNCTAD/PNUD. Presenta proyecciones globales para cada uno de los principales componentes del sector energético que destacan la mayor importancia que va adquiriendo la electricidad; indica cuáles serán los requerimientos y el suministro de potencia y energía eléctrica por tipo de generación (hidráulica y térmica) que se prevén para la década en estudio, así como las tasas medias de crecimiento para ese período en función del número total de habitantes servidos; describe cada una de las adiciones programadas en las centrales generadoras para el período 1970-80, su potencial para abastecer el mercado y el costo aproximado de instalación; comenta el importante tema de la interconexión subregional de los sistemas eléctricos, explicando sus ventajas y describiendo las diversas alternativas que podrían llevarse a cabo en la presente década y, por último, resume los lineamientos generales de política para fomentar la integración regional del sector eléctrico.

Como información complementaria se incluye un anexo estadístico que contiene los requerimientos y suministros anuales de potencia y energía de los cinco países para 1970-80.

1. Energía (véase el cuadro 1)

a) Consumo aparente de energía

En Centroamérica los combustibles derivados del petróleo y la electricidad se utilizan como energéticos comerciales, y la leña (incluyendo carbón vegetal) y el bagazo de la caña de azúcar como no comerciales. El petróleo se importa en su totalidad pero se refina en la región. La electricidad es generada en un 50 por ciento a base de diesel y bunker (derivados de petróleo), y el resto en centrales hidroeléctricas.

En este estudio la energía se mide en toneladas de petróleo equivalente (tpe) que es igual al calor que se obtiene al quemar una tonelada de petróleo crudo (11.7 millones de kilocalorías). La conversión de los kWh de electricidad a tpe se efectuó calculando la cantidad de los derivados de petróleo necesarios para generar un kWh (se usaron 3 500 kilocalorías como valor medio).

El consumo total de energía se estima que aumentará de 5.77 millones de tpe a 11.54 en la década de los años setenta, lo que equivale a una tasa media anual de 7.2 por ciento. La energía generada en la región, que comprende los combustibles no comerciales y la hidroelectricidad, representó el 54.3 por ciento en 1970, mientras que la importada equivalente a los hidrocarburos alcanzará el 51.3 por ciento en 1980, incluyendo los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica.

El consumo total de energía por habitante aumentará de 380 kilogramos de petróleo equivalente en 1970 a 550 en 1980, promedios que se comparan desfavorablemente con el de Latinoamérica, que en 1967 fue de 630 kilogramos de petróleo equivalente. Estas cifras, no obstante, deben juzgarse con las debidas reservas ya que incluyen consumos de energía menores de 250 kilogramos de petróleo equivalente por habitante en Haití, y consumos superiores a 1 300 kilogramos de petróleo equivalente por habitante en Venezuela.

Cuadro 1

CENTROAMERICA: ESTIMACION DEL CONSUMO FUTURO DE ENERGIA, 1970 Y 1980

(Miles de toneladas de petróleo equivalente)

Concepto	1970		1980		Tasa promedio anual de cre- cimiento 1970-1980
	Canti- dad	Por- ciento	Canti- dad	Por- ciento	
Consumo total	<u>5 766</u>	<u>100.0</u>	<u>11 535</u>	<u>100.0</u>	7.2
Energía importada	2 635	45.7	5 919	51.3	8.4
Energía local	3 131	54.3	5 616	48.7	6.0
Combustibles comerciales	<u>3 373</u>	<u>58.5</u>	<u>8 174</u>	<u>70.8</u>	9.2
Petróleo	2 635	45.7	5 919	51.3	8.4
Diesel y bunker para termoeléctricas	359	6.2	798	6.9	8.3
Diesel y bunker para otros usos	1 232	21.4	3 068	26.6	9.6
Gasolinas	683	11.8	1 200	10.4	5.8
Kerosene y jet fuel	243	4.2	445	3.9	6.2
Gas licuado	35	0.6	119	1.0	13.0
Consumo y pérdidas en refinerías	83	1.4	289	2.5	13.3
Electricidad total	1 097	19.0	3 053	26.5	10.7
Hidroelectricidad	738	12.8	2 255	19.5	11.8
Combustibles no comerciales	<u>2 393</u>	<u>41.5</u>	<u>3 361</u>	<u>29.2</u>	3.4
Leña y carbón vegetal	1 921	33.3	2 534	22.0	2.8
Bagazo de caña de azúcar	472	8.2	827	7.2	5.8
<u>Consumo total por habitante</u> (kilogramo de petróleo equivalente)	380		550		3.8

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.

/b) Petróleo

b) Petróleo y sus derivados

Los derivados del petróleo de mayor consumo en Centroamérica son el bunker y el diesel (dos tercios del consumo total de combustible), y se usan principalmente en la generación de energía térmica y en la industria en general. En segundo lugar se encuentran las gasolinas (20 por ciento del total).

En 1970 Centroamérica importó y consumió un total de 2.6 millones de toneladas de petróleo (46 por ciento de la energía utilizada). Se estima que la tasa promedio anual de crecimiento para el período 1970-80 será de 8.4 por ciento, superior a la del consumo total de energía (7.2 por ciento).

Se calcula que el consumo de gas licuado se incrementará a un ritmo promedio de 13.0 por ciento anual, y el de combustibles que se utilizan en el proceso de refinación (incluyendo pérdidas), a uno de 13.3 por ciento. El bunker y el diesel, con un crecimiento menor, duplicarán su consumo en los próximos diez años; las gasolinas y kerosinas crecerán en poco menos del doble en el mismo período.

Por otro lado, las plantas termoeléctricas consumirán más combustibles en el período 1970-75 (125 por ciento de incremento en cinco años), pero en el quinquenio 1975-80 utilizarán menos, debido a que varias plantas hidroeléctricas de importancia iniciarán operaciones en ese lapso. El crecimiento promedio de consumo de la década será de 8.3 por ciento anual.

c) Energía no comercial

Los componentes principales de la energía no comercial son la leña y el carbón vegetal, utilizados como fuentes de energía en el sector residencial, y el bagazo de caña de azúcar, de uso industrial. Además de éstos, se emplean otros desperdicios como combustibles no comerciales que se consumen donde se producen, pero su importancia relativa es reducida.

/La leña

La leña y el carbón --cuyo consumo se estima en 200 kilogramos anuales de petróleo equivalente por habitante, calculado con base en la población rural-- participaron con un 33 por ciento en el consumo total de energía de 1970. Dicha participación se irá reduciendo debido a que cada día se sustituyen en mayor volumen por combustibles comerciales de manejo más conveniente. (En 1970 se consumieron 1.9 millones de tpe de leña y carbón vegetal y se espera que para 1980 se utilizarán 2.5 millones.)

El crecimiento del consumo de bagazo de caña, que fue de 6.8 por ciento anual entre 1960 y 1970, será aproximadamente de 5.8 por ciento entre 1970 y 1980. Como su producción está supeditada a la del azúcar, --que se exporta en una proporción importante-- su incremento dependerá tanto del mercado interno como de la demanda externa de este producto.

d) Hidroelectricidad

Del total de energía generada en Centroamérica, la hidroelectricidad participó con 6 por ciento en 1950 y 12.8 por ciento en 1970, y se estima aumentará a 19.5 por ciento hacia 1980. En términos absolutos, en 1970 se consumieron 0.7 millones de tpe de energía hidroeléctrica, cifra que aumentará a 2.2 millones de tpe en 1980 si se llevan a cabo los proyectos de generación hidroeléctrica que se encuentran actualmente en diversas etapas de realización.

La potencia hidroeléctrica instalada en Centroamérica fue de: 66 MW en 1950, 161 MW en 1960 y 425 MW en 1969. Como se puede observar, su crecimiento en los últimos 20 años ha sido acelerado, pues pasó de una tasa promedio anual de 9.3 por ciento entre 1950 y 1960 a una de 11.4 por ciento entre 1960 y 1969.

El potencial hidroeléctrico de la región es de 14 700 MW, de los cuales hasta 1970 se habían instalado 451 MW, o sea únicamente el 3 por ciento. Sería pues de gran interés para Centroamérica la instalación de nuevas plantas hidroeléctricas ya que con ello no sólo se aprovecharía el potencial disponible sino que disminuiría el uso de los derivados del petróleo que se requieren actualmente para generar electricidad en centrales térmicas (35 por ciento del total generado en 1970),

/y se

y se reduciría, por medio de programas de electrificación rural, la utilización de combustibles no comerciales que por razones de orden ecológico resulta inconveniente.

2. Requerimientos y suministro de potencia y energía eléctrica

a) Demanda de potencia

Honduras es el país centroamericano que en la década 1970-80 experimentará el mayor crecimiento de la demanda con una tasa promedio anual de 13.3 por ciento. Considerada la región en conjunto, la demanda crecerá en ese período a una tasa de 10.7 por ciento. No obstante, si no se tomara en cuenta la de Costa Rica, la más baja de la región, dicho promedio sería del orden del 11.8 por ciento. (Véase el cuadro 2.)

b) Potencia instalada

Se estima que para 1980 la potencia instalada en servicio público de Centroamérica crecerá en 183 por ciento en relación con la de 1970, o sea a un ritmo promedio de 11.0 por ciento. En 1970 Honduras poseía únicamente 90 MW de potencia instalada, la más reducida de Centroamérica, y Costa Rica, 216 MW, la más alta. Para 1980 se espera que Guatemala se colocará a la cabeza con 518 MW, seguida de Honduras cuya demanda crecerá a un ritmo promedio anual de 18.1 por ciento,^{1/} y que Nicaragua contará con la más baja 317 MW. (Véase el cuadro 3.)

Del total de potencia instalada en cada país el porcentaje de potencia hidráulica fluctuó en 1970 entre 33 por ciento en Honduras y 79 por ciento en Costa Rica. Para 1980, en cambio, se calcula que ese porcentaje oscilará entre 86 por ciento en Honduras y 32 por ciento en Nicaragua. Por otro lado, en ese mismo año el país con la menor proporción de potencia térmica será Honduras, con 14 por ciento y Nicaragua contará con la más elevada (68 por ciento).^{1/} Sin embargo,

^{1/} Se debe principalmente a la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico "El Cajón" que abastecerá inicialmente los mercados de Honduras y Nicaragua.

Cuadro 2

**CENTROAMERICA: DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA EN SERVICIO
PUBLICO, 1970 Y 1980**

(MW)

País	Año		Incremento 1970-1980 (por ciento)	Tasa promedio anual de crecimiento 1970-1980 (por ciento)
	1970	1980		
<u>Centroamérica</u>	<u>620</u>	<u>1 692</u>	176	10.7
Guatemala	121	373	208	11.9
El Salvador	132	376	185	11.0
Honduras	60	210	250	13.3
Nicaragua	96	286	198	11.5
Costa Rica	211	447	112	7.8

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.

Cuadro 3

CENTROAMERICA: POTENCIA INSTALADA EN SERVICIO PUBLICO, 1970 Y 1980

(MW)

País	Año		Incremento 1970-1980 (por ciento)	Tasa promedio anual de crecimiento 1970-1980 (por ciento)
	1970	1980		
<u>Centroamérica</u>	<u>789</u>	<u>2 232</u>	183	11.0
Guatemala	174	518	198	11.5
El Salvador	187	456	144	9.3
Honduras	90	475	428	18.1
Nicaragua	122	317	160	10.0
Costa Rica	216	466	116	8.0

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.

Guatemala dispondrá del mayor volumen de esta potencia (232 MW), comparado con el de Nicaragua (217 MW). (Véase el cuadro 4.)

En términos generales, en la década en estudio el porcentaje de potencia hidroeléctrica en la región se incrementará de 58 por ciento en 1970 a 66 por ciento en 1980. (Véase de nuevo el cuadro 4.)

c) Generación

Se calcula que para 1980 la generación en servicio público de Centroamérica se incrementará en un 176 por ciento, o sea a un ritmo promedio anual de 10.7 por ciento, pasando de 3 013 GWh en 1970 a 8 329 GWh. A lo largo de la década, Costa Rica es el país que generará más electricidad, a Honduras corresponderá la tasa de crecimiento más elevada (19.5 por ciento) --en 1970 generó 292 GWh y en 1980 producirá 1 738 GWh-- y Nicaragua experimentará el aumento más reducido (4.7 por ciento). (Véase el cuadro 5.)

Costa Rica es el país que generará más energía hidroeléctrica durante todo el período, con 91.8 y 96.5 por ciento de la energía total del país en 1970 y 1980, respectivamente. Honduras, sin embargo, contará con 99.1 por ciento de energía hidroeléctrica hacia 1980, gracias a la entrada en operación del proyecto "El Cajón" ya citado. En cuanto a energía térmica, a Nicaragua corresponde el porcentaje más elevado (52.2 por ciento en 1970 y 51.3 por ciento en 1980), Guatemala generó el mayor volumen en 1970 (309 GWh), y para 1980 se espera que El Salvador producirá más energía de este tipo (643 GWh). (Véase el cuadro 6.)

d) Potencia instalada y generación por habitante

En términos generales se estima que para 1980 se habrán instalado en Centroamérica 106 vatios por habitante (102 por ciento de aumento sobre 1970) y se generarán 396 kWh per cápita (98 por ciento más que en 1970). Los mayores porcentajes de incremento corresponden a Honduras, que aventaja al resto de los países por un margen superior al 100 por ciento en el crecimiento de la potencia instalada por habitante. Las cifras más altas tanto en

Cuadro 4

CENTROAMERICA: POTENCIA INSTALADA POR TIPO
 DE CENTRAL EN SERVICIO PUBLICO, 1970 Y 1980

País	1970					1980				
	Total	Hidroeléctrica		Térmica		Total	Hidroeléctrica		Térmica	
		MW	Por- ciento	MW	Por- ciento		MW	Por- ciento	MW	Por- ciento
<u>Centroamérica</u>	<u>789</u>	<u>455</u>	58	<u>334</u>	42	<u>2 232</u>	<u>1 468</u>	66	<u>764</u>	34
Guatemala	174	96	55	78	45	518	286	55	232	45
El Salvador	187	108	58	79	42	456	311	68	145	32
Honduras	90	30	33	60	67	475	410	86	65	14
Nicaragua	122	50	41	72	59	317	100	32	217	68
Costa Rica	216	171	79	45	21	466	361	77	105	23

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.

Cuadro 5

CENTROAMERICA: GENERACION EN SERVICIO PUBLICO, 1970 Y 1980^{a/}

(GWh)

País	1970	1980	Incremento 1970-80 (por ciento)	Tasa promedio anual de creci- miento 1970-80 (por ciento)
<u>Centroamérica</u>	<u>3 013</u>	<u>8 329</u>	176	10.7
Guatemala	641	1 805	182	10.9
El Salvador	627	1 757	180	10.9
Honduras ^{b/}	292	1 738	495	19.5
Nicaragua ^{c/}	502	791	58	4.7
Costa Rica	951	2 238	135	8.9

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.

a/ Incluye pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución.

b/ El requerimiento de energía para 1980 será de 1 051 GWh, lo que equivale a un 13.7 por ciento de crecimiento anual. La diferencia entre la generación y el requerimiento (687 GWh) será vendida a Nicaragua.

c/ El requerimiento de energía para 1980 será de 1 478 GWh, lo que equivale a un 11 por ciento de crecimiento anual. La diferencia entre ésta y la generación (687 GWh) será comprada a Honduras.

Cuadro 6

CENTROAMERICA: GENERACION POR TIPO DE CENTRAL EN SERVICIO PUBLICO, 1970 Y 1980^{a/}

País	1970					1980				
	Total	Hidroeléctrica		Térmica		Total	Hidroeléctrica		Térmica	
		GWh	Por ciento	GWh	Por ciento		GWh	Por ciento	GWh	Por ciento
<u>Centroamérica</u>	<u>3 013</u>	<u>2 114</u>	70.2	<u>899</u>	29.8	<u>8 329</u>	<u>6 730</u>	80.8	<u>1 599</u>	19.2
Guatemala	641	332	51.8	309	48.2	1 805	1 344	74.5	461	25.5
El Salvador	627	473	75.4	154	24.6	1 757	1 114	63.4	64.3	36.6
Honduras	292	196	67.1	96	32.9	1 738	1 723	99.1	15	0.9
Nicaragua	502	240	47.8	262	52.2	791	385	48.7	406	51.3
Costa Rica	951	873	91.8	78	8.2	2 238	2 160	96.5	78	3.5

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.

a/ Incluye pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución.

potencia como en generación por habitante corresponden a Costa Rica, lo mismo al inicio que al final de la década, pero sus porcentajes de crecimiento serán los menores (Véase el cuadro 7.)

e) Consumidores

El número de consumidores de energía eléctrica en la región fue, en 1970, de 690 000 y se calcula que para 1980 ascenderá a 1.3 millones, con una tasa promedio de crecimiento de 6.7 por ciento que, calculada por países, arroja un porcentaje muy similar en todos ellos, con excepción de Honduras que señala un aumento de 8.0 por ciento. (Véase el cuadro 8.)

3. Principales proyectos de generación que se realizarán durante la década 1970-80

a) Guatemala

1) Proyecto Hidroeléctrico Atitlán. Tiene por objeto satisfacer, conjuntamente con otras plantas, la demanda de potencia y energía del sistema integrado nacional a partir de enero de 1977. Se llevará a cabo en dos etapas. En la primera, que tendrá un costo aproximado de 47.7 millones, se aprovechará la posición del Lago Atitlán con respecto a la llanura costera del Océano Pacífico, utilizándolo como embalse natural para producir una caída cercana a los 1 060 metros, y se instalarán dos grupos generadores de 60 MW cada uno.

En la segunda se construirá el Proyecto Hidroeléctrico Chuisibel, para desviar las aguas del Río Samalá y de otros hacia el Lago Atitlán. Se utilizará una caída intermedia y se instalarán dos grupos generadores de 35 MW cada uno (253 GWh anuales), con un costo aproximado de 24.1 millones de dólares. Se estima que entrará en operación en enero de 1979. La generación total para ambas etapas se calcula en 1 012 GWh.

Cuadro 7

CENTROAMERICA: POTENCIA INSTALADA Y GENERACION POR HABITANTE,
 1970 Y 1980

País	Potencia instalada por habitante (W)			Generación por habitante (kWh)		
	1970	1980	Incremento 1970-80 (por ciento)	1970	1980	Incremento 1970-80 (por ciento)
<u>Centroamérica</u>	<u>52.4</u>	<u>106.1</u>	102	<u>199.7</u>	<u>395.8</u>	98
Guatemala	34.0	75.9	123	125.4	264.6	111
El Salvador	54.1	92.6	71	181.5	428.8	136
Honduras ^{a/}	33.3	124.0	272	108.0	274.3	154
Nicaragua ^{a/}	60.4	112.5	86	248.4	524.5	103
Costa Rica	120.1	175.9	46	528.9	844.5	60

Fuentes: 1) CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país. 2) CEPAL, Notas sobre la economía y el desarrollo de América Latina, No. 90, Diciembre 16 de 1971 (Número de habitantes).

a/ La generación por habitante para estos dos países correspondiente a 1980 se ha calculado con base en el requerimiento de energía de cada país y no en la generación propia, para eliminar el efecto de las transferencias de energía en relación con la interconexión de sus sistemas.

Cuadro 8

CENTROAMERICA: CONSUMIDORES, 1970 Y 1980

(Miles)

País	1970	1980	Incremento 1970-80 (por ciento)	Tasa promedio anual de crecimiento 1970-80 (por ciento)
<u>Centroamérica</u>	<u>690</u>	<u>1 324</u>	92	6.7
Guatemala	132	335	84	6.3
El Salvador	166	324	95	6.9
Honduras	65	140	115	8.0
Nicaragua	104	197	89	6.6
Costa Rica	173	328	90	6.6

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.

ii) Desarrollo hidroeléctrico Chixoy. Se tiene programado como alternativa al proyecto Atitlán, aunque los estudios básicos se encuentran todavía en etapas preliminares. Se construiría en el río del mismo nombre y constaría de tres proyectos en cascada. El primero, a la altura del kilómetro 25 sur y aprovechando una caída de 90 metros, incluiría un embalse regulador para los tres proyectos y una instalación de 74 MW (405 GWh al año). Los otros dos se levantarían en los kilómetros 10.5 y 17.5 norte y su potencia instalada sería de 115 y 70 MW, respectivamente.

iii) Proyecto termoeléctrico Escuintla. Contará con tres plantas de vapor instaladas en la Central Térmica Escuintla en el Departamento del mismo nombre, en el sitio donde se encuentran las dos turbinas de gas del INDE.

La planta de vapor número 1, de 33 MW, entrará en operación a mediados de 1972, a un costo total aproximado de 7.6 millones de dólares. Las plantas de vapor números 2 y 3, de 66 o 50 MW cada una, entrarán en operación comercial en noviembre de 1973 y en diciembre de 1974, respectivamente. Su costo total será de 22 millones de dólares.

b) El Salvador

i) Proyecto termoeléctrico Soyapango. Este proyecto contará con dos unidades generadoras de 16.5 MW cada una, activadas por turbinas a gas, que serán instaladas en la subestación Soyapango cerca de San Salvador. Se estima que entrarán en operación en diciembre de 1972 y tendrán un costo de 4.12 millones de dólares.

ii) Proyecto geotérmico Ahuachapán. En el lugar denominado Ahuachapán, en la zona occidental del país, se construirá la primera central geotérmica de Centroamérica. Inicialmente se instalará una unidad de 33 MW (230 GWh al año), con un costo aproximado de 8 millones de dólares, que entrará en operación en enero de 1975.

iii) Proyecto hidroeléctrico Cerrón Grande. Localizado aproximadamente a 22 kilómetros aguas arriba de la Central 5 de Noviembre, consiste en un embalse útil de 1 430 millones de metros cúbicos (2 180 total) con una caída de 64 metros a una central de pie de presa. Generará en 1979, al completarse su segunda etapa, 584 GWh con tres unidades de 67.5 MW cada una. La primera unidad entrará en operación en diciembre de 1976 y la segunda en

/marzo de 1977

marzo de 1977, para generar 557 GWh (primera etapa), a un costo de 62.8 millones de dólares. La segunda etapa tendrá un costo de 7.28 millones de dólares.

Se estima que el proyecto completo estará terminado en 1983, con un total de 270 MW, 584 GWh de generación anual, y un costo total de 78.1 millones de dólares.

c) Honduras

i) Proyecto hidroeléctrico Río Lindo. Está localizado aguas abajo del Proyecto Cañaveras, en la zona noroccidental del país, y aprovecha el caudal de descarga de éste para formar un embalse de regulación. Tiene una caída de 400 metros y su costo total fue de 15 millones de dólares aproximadamente. A mediados de 1971 entraron en operación dos unidades de 20 MW cada una que se calcula generan alrededor de 294 GWh anuales.

ii) Proyecto termoeléctrico Tegucigalpa. Consiste en la instalación de una turbina a gas acoplada a un generador de 15 MW que entrará en operación en noviembre de 1972. Será instalada en la ciudad de Tegucigalpa, a un costo aproximado de 2 millones de dólares.

iii) Proyecto termoeléctrico interino. Este proyecto incluye cuatro unidades diesel-eléctricas de mediana velocidad, de 6 MW cada una, con una potencia total de 24 MW, que serán instaladas en La Ceiba. Se estima que su costo será de 2.2 millones de dólares y entrarán en operación en enero de 1974.

iv) Proyecto hidroeléctrico El Cajón. Está localizado en el Río Humuya, en la zona noroccidental del país. Contará con un embalse de 103 kiló metros cuadrados y una capacidad de almacenamiento de más de 8 000 millones de metros cúbicos. La primera etapa, que entrará en operación en enero de 1978, constará de tres unidades de 85 MW cada una; en la segunda se instalará una unidad adicional de 85 MW, para obtener un total de 340 MW. Este proyecto está programado para suministrar la potencia y energía al sistema interconectado Honduras-Nicaragua. Su costo se ha estimado en 92 millones de dólares y su generación total en 1 315 GWh anuales.

/d) Nicaragua

d) Nicaragua

i) Proyecto termoeléctrico Managua número 2. En la ciudad de Managua se instaló un turbogenerador a vapor de 45 MW (315 GWh al año) que empezó a operar a mediados de 1971. Su costo fue de 6.5 millones de dólares aproximadamente.

ii) Proyecto hidroeléctrico General Anastasio Somoza García. En un embalse de 6 kilómetros cuadrados formado por una presa en el Río Viejo se almacenan las aguas de este río y las del Río Tuma que descarga la Planta Centroamérica; con una caída de aproximadamente 200 metros se activan dos unidades generadoras de 25 MW cada una. La operación comercial de este proyecto se inició en marzo de 1972; su costo se estima en 16.3 millones de dólares, y su generación anual en 145 GWh.

iii) Proyecto termoeléctrico Puerto Somoza. Se instalarán dos grupos generadores de 50 MW cada uno, con turbinas a vapor, cuyo costo total aproximado será de 20 millones de dólares. La primera unidad entrará en operación en enero de 1975 y la segunda, en enero de 1976.

e) Costa Rica

i) Ampliación del embalse de Cachí. Con este trabajo se aumentará la capacidad útil del embalse del proyecto hidroeléctrico Cachí para generar 562 GWh anuales y disponer de mayor energía durante la época seca. Quedará terminado en el primer semestre de 1972, y en él se invertirán 2 millones de dólares.

ii) Proyecto hidroeléctrico Río Macho número 2 (Tapantí). Mediante este proyecto --primera ampliación de la planta Río Macho-- se desviarán las aguas del Río Reventazón hacia el embalse de la planta y se instalarán en la casa de máquinas dos generadores de 30 MW, activados cada uno por dos turbinas hidráulicas, con lo que se incrementará la capacidad total de la planta Río Macho a 90 MW, y se generarán 394 GWh adicionales al año. Se calcula que los generadores quedarán instalados a fines de 1972 y que la ampliación total se concluirá en 1974 con un costo de 15 millones de dólares.

/iii) Proyecto

iii) Proyecto termoeléctrico San Antonio. En San Antonio a orillas del Río Virilla, donde existe una planta de vapor de 10 MW, serán instaladas dos turbinas a gas con un generador de 15 MW cada una. Se espera que la primera unidad entrará en operación en enero de 1973, y la segunda en enero de 1974. El costo total se calcula en 5 millones de dólares.

iv) Proyecto termoeléctrico Siquirres número 1. Este proyecto contará con una turbina a vapor o dos turbinas a gas con una potencia total de 30 MW, que se instalarán en la ciudad de Siquirres entre San José y Puerto Limón, en la zona este del país. Costará aproximadamente 9 millones de dólares y entrará en operación en enero de 1976.

v) Proyectos hidroeléctricos Arenal y Angostura. Ambos proyectos se encuentran actualmente en estudio. Se seleccionará el más favorable con una potencia, en una primera etapa, de 100 MW (2 unidades de 50 MW).^{2/}

El proyecto Arenal utilizaría las aguas del Río San Carlos en el noroeste del país, y tendría una potencia total de 225 MW, con un costo de 78.2 millones de dólares. En su primera etapa generaría 780 GWh anuales y al final 1 272 GWh.

El Proyecto Angostura aprovecharía en dos etapas el Río Reventazón ya utilizado, y contaría con una potencia total de 150 MW, a un costo de 50.2 millones de dólares. La generación de su primera etapa sería de 898 GWh al año y la total de 1 173 GWh.

4. Ventajas de la interconexión de sistemas eléctricos

La cooperación entre países vecinos para el mejor aprovechamiento de sus recursos de generación de energía eléctrica puede llevarse a cabo bajo diversos métodos, según el grado de dependencia que se acepte y los beneficios variarán en proporción directa con dicho nivel.

^{2/} Deberá quedar terminado en enero de 1977.

a) Planificación y operación conjunta

La expansión de los sistemas de países fronterizos se planifica tomando en cuenta las necesidades conjuntas y los proyectos que resultarían más económicos en cualquiera de ellos, y se coordina su operación desde un centro común de control, basándose en los costos mínimos de funcionamiento de las unidades generadoras, sin tomar en cuenta su ubicación. Se obtienen así grandes ahorros pues se reducen las inversiones y los gastos de operación por la construcción de proyectos más rentables, la disminución de reservas, el mayor grado de utilización de las centrales generadoras en sus etapas iniciales, las economías de escala, el desplazamiento de generación de mayor costo, etc.

Existen, sin embargo, algunos factores que dificultan la planificación y la operación conjuntas de sistemas en diversos países tales como la complejidad física de los sistemas de control, la dificultad para distribuir los costos entre los sistemas interconectados y la resistencia a depender de otro sistema.

b) Desarrollo coordinado

En este caso los dos sistemas planifican en forma coordinada su ampliación, decidiendo sobre el o los proyectos que han de construirse como siguiente etapa y sobre los posibles intercambios de potencia y energía durante un período determinado de años. Con esta fórmula un país puede adelantar la construcción de un proyecto que no sería viable dentro del sistema nacional sino muchos años más tarde. Además, cada sistema opera independientemente, haciendo el mejor uso de sus recursos y tomando en cuenta la exportación e importación de energía. La interconexión, por lo tanto, contribuye al mejor uso de los recursos naturales de los países, ya que se puede reemplazar energía de alto costo de un sistema por energía de menor costo generada en el sistema vecino. Por otro lado, al compartir reservas de potencia, algunas inversiones se pueden posponer.

/c) Intercambio

c) Intercambio de excedentes de energía

Cada uno de los sistemas se desarrolla y funciona independientemente de los sistemas vecinos, tomando en consideración solamente las necesidades nacionales. La colaboración con los otros sistemas con que pueda interconectarse se limitará al intercambio de energía excedente, con base en programas ya establecidos o en convenios acordados para casos de emergencia. Los beneficios de una interconexión de este tipo se limitan a los ahorros que puedan obtenerse al remplazar energía de alto costo en un sistema por energía de menor costo importada del país vecino. No existen beneficios por reducción o posposición de inversiones ya que cada sistema conserva su independencia y sus propias reservas de potencia. Los intercambios entre sistemas contribuyen a reducir los costos de producción de energía aunque no proporcionan los beneficios de la operación conjunta.

5. Posibilidades de interconexión de los sistemas eléctricos de los países centroamericanos en el período 1970-80

En cada uno de los cinco países centroamericanos existe un sistema eléctrico interconectado que cubre las zonas de mayor importancia económica y representa un porcentaje elevado de la potencia instalada y de la generación total del país. (Véase el cuadro 9.) La demanda de potencia y los requerimientos de energía en estos sistemas nacionales son de tal magnitud en relación con las distancias que los separan que los beneficios que podrían obtenerse al interconectarlos entre sí, justifican plenamente las inversiones adicionales requeridas. La generación en los sistemas nacionales interconectados para el período 1975-80 se estima en 39 298 GWh. (Véase el cuadro 10.) En consecuencia una reducción mínima de un milésimo de dólar en el costo de producción de cada kWh generado en dichos sistemas representaría un ahorro de aproximadamente 39 millones de dólares en 6 años. De ahí la importancia de considerar, entre las alternativas de desarrollo de los sistemas eléctricos de la región, la interconexión de los mismos por sus beneficios económicos.

Cuadro 9

CENTROAMERICA: POTENCIA INSTALADA Y GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
 EN SERVICIO PUBLICO, 1970

País	Total del país		Sistemas nacionales interconectados			
	Potencia instalada (MW)	Generación neta (GWh)	Potencia instalada MW	Porcentaje a/	Generación neta GWh	Porcentaje a/
<u>Centroamérica</u>	<u>789</u>	<u>3 013</u>	<u>725</u>	92	<u>2 832</u>	94
Guatemala	174	641	163	94	599	94
El Salvador	187	627	187	100	627	100
Honduras	90	292	70	78	243	83
Nicaragua	122	502	108	89	484	96
Costa Rica	216	951	197	91	879	91

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.
 a/ Del total del país.

Cuadro 10

**CENTROAMERICA: REQUERIMIENTOS, GENERACION Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA
EN LOS SISTEMAS INTEGRADOS NACIONALES, 1975 A 1980**

(GWh)

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica
Requerimientos	<u>8 419</u>	<u>8 252</u>	<u>4 918</u>	<u>6 945</u>	<u>10 764</u>
Generación					
Hidroeléctrica	4 200	5 826	3 824	2 626	10 418
Vapor	4 219	2 426	-	4 319	199
Gas y/o diesel	-	-	1 094	-	147
Disponibilidad	<u>13 212</u>	<u>11 022</u>	<u>7 455^{a/}</u>	<u>9 896</u>	<u>15 543</u>
Hidroeléctrica	4 200	5 826	3 843	2 626	12 438
Vapor	9 012	4 236	-	6 910	1 545
Gas y/o diesel	-	960	3 612	360	1 560
Energía no utilizada	<u>4 793</u>	<u>2 770</u>	<u>2 537</u>	<u>2 951</u>	<u>4 779</u>
Hidroeléctrica	-	-	19	-	2 020
Vapor	4 793	1 810	-	2 591	1 346
Gas y/o diesel	-	960	2 518	360	1 413

Fuente: CEPAL, a base de información suministrada por las empresas eléctricas de cada país.

a/ No incluye el proyecto hidroeléctrico El Cajón, dado que no se justificaría antes de 1980 para el sistema nacional independiente. En su lugar se desarrollaría el proyecto El Naranjito (465 GWh por año), actualmente en estudio.

a) Intercambio de excedentes de energía

Si se analiza la producción de energía en los cinco sistemas nacionales en el período 1975-80, según los planes nacionales de desarrollo independiente (véase de nuevo el cuadro 10), se concluye que el sistema de Costa Rica sería el único que contaría con excedentes de energía hidroeléctrica por un total de 2 020 millones de kWh, o sea un promedio de 335 millones por año. Por otra parte, en Nicaragua se generarían 6 900 GWh en centrales de vapor y 360 GWh en unidades de gas y diesel, lo que indica que sería conveniente colocar los excedentes de Costa Rica en el mercado de Nicaragua para remplazar parte de esa energía.

Conviene aclarar que en el cuadro 10 citado las cifras correspondientes a Honduras y Nicaragua no toman en cuenta la interconexión de sus sistemas con base en el desarrollo del proyecto de El Cajón en Honduras; revelan únicamente la situación de ambos sistemas en el caso de que se desarrollaran en forma independiente. El programa de adiciones de Honduras incluiría el proyecto de El Naranjito (90 MW, 465 GWh) en 1978, y no existirían excedentes para exportación. Nicaragua desarrollaría uno de los proyectos sobre el Río Grande de Matagalpa para 1979, posiblemente el Independencia, con potencia de 50 MW y generación anual de 211 GWh.

Interconexión Nicaragua-Costa Rica

La Subsección en México de la CEPAL, con la colaboración de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, el Instituto Costarricense de Electricidad y la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (Nicaragua) han realizado estudios conjuntos para determinar si es posible interconectar los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica, y cuales serían las implicaciones económicas y financieras del proyecto.^{3/}

3/ Alternativas de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica (GRIE/GT-N-CR/II/2; TAO/LAT/103) febrero 1970; y anexo, julio 1970.

Actualmente Costa Rica construye una línea de 230 kV hasta la población de Cañas, a 115 km de la frontera con Nicaragua, que operará inicialmente a 138 kV y tendrá como único propósito integrar los sistemas de la provincia de Guanacaste al sistema eléctrico nacional, en tanto no se construya el proyecto hidroeléctrico de Arenal (350 MW) en dicha región. Cuando éste se termine operará a 230 kV y transmitirá energía hacia la zona central del país. Por otro lado, Nicaragua cuenta con una línea de 138 kV hasta la ciudad de Rivas, a 40 km de la frontera con Costa Rica.

Según los estudios mencionados, si se unieran Rivas y Cañas por medio de una línea de 138 kV con una capacidad de transmisión de unos 50 MW, se podrían transferir anualmente unos 200 GWh de energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica hacia Nicaragua, lo que representaría un ahorro anual en combustible (a precios actuales) de unos 900 000 dólares. La inversión en la línea e instalaciones terminales sería de 3.5 millones de dólares aproximadamente. El proyecto tendría una rentabilidad muy superior a la que obtienen actualmente los dos países en sus sistemas nacionales y además contribuiría a mejorar la balanza de pagos de la región al reducir la importación de combustibles.

b) Desarrollo coordinado de sistemas

Bajo esta categoría se incluyen, tal como se indicó en el acápite anterior, aquellas interconexiones en que los países coordinan la planificación de sus sistemas con el propósito de aprovechar al máximo sus recursos. Además del intercambio de energía se logra la reducción o disposición de inversiones disminuyendo la potencia total de reserva necesaria para la continuidad del servicio en ambos sistemas. Tal es el caso de la interconexión Honduras-Nicaragua, que se analiza enseguida, y el de otras interconexiones que podrían realizarse en el futuro.

1) Honduras-Nicaragua. La interconexión de los sistemas nacionales de Honduras y Nicaragua se encuentra en una etapa avanzada de planificación y de negociación entre los dos países. Tiene como base el desarrollo óptimo del proyecto hidroeléctrico de El Cajón sobre el Río

Humuya en Honduras, con una potencia instalada de 340 MW y una generación promedio anual de 1 315 GWh. Si se considera únicamente el mercado interno de Honduras, este proyecto se debería construir a partir de 1990. Pero se considera de gran importancia iniciarlo a la mayor brevedad ya que con ello se controlarán parcialmente las inundaciones del Valle de Sula, que significan cuantiosas pérdidas para la economía nacional.

Durante la primera etapa de la interconexión, 1975-77, Nicaragua venderá energía termoeléctrica a Honduras, evitando con ello la instalación de aproximadamente 40 MW en centrales térmicas que este último requeriría si desarrollara su sistema en forma independiente. De 1978 a 1985, último año del período cubierto por los estudios, Honduras venderá a Nicaragua un total de 4 104 GWh con una potencia máxima de 150 MW, remplazando así la energía que de otro modo sería producida en centrales termoeléctricas, con el consiguiente ahorro en combustible.

Los beneficios de la interconexión de los sistemas de Honduras y Nicaragua --derivados del intercambio de energía y de la reducción o posición de inversiones en proyectos de generación-- se podrán obtener gracias a que ambos países están dispuestos a reducir su grado de autonomía y a depender del sistema vecino en los casos de emergencia.

ii) Guatemala-El Salvador. Los programas de expansión del sistema eléctrico nacional interconectado de Guatemala para la presente década incluyen la instalación de 132 MW en centrales a vapor (dos de 66 MW) y 190 MW en proyectos hidroeléctricos (Atitlán con 120 MW y Chuisibel con 70 MW),^{4/} para contar en 1980 con un total de 508 MW de potencia instalada, es decir 373 MW para cubrir la demanda estimada en ese año y 135 MW de reserva. El Salvador contará en 1980 con una potencia total instalada de 442 MW (297 hidráulica y 145 térmica), o sea 376 MW de demanda máxima y 66 MW de reserva. La situación de ambos sistemas en el período 1975-80 será la siguiente:

^{4/} Alternativamente se podrían desarrollar los proyectos hidroeléctricos del Río Chixoy.

(MW)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Guatemala</u>						
Demanda máxima	218	244	271	302	336	373
Potencia instalada	318	318	438	438	508	508
Reserva	100	74	167	136	172	135
<u>El Salvador</u>						
Demanda máxima	223	248	275	305	339	376
Potencia instalada	253	379	379	379	442	442
Reserva	30	131	104	74	103	66

Durante el período indicado, la reserva de potencia en los dos sistemas (con excepción de El Salvador en 1975) excede los criterios generalmente aceptados en la industria para asegurar la continuidad de servicio, es decir, es superior a la potencia de la unidad más grande del sistema o sobrepasa el quince por ciento de la demanda máxima anual.

Si ambos países acordaran compartir sus reservas, el total podría reducirse sustancialmente manteniéndose siempre dentro de los criterios mencionados. Guatemala podría reemplazar la segunda unidad de vapor de 66 MW que debe instalar en 1975 por una línea de interconexión a 138 KV con El Salvador, lo que representaría un ahorro en inversiones de más de ocho millones de dólares (diferencia entre el costo de la central y la línea de interconexión). Posteriormente, con la entrada en operación del proyecto Atitlán en el sistema guatemalteco, podrían establecerse acuerdos a más largo plazo para utilizar su capacidad de sobrerregulación y asegurar así el funcionamiento óptimo de las centrales térmicas de ambos países.

iii) Nicaragua-Costa Rica. En la sección a) de este capítulo se analizaron las posibilidades de interconexión de los sistemas de Nicaragua y Costa Rica con el fin de aprovechar los excedentes de energía hidroeléctrica de este último país. Entre 1975 y 1980 estos excedentes sumarán unos

2 000 GWh, mientras que en ese mismo período Nicaragua deberá generar en centrales térmicas aproximadamente 3 575 GWh (tomando en cuenta la interconexión de dicho país con Honduras). El cálculo de los excedentes de Costa Rica se basa en el programa de desarrollo independiente, según el cual el próximo proyecto hidroeléctrico (Arenal o Angostura) será construido por etapas y los excedentes de Costa Rica serán transferidos a Nicaragua solamente durante las horas de baja carga debido a limitaciones en la potencia hidroeléctrica instalada.

La planificación coordinada de ambos sistemas demostraría las ventajas de adelantar instalaciones hidroeléctricas en Costa Rica --construir Arenal o Angostura en una sola etapa, por ejemplo-- para garantizar la transferencia de energía base (24 horal al día) a Nicaragua y remplazar así mayor generación térmica en forma más eficiente.

Por otra parte, el programa de Costa Rica incluye la instalación de una central a vapor de 30 MW con el objeto de contar con reserva de potencia y energía para los años hidrológicos críticos. En el caso de una interconexión con Nicaragua, esta unidad podría eliminarse o ser remplazada por turbinas a gas de menor inversión ya que, de ser necesario, Costa Rica podría importar de Nicaragua energía generada a menor costo en las centrales térmicas más grandes (40 y 50 MW).

6. Lineamientos de política sobre integración regional del sector eléctrico

Entre los objetivos del programa de integración económica de Centroamérica se preveía la fusión progresiva de los sistemas económicos en una sola estructura regional, y para ello ocuparía un lugar preponderante el desarrollo integrado de la infraestructura. En este aspecto se ha prestado especial atención al desarrollo de la electrificación a nivel nacional y, como paso siguiente, a la interconexión de sistemas eléctricos entre países.

El grado de desarrollo y de integración a nivel nacional alcanzado por los sistemas eléctricos en los cinco países centroamericanos requiere

que se coordine a nivel regional su expansión futura a fin de poder dar un mejor uso a los recursos disponibles en el área para la generación y utilización de energía eléctrica.

A pesar de que los organismos especializados nacionales y regionales reconocen las ventajas que para cada país y para la región tendría la interconexión de los sistemas eléctricos y su desarrollo coordinado, existen aún obstáculos que han venido entorpeciendo su realización. Tales escollos suelen originarse por una parte, en factores engendrados en la falta de experiencia en el problema (desconfianza a depender de instalaciones situadas en países vecinos, dudas sobre la conveniencia de compartir recursos y reservas, temor a la crítica nacional, etc.) y, por otra, en la ausencia de una legislación adecuada a nivel regional para normar el desarrollo de los programas de interconexión y facilitar las negociaciones y acuerdos entre empresas de servicio público. Existe, además la dificultad de que hasta ahora no se cuenta con una visión de conjunto del sector energético que permita evaluar el papel relativo de la electricidad en el mismo.

Para promover el desarrollo de los sistemas eléctricos de la región y aprovechar así al máximo los recursos naturales disponibles, se recomienda a los países que adopten las medidas necesarias para:

a) Coordinar a nivel regional todas las actividades relacionadas con el planeamiento de la expansión de sus sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica. Para ello se cuenta ya con la colaboración del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos y de su Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica (GRIE);

b) Iniciar en forma conjunta la planificación a largo plazo de los sistemas eléctricos, tomando en cuenta: i) el papel de la electricidad dentro del sector de energía y las posibilidades para substituir y complementar con hidroelectricidad otros energéticos de uso común; ii) el aprovechamiento óptimo y oportuno de los recursos hidráulicos y geotérmicos nacionales para generar electricidad, maximizar el ahorro de divisas y propiciar el desarrollo de proyectos de uso múltiple, y

iii) las economías de escala tanto de las fuentes como de los suministros de energéticos en la región, con miras a reducir los precios y ampliar los usos;

c) Legislar el intercambio y suministro de energía eléctrica para lo cual deberían: i) emitir leyes a nivel nacional que faculden a las instituciones de electrificación para celebrar acuerdos de interconexión con las de otros países, y ii) celebrar un convenio regional que faculte a las empresas eléctricas de servicio público para intercambiar, comprar y vender electricidad; para realizar, separada o conjuntamente, actividades relacionadas con la interconexión --negociar contratos o acuerdos, planificar, financiar, construir, operar y mantener sistemas eléctricos--, y para crear organismos y establecer los procedimientos que estimen necesarios para dichas actividades. El convenio debería incluir además disposiciones que reiterasen el principio de libre comercio de la electricidad y le otorgaran tratamiento nacional. Para la elaboración de este convenio regional podría utilizarse el proyecto preparado por la SIECA en 1968 con base en los lineamientos generales aprobados por los representantes de las empresas eléctricas durante la primera reunión del Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica.^{5/}

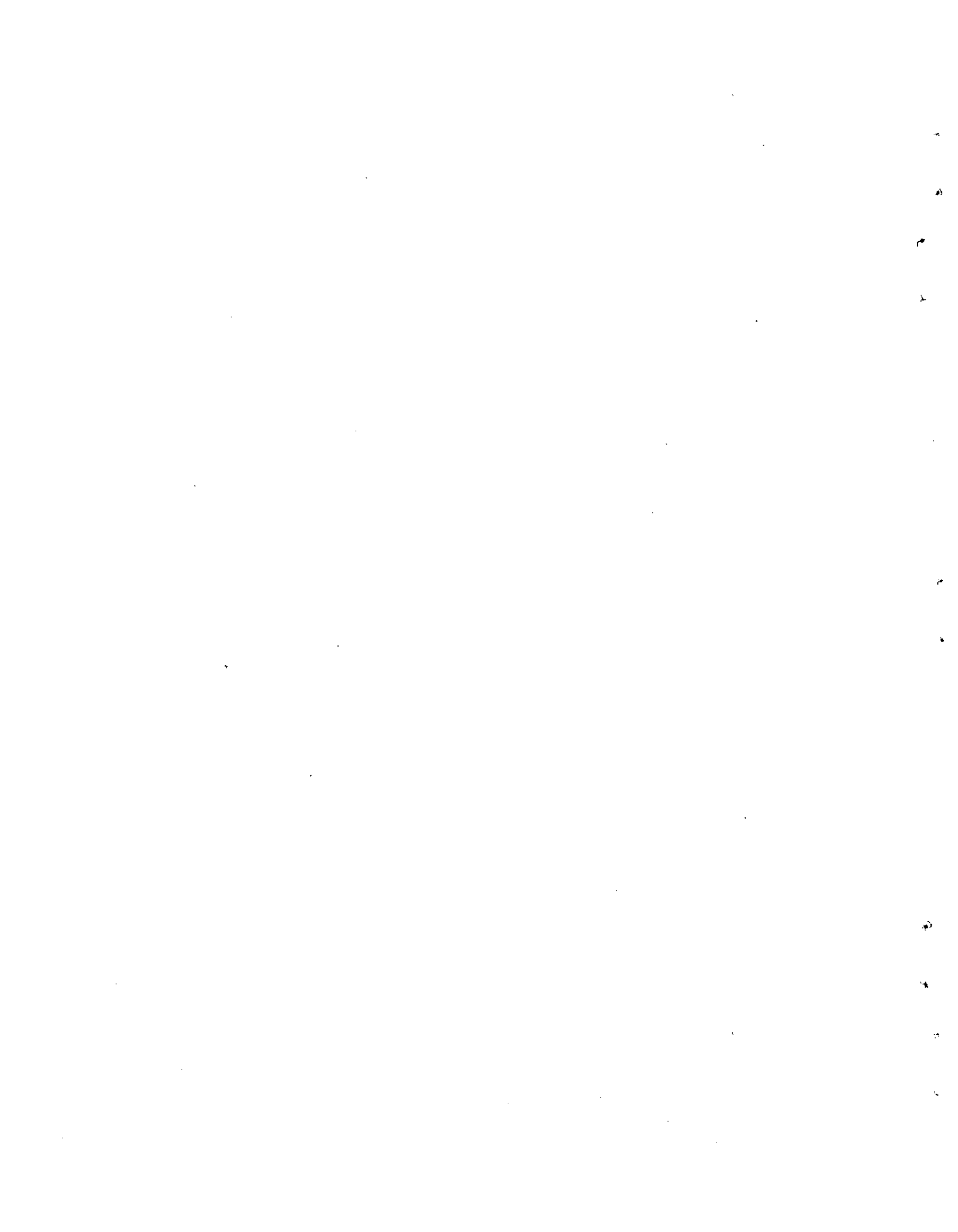
d) Adoptar, a nivel nacional, las normas sobre sistemas eléctricos aprobadas por el Comité Regional de Normas Eléctricas (Grupo de Trabajo del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos) y continuar la labor de normalización de las características técnicas y de construcción de dichos sistemas, ya que ello facilitará su integración a nivel regional.

5/ Véase: Informe de la primera reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (E/CN.12/CCE/SC.5/63), 15 de mayo de 1968.

Anexo

**CENTROAMERICA: PROYECCIONES SOBRE REQUERIMIENTOS Y DISPONIBILIDADES
DE POTENCIA Y ENERGIA EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE SERVICIO
PUBLICO, 1970 A 1980***

* Año base, 1970.



Cuadro 1

GUATEMALA: REQUERIMIENTO, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1970 A 1980

(MW)

	1970 ^{a/}	1971	1972	1973	1974 ^{b/}	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda máxima	121	144	159	178	194	218	244	272	302	336	373
Potencia instalada	174	174	207	273	339	328	328	448	448	518	518
Hidroeléctrica	<u>95.6</u>	<u>95.6</u>	<u>95.6</u>	<u>95.6</u>	<u>95.6</u>	<u>95.6</u>	<u>95.6</u>	<u>215.6</u>	<u>215.6</u>	<u>285.6</u>	<u>285.6</u>
El Porvenir ^{c/}	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Río Hondo	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Santa María ^{c/}	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Michatoya ^{d/}	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1
Los Esclavos	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Jurún Marinalá	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Atitlán (o Chixoy)								120.0	120.0	120.0	120.0
Chuisibel										70.0	70.0
Térmicas	<u>78.6</u>	<u>78.6</u>	<u>111.6</u>	<u>177.6</u>	<u>243.6</u>	<u>232.2</u>	<u>232.2</u>	<u>232.2</u>	<u>232.2</u>	<u>232.2</u>	<u>232.2</u>
Vapor	<u>30.0</u>	<u>30.0</u>	<u>63.0</u>	<u>129.0</u>	<u>195.0</u>	<u>195.0</u>	<u>195.0</u>	<u>195.0</u>	<u>195.0</u>	<u>195.0</u>	<u>195.0</u>
La Laguna	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Escuintla Nos. 1 a 3			33.0 ^{e/}	99.0 ^{f/}	165.0 ^{g/}	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0
Gas	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>	<u>37.2</u>
La Laguna	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Escuintla Nos. 1 y 2 (Guacalate)	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7
Diesel	<u>11.4</u>	<u>11.4</u>	<u>11.4</u>	<u>11.4</u>	<u>11.4</u>	-	-	-	-	-	-
La Castellana	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	-	-	-	-	-	-
La Laguna	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	-	-	-	-	-	-
San Felipe	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	-	-	-	-	-	-

Cuadro 1 (Conclusión)

	1970 ^{a/}	1971	1972	1973	1974 ^{b/}	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Reserva	53	30	48	95	145	110	84	176	146	202	145
Unidad mayor											
Hidroeléctrica	20	20	20	20	20	20	20	60	60	60	60
Vapor	30	30	33	66	66	66	66	66	66	66	66

Fuente: CEPAL, a base de datos estadísticos para 1970 e INDE, Estudio de Factibilidad. Línea 66-KV. Escuintla-Retalhuleu, diciembre, 1971 e Informe de Factibilidad, Plantas de vapor Nos. 2 y 3, enero, 1971.

Nota: Incluye electrificación rural. No incluye sistemas menores.

a/ En junio de 1970 se interconectaron los sistemas Central y Oriental, por medio de la línea de 66 KV "Guatemala- Hidro Esclavos-El Progreso".

b/ En este año se interconectarán los sistemas Central y Occidental, por medio de la línea de 66 KV "Escuintla-Retalhuleu". Como estarán interconectadas las 3 zonas se aplicó un factor de diversidad de 0.97 entre ellas.

c/ Sistemas aislados.

d/ Las plantas de Michatoya comprenden las hidroeléctricas de Palín, San Luis, El Salto.

e/ La Central de vapor Escuintla No. 1 de 33 MW entrará en servicio a mediados de 1972.

f/ La Central de vapor Escuintla No. 2 de 66 MW entrará en servicio en noviembre de 1973.

g/ La Central de vapor Escuintla No. 3 de 66 MW entrará en servicio en diciembre de 1974.

Cuadro 2

GUATEMALA: REQUERIMIENTOS Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA, 1970 A 1980

(GWh)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Requerimientos	641	676	748	836	938	1 051	1 173	1 309	1 457	1 624	1 805
Disponibilidad	735	735	850	1 042	1 463	1 840	1 840	1 869	1 995	2 852	2 852
Hidroeléctricas	<u>332</u>	<u>332</u>	<u>332</u>	<u>332</u>	<u>332</u>	<u>332</u>	<u>332</u>	<u>367</u>	<u>487</u>	<u>1 344</u>	<u>1 344</u>
Varios	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
Los Esclavos	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Jurón Marinalá	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196
Atitlán								29	155	759	759
Chuisibel										253	253
Térmicas	<u>403</u>	<u>403</u>	<u>518</u>	<u>710</u>	<u>1 131</u>	<u>1 508</u>	<u>1 508</u>	<u>1 508</u>	<u>1 508</u>	<u>1 508</u>	<u>1 508</u>
Vapor ^{a/}	<u>210</u>	<u>210</u>	<u>325</u>	<u>517</u>	<u>938</u>	<u>1 360</u>	<u>1 360</u>	<u>1 360</u>	<u>1 360</u>	<u>1 360</u>	<u>1 360</u>
La Laguna	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Escuintla # 1			115	230	230	230	230	230	230	230	230
Escuintla # 2				77	460	460	460	460	460	460	460
Escuintla # 3					38	460	460	460	460	460	460

Quadro 2 (Conclusión)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Gas ^{b/}	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>	<u>148</u>
La Laguna	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Escuintla	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Diesel ^{b/}	45	45	45	45	45	-	-	-	-	-	-
Generación	<u>641</u>	<u>676</u>	<u>748</u>	<u>836</u>	<u>938</u>	<u>1 051</u>	<u>1 173</u>	<u>1 309</u>	<u>1 457</u>	<u>1 624</u>	<u>1 805</u>
Hidroeléctrica	332	332	332	332	332	332	332	361	487	1 344	1 344
Térmica	309	344	416	504	606	719	841	938	970	280	461
Excedentes	<u>94</u>	<u>59</u>	<u>102</u>	<u>206</u>	<u>525</u>	<u>789</u>	<u>667</u>	<u>560</u>	<u>538</u>	<u>1 228</u>	<u>1 047</u>
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmica	94	59	102	206	525	789	667	560	538	1 228	1 047

Fuente: CEPAL, a base de datos estadísticos para 1970 e INDE.

Estudio de Factibilidad Línea 66 KV Escuintla-Retalhuleu, diciembre de 1971 e Informe de Factibilidad Plantas de Vapor # 2 y #3, enero de 1971.

Nota: Incluye electrificación rural. No incluye sistemas menores.

a/ Con base en operación de 7 000 hrs/año.

b/ Con base en operación de 4 000 hrs/año.

Cuadro 3
EL SALVADOR: REQUERIMIENTO, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1970 A 1980
(MW)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda máxima	132	147	163	181	201	223	248	275	305	339	376
Potencia instalada	<u>187</u>	<u>187</u>	<u>220</u>	<u>220</u>	<u>220</u>	<u>253</u>	<u>388</u>	<u>388</u>	<u>388</u>	<u>456</u>	<u>456</u>
Hidroeléctrica	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>243</u>	<u>243</u>	<u>243</u>	<u>311</u>	<u>311</u>
5 de Noviembre	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
Guajoyo	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Varias	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Cerrón Grande ^{a/ b/}							135	135	135	203	203
Térmica	<u>79</u>	<u>79</u>	<u>112</u>	<u>112</u>	<u>112</u>	<u>145</u>	<u>145</u>	<u>145</u>	<u>145</u>	<u>145</u>	<u>145</u>
Vapor	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>	<u>68</u>
Acajutla Nos. 1 y 2	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Agua Caliente	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Acajutla No. 3											
Gas	<u>7</u>	<u>7</u>	<u>40</u>	<u>40</u>	<u>40</u>	<u>40</u>	<u>40</u>	<u>40</u>	<u>40</u>	<u>40</u>	<u>40</u>
Acajutla	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Soyapango ^{c/}			33	33	33	33	33	33	33	33	33
Geotérmica (Ahuachapán) ^{d/}						33	33	33	33	33	33
Diesel (Varias)	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>
Reserva	55	40	57	39	19	30	140	113	83	117	80
Unidad mayor											
Hidroeléctrica	15	15	15	15	15	15	68	68	68	68	68
Térmica	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33

Fuente: CEPAL, a base de cifras para 1970 de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), Harza Engineering Co., CEL System Expansion, 1969-72, mayo 1969 y octubre 1970, e Instituto Nacional de Electrificación (INDE), Estudio de factibilidad para plantas de vapor Nos. 2 y 3, Guatemala, enero de 1971.

- a/ Dos unidades de 67.5 MW entrarán en operación a mediados de 1976.
b/ Una unidad de 67.5 MW entrará en operación en enero de 1979.
c/ Dos unidades de 16.3 MW entrarán en operación en diciembre de 1972.
d/ Una unidad de 33 MW entrará en operación en enero de 1975.

Cuadro 4

EL SALVADOR: REQUERIMIENTO Y DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA, 1970 A 1980

(GWh)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Requerimientos	627	687	763	847	940	1 043	1 158	1 285	1 426	1 583	1 757
Disponibilidad	1 050	1 050	1 061	1 182	1 182	1 412	1 691	1 969	1 969	1 996	1 996
Hidroeléctrica	<u>530</u>	<u>530</u>	<u>530</u>	<u>530</u>	<u>530</u>	<u>530</u>	<u>809</u>	<u>1 037</u>	<u>1 087</u>	<u>1 114</u>	<u>1 114</u>
5 de Nov.Guajoyo y varias Cerrón Grande	530	530	530	530	530	530	530 273	530 557	530 557	530 584	530 534
Térmica	<u>520</u>	<u>520</u>	<u>531</u>	<u>652</u>	<u>652</u>	<u>882</u>	<u>882</u>	<u>882</u>	<u>882</u>	<u>882</u>	<u>882</u>
Vapor (varias) ^{a/}	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476
Gas ^{b/}	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>39</u>	<u>160</u>	<u>160</u>	<u>160</u>	<u>160</u>	<u>160</u>	<u>160</u>	<u>160</u>	<u>160</u>
Acajutla	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Soyapango			11	132	132	132	132	132	132	132	132
Geotérmica ^{a/}	-	-	-	-	-	230	230	230	230	230	230
Diesel (varias) ^{b/}	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Generación	<u>627</u>	<u>687</u>	<u>763</u>	<u>847</u>	<u>940</u>	<u>1 043</u>	<u>1 158</u>	<u>1 285</u>	<u>1 426</u>	<u>1 583</u>	<u>1 757</u>
Hidroeléctricas	473	530	530	530	530	530	809	1 037	1 087	1 114	1 114
Térmica	154	157	233	317	410	513	349	248	339	469	643
Excedentes	<u>423</u>	<u>363</u>	<u>298</u>	<u>335</u>	<u>242</u>	<u>369</u>	<u>533</u>	<u>684</u>	<u>543</u>	<u>413</u>	<u>239</u>
Hidroeléctrica	57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmica	366	363	298	335	242	369	533	684	543	413	239

Fuentes: CEPAL, a base de cifras para 1970 de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL); Harza Engineering Co., CEL Systems Expansion, 1969-72, mayo 1969 y octubre 1970, en Instituto Nacional de Electrificación (INDE); Estudio de Factibilidad para plantas de vapor Nos. 2 y 3, Guatemala, enero de 1971.

a/ Calculada con base en una operación de 7 000 horas por año.

b/ Calculada con base en una operación de 4 000 horas por año.

Cuadro 5

HONDURAS: REQUERIMIENTO, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1970 A 1980

(MI)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda máxima	<u>60</u>	<u>66</u>	<u>75</u>	<u>78</u>	<u>103</u>	<u>117</u>	<u>143</u>	<u>160</u>	<u>176</u>	<u>192</u>	<u>210</u>
Sistema interconectado	46	51	60	72	100	114	140	157	172	187	205
Sistemas aislados	4.2	4.7	5.2	5.8	2.6	2.9	3.0	3.4	3.9	4.5	5.1
Sistemas privados (estimada)	10	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia instalada	<u>90</u>	<u>130</u>	<u>145</u>	<u>133</u>	<u>157</u>	<u>157</u>	<u>157</u>	<u>157</u>	<u>412</u>	<u>475</u>	<u>475</u>
Hidroeléctrica (sist.interconectado)	<u>30</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>325</u>	<u>410</u>	<u>410</u>
Cañaveral	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Río Lindo <u>a/</u>		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
El Cajón <u>b/</u> , <u>c/</u>									255	340	340
Térmica	<u>60</u>	<u>60</u>	<u>75</u>	<u>63</u>	<u>87</u>	<u>87</u>	<u>87</u>	<u>87</u>	<u>87</u>	<u>65</u>	<u>65</u>
Gas (sistema interconectado)	<u>18</u>	<u>18</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>
San Pedro Sula	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Tegucigalpa <u>d/</u>			15	15	15	15	15	15	15	15	15
Diesel	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>30</u>	<u>54</u>	<u>54</u>	<u>54</u>	<u>54</u>	<u>54</u>	<u>32</u>	<u>32</u>
Varios (sistema interconectado) <u>e/</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	-	-
M/S (sistema interconectado) <u>f/</u>	-	-	-	-	24	24	24	24	24	24	24
Sistemas aislados	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sistemas privados <u>g/</u>	12	12	12	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva (sistema interconectado)	24	59	65	53	49	35	9	-8	232	280	262
Unidad mayor											
Hidroeléctrica	18	20	20	20	20	20	20	20	85	85	85
Térmica	15	15	15	15	24	24	24	24	24	24	24

Fuente: CEPAL, a base de cifras de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

a/ Dos unidades de 20 MW entraron en operación a mediados de mayo de 1971.b/ Tres unidades de 85 MW entrarán en operación en enero de 1978.c/ Una unidad de 85 MW entrará en operación en enero de 1979.d/ Una unidad de 15 MW entrará en operación en noviembre de 1972.e/ Las viejas plantas diesel se eliminarán en 1979.f/ Cuatro unidades de 6 MW entrarán en operación en enero de 1974.g/ Serán absorbidos por la ENEE en 1973.

Cuadro 6

HONDURAS: REQUERIMIENTO Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA, 1970 A 1980
(GWh)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Requerimientos	<u>292</u>	<u>313</u>	<u>369</u>	<u>401</u>	<u>520</u>	<u>590</u>	<u>713</u>	<u>799</u>	<u>876</u>	<u>958</u>	<u>1 051</u>
Sistema interconectado	242.7	262.3	316.8	380.3	512	581	703.7	788.2	864.2	944.8	1 035.9
Sistemas aislados	14.8	16.4	18.2	20.2	7.9	8.9	9.2	10.5	11.9	13.5	15.4
Sistemas privados	34	34	34	-	-	-	-	-	-	-	-
Disponibilidad	<u>354</u>	<u>501</u>	<u>660</u>	<u>660</u>	<u>804</u>	<u>804</u>	<u>804</u>	<u>804</u>	<u>1 404</u>	<u>2 031</u>	<u>2 031</u>
Hidroeléctrica (Sist. interconectado)	<u>114</u>	<u>261</u>	<u>408</u>	<u>408</u>	<u>408</u>	<u>408</u>	<u>408</u>	<u>408</u>	<u>1 008</u>	<u>1 723</u>	<u>1 723</u>
Cañaveral	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Río Lindo		147	294	294	294	294	294	294	294	294	294
El Cajón									600	1 315	1 315
Térmicas	<u>240</u>	<u>240</u>	<u>252</u>	<u>252</u>	<u>396</u>	<u>396</u>	<u>396</u>	<u>396</u>	<u>396</u>	<u>308</u>	<u>308</u>
Gas (Sistema interconectado) ^{a/}	72	72	84	132	132	132	132	132	132	132	132
San Pedro Sula	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Tegucigalpa			12	60	60	60	60	60	60	60	60
Diesel	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>120</u>	<u>264</u>	<u>264</u>	<u>264</u>	<u>264</u>	<u>264</u>	<u>176</u>	<u>176</u>
Varios (Sistema interconectado) ^{a/}	88	88	88	88	88	88	88	88	88	-	-
M/S (Sistema interconectado) ^{c/}	-	-	-	-	144	144	144	144	144	144	144
Sistemas aislados ^{a/}	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Sistemas privados ^{a/}	48	48	48	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación (Sistema interconectado)	<u>243</u>	<u>262</u>	<u>317</u>	<u>380</u>	<u>512</u>	<u>581</u>	<u>704</u>	<u>788</u>	<u>864</u>	<u>945</u>	<u>1 036</u>
Hidroeléctrica	196 ^{b/}	261	317	380	408	408	408	408	864	945	1 036
Térmica	47	1	-	-	104	173	296	380	-	-	-
Excedentes (Sistema interconectado)	113	159	263	248	260	191	68	(-16)	508	1 054	963
Hidroeléctrica	-	-	91	28	-	-	-	-	144	778	687
Térmica	113	159	172	220	260	191	68	(-16)	364	276	276

Fuente: CEPAL, a base de cifras de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

a/ Calculada con base en una operación de 4 000 horas por año.

b/ Generación mayor que la disponible estimada para el año crítico.

c/ Calculada con base en una operación de 6 000 horas por año.

Cuadro 7

NICARAGUA: REQUERIMIENTO, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1970 A 1980

(MW)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda máxima	<u>96</u>	<u>110</u>	<u>126</u>	<u>145</u>	<u>164</u>	<u>180</u>	<u>199</u>	<u>216</u>	<u>239</u>	<u>261</u>	<u>286</u>
Sistema Interconectado	85	99	115	134	153	169	188	205	228	250	275
Sistemas aislados	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sistemas privados	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Potencia instalada	122	167	217	217	217	267	317	317	317	317	317
Hidroeléctrica (Sist.interconectado)	<u>50</u>	<u>50</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>
Centroamérica	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
General A. Somoza García ^{a/}			50	50	50	50	50	50	50	50	50
Térmicas	<u>72</u>	<u>117</u>	<u>117</u>	<u>117</u>	<u>117</u>	<u>167</u>	<u>217</u>	<u>217</u>	<u>217</u>	<u>217</u>	<u>217</u>
Vapor (sistema interconectado)	<u>30</u>	<u>75</u>	<u>75</u>	<u>75</u>	<u>75</u>	<u>125</u>	<u>175</u>	<u>175</u>	<u>175</u>	<u>175</u>	<u>175</u>
Managua 1	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Managua 2 b/		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Puerto Somoza 1 c/						50	50	50	50	50	50
Puerto Somoza 2 d/							50	50	50	50	50
Gas y diesel	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>	<u>42</u>
Sistema interconectado	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Sistemas aislados	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Sistemas privados	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Reserva (sistema interconectado)	23	54	88	69	50	84	115	98	75	53	28
Unidad mayor											
Hidroeléctrica	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Térmica	15	45	45	45	45	50	50	50	50	50	50

Fuentes: CEPAL, a base de cifras proporcionadas por el Instituto Nacional de Energía (INE) y la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF).

a/ Dos unidades de 25 MW; entraron en operación en marzo de 1972.

b/ Una unidad de 45 MW; entró en operación a mediados de 1971.

c/ Una unidad de 50 MW; entrará en operación en enero de 1975.

d/ Una unidad de 50 MW; entrará en operación en enero de 1976.

Cuadro 8

NICARAGUA: REQUERIMIENTO Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA, 1970 A 1980
(GWh)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Requerimientos	<u>502</u>	<u>572</u>	<u>643</u>	<u>723</u>	<u>823</u>	<u>918</u>	<u>1 008</u>	<u>1 093</u>	<u>1 218</u>	<u>1 338</u>	<u>1 478</u>
Sistema interconectado nacional	484	554	625	705	805	900	990	1 075	1 200	1 320	1 460
Sistemas aislados	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Sistemas privados	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Disponibilidad	<u>618</u>	<u>776</u>	<u>1 054</u>	<u>1 078</u>	<u>1 078</u>	<u>1 428</u>	<u>1 778</u>	<u>1 778</u>	<u>1 778</u>	<u>1 778</u>	<u>1 778</u>
Hidroeléctrica (Sistema interconectado nacional)	240	240	361	385	385	385	385	385	385	385	385
Centroamérica	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
General A. Somoza García			121	145	145	145	145	145	145	145	145
Térmicas	<u>378</u>	<u>536</u>	<u>693</u>	<u>693</u>	<u>693</u>	<u>1 043</u>	<u>1 393</u>	<u>1 393</u>	<u>1 393</u>	<u>1 393</u>	<u>1 393</u>
Vapor (Sistema interconectado nacional a/)	<u>210</u>	<u>368</u>	<u>525</u>	<u>525</u>	<u>525</u>	<u>875</u>	<u>1 225</u>	<u>1 225</u>	<u>1 225</u>	<u>1 225</u>	<u>1 225</u>
Managua 2	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Managua 2		158	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Somoza 2						350	350	350	350	350	350
Somoza 2							350	350	350	350	350
Diesel y gas ^{b/}	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>	<u>168</u>
Sistema interconectado	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
Sistemas aislados	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Sistemas privados	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Generación (Sistema interconectado)	<u>484</u>	<u>554</u>	<u>625</u>	<u>705</u>	<u>805</u>	<u>900</u>	<u>990</u>	<u>1 075</u>	<u>1 200</u>	<u>1 320</u>	<u>1 460</u>
Hidroeléctrica	240	240	361	385	385	385	385	385	385	385	385
Térmica	244	314	264	320	420	515	605	690	815	935	1 075
Excedentes (Sistema interconectado)	<u>78</u>	<u>166</u>	<u>373</u>	<u>317</u>	<u>217</u>	<u>472</u>	<u>732</u>	<u>647</u>	<u>522</u>	<u>402</u>	<u>262</u>
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmica	78	166	373	317	217	472	732	647	522	402	262

Fuentes: CEPAL, a base de cifras proporcionadas por el Instituto Nacional de Energía (INE) y la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF).

a/ Calculadas a base de una operación de 7 000 horas por año; b/ Calculadas a base de una operación de 4 000 horas por año.

Cuadro 9

HONDURAS Y NICARAGUA: POTENCIA Y ENERGIA DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS, 1970 A 1980

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda máxima (MW)	<u>131</u>	<u>150</u>	<u>175</u>	<u>206</u>	<u>253</u>	<u>283</u>	<u>328</u>	<u>362</u>	<u>400</u>	<u>437</u>	<u>480</u>
Honduras	46	51	60	72	100	114	140	157	172	187	205
Nicaragua	85	99	115	134	153	169	188	205	228	250	275
Potencia instalada (MW)	<u>178</u>	<u>263</u>	<u>328</u>	<u>328</u>	<u>352</u>	<u>402</u>	<u>452</u>	<u>452</u>	<u>707</u>	<u>770</u>	<u>770</u>
Honduras	70	110	125	125	149	149	149	149	404	467	467
Nicaragua	108	153	203	203	203	253	303	303	303	303	303
Potencia instalada (MW)	<u>178</u>	<u>263</u>	<u>328</u>	<u>328</u>	<u>352</u>	<u>402</u>	<u>452</u>	<u>452</u>	<u>707</u>	<u>770</u>	<u>770</u>
Hidroeléctrica	80	120	170	170	170	170	170	170	425	510	510
Térmica	98	143	158	158	182	232	282	282	282	260	260
Reserva (MW)	47	113	153	122	99	119	124	90	302	333	290
Unidad mayor (MW)											
Hidroeléctrica	25	25	25	25	25	25	25	25	85	85	85
Térmica	18	45	45	45	45	50	50	50	50	50	50
Requerimientos (GWh)	<u>727</u>	<u>816</u>	<u>942</u>	<u>1 085</u>	<u>1 317</u>	<u>1 481</u>	<u>1 694</u>	<u>1 863</u>	<u>2 064</u>	<u>2 265</u>	<u>2 496</u>
Honduras	243	262	317	380	512	581	704	788	864	945	1 036
Nicaragua	484	554	625	705	805	900	990	1 075	1 200	1 320	1 460
Disponibilidad (GWh)	<u>836</u>	<u>1 141</u>	<u>1 578</u>	<u>1 650</u>	<u>1 794</u>	<u>2 144</u>	<u>2 494</u>	<u>2 494</u>	<u>3 094</u>	<u>3 721</u>	<u>3 721</u>
Honduras	274	421	580	628	772	772	772	772	1 372	1 999	1 999
Nicaragua	562	720	998	1 022	1 022	1 372	1 722	1 722	1 722	1 722	1 722

Cuadro 9 (Conclusión)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Disponibilidad (GWh)	<u>836</u>	<u>1 141</u>	<u>1 578</u>	<u>1 650</u>	<u>1 794</u>	<u>2 144</u>	<u>2 494</u>	<u>2 494</u>	<u>3 094</u>	<u>3 721</u>	<u>3 721</u>
Hidroeléctrica	354	501	769	793	793	793	793	793	1 393	2 108	2 108
Térmica	482	640	809	857	1 001	1 351	1 701	1 701	1 701	1 613	1 613
Generación (GWh) Total	<u>727</u>	<u>816</u>	<u>942</u>	<u>1 085</u>	<u>1 317</u>	<u>1 481</u>	<u>1 694</u>	<u>1 863</u>	<u>2 064</u>	<u>2 265</u>	<u>2 496</u>
Hidroeléctrica	436	501	678	765	793	793	793	793	1 393	2 108	2 108
Honduras	196	261	317	380	408	408	408	408	1 008	1 723	1 723
Nicaragua	240	240	361	385	385	385	385	385	385	385	385
Térmica	291	315	264	320	524	688	901	1 070	671	157	388
Honduras	47	1	-	-	104	60	120	120	-	-	-
Nicaragua	244	314	264	320	420	628	781	950	671	157	388
Intercambio ENEE-ENALUF (Hidroeléctrica)	-	-	-	-	-	-	-	-	144	778	687
Intercambio ENALUF-ENEE (Térmica)	-	-	-	-	-	113	176	260	-	-	-

Fuente: Cuadros 5 a 8 y ENALUF, Balance de potencia y energía entre Honduras y Nicaragua, 12 de enero de 1972.

Cuadro 10

COSTA RICA: REQUERIMIENTO, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1970 A 1980

(MW)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda máxima	<u>211</u>	<u>227</u>	<u>243</u>	<u>260</u>	<u>281</u>	<u>301</u>	<u>327</u>	<u>353</u>	<u>381</u>	<u>412</u>	<u>447</u>
Sistema interconectado	195	211	227	244	265	285	311	337	365	396	431
Otros sistemas <u>a/</u>	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Potencia instalada	<u>216</u>	<u>216</u>	<u>276</u>	<u>291</u>	<u>306</u>	<u>306</u>	<u>366</u>	<u>466</u>	<u>466</u>	<u>466</u>	<u>466</u>
Sistema interconectado	<u>197</u>	<u>197</u>	<u>257</u>	<u>272</u>	<u>287</u>	<u>287</u>	<u>347</u>	<u>447</u>	<u>447</u>	<u>447</u>	<u>447</u>
Hidroeléctrica	167	167	227	227	227	227	257	357	357	357	357
Varios	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Garita	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Río Macho 1	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Cachí	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Río Macho 2 <u>b/</u>			60	60	60	60	90	90	90	90	90
Arenal <u>c/</u> (o Angostura)								100	100	100	100
Térmica	<u>30</u>	<u>30</u>	<u>30</u>	<u>45</u>	<u>60</u>	<u>60</u>	<u>90</u>	<u>90</u>	<u>90</u>	<u>90</u>	<u>90</u>
Vapor <u>d/</u>	10	10	10	10	10	10	40	40	40	40	40
Diesel	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Gas <u>e/</u>	-	-	-	15	30	30	30	30	30	30	30
Otros sistemas	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>	<u>19</u>
Hidroeléctrica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Térmica	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Reserva (sistema interconectado)	2	14	30	28	22	2	36	110	82	51	16
Unidad mayor											
Hidroeléctrica	32	32	32	32	32	32	32	50	50	50	50
Térmica	5	5	5	15	15	15	30	30	30	30	30

Fuente: CEPAL, a base de datos del Servicio Nacional de Electricidad (SNE) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

a/ Estimada; b/ Dos unidades de 30 MW; una será instalada a principios de 1972 y otra a fines del mismo año. Iniciarán operación en 1974; c/ Dos unidades de 50 MW entrarán en operación en enero de 1977; d/ Una unidad de 30 MW será instalada en Siquirres en enero de 1976; e/ Dos unidades de 15 MW; una entrará en operación en enero de 1973 y la otra en enero de 1974, (ambas en San Antonio).

Cuadro 11

COSTA RICA: REQUERIMIENTO Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA, 1970 A 1980

(GWh)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Requerimientos	<u>951</u>	<u>1 051</u>	<u>1 139</u>	<u>1 234</u>	<u>1 348</u>	<u>1 457</u>	<u>1 599</u>	<u>1 736</u>	<u>1 887</u>	<u>2 051</u>	<u>2 238</u>
Sistema interconectado	879	998	1 105	1 200	1 314	1 423	1 565	1 702	1 853	2 017	2 204
Otros sistemas	72	53	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Disponibilidad	<u>1 389</u>	<u>1 389</u>	<u>1 389</u>	<u>1 449</u>	<u>1 903</u>	<u>1 903</u>	<u>1 903</u>	<u>2 893</u>	<u>2 893</u>	<u>2 893</u>	<u>2 893</u>
Sistema interconectado	1 309	1 309	1 309	1 369	1 823	1 823	1 823	2 813	2 813	2 813	2 813
Hidroeléctrica	<u>1 159</u>	<u>1 159</u>	<u>1 159</u>	<u>1 159</u>	<u>1 553</u>	<u>1 153</u>	<u>1 153</u>	<u>2 333</u>	<u>2 333</u>	<u>2 333</u>	<u>2 333</u>
Varios	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Garita	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
Río Macho 1	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Cachí	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562
Río Macho 2					394	394	394	394	394	394	394
Arenal								780	780	780	780
Térmica	<u>150</u>	<u>150</u>	<u>150</u>	<u>210</u>	<u>270</u>	<u>270</u>	<u>270</u>	<u>480</u>	<u>480</u>	<u>480</u>	<u>480</u>
Vapor ^{a/}	70	70	70	70	70	70	70	280	280	280	280
Diesel ^{b/}	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Gas ^{b/}	-	-	-	60	120	120	120	120	120	120	120
Otros sistemas	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>
Hidroeléctrica	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Térmica (diesel)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60

Cuadro 11 (Conclusión)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Generación (sistema interconectado)	<u>879</u>	<u>998</u>	<u>1 105</u>	<u>1 200</u>	<u>1 314</u>	<u>1 423</u>	<u>1 565</u>	<u>1 702</u>	<u>1 853</u>	<u>2 017</u>	<u>2 204</u>
Hidroeléctrica	853	980	1 093	1 133	1 285	1 346	1 400	1 702	1 840	1 990	2 140
Térmica	26	18	12	67	29	77	165	-	13	27	64
Excedentes (sistema interconectado)	<u>430</u>	<u>311</u>	<u>204</u>	<u>169</u>	<u>509</u>	<u>400</u>	<u>258</u>	<u>1 111</u>	<u>960</u>	<u>796</u>	<u>609</u>
Hidroeléctrica	306	179	66	26	268	207	153	631	493	343	193
Térmica	124	132	138	143	241	193	105	480	467	453	416

Fuente: CEPAL, a base de datos proporcionados por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

a/ Calculada con base en una operación de 7 000 horas por año.

b/ Calculada con base en una operación de 4 000 horas por año.

