

NACIONES UNIDAS

**COMISION ECONOMICA
PARA AMERICA LATINA
Y EL CARIBE - CEPAL**



Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.23
(CCE/SC.5/GRIE/X/4)
20 de enero de 1986

ORIGINAL: ESPAÑOL

Comité de Cooperación Económica del
Istmo Centroamericano

Subcomité Centroamericano de Electrificación
y Recursos Hidráulicos

Grupo Regional sobre Interconexión
Eléctrica (GRIE)

Décima Reunión

Panamá, República de Panamá, 30 y 31 de enero de 1986



**RESUMEN DE LA SITUACION ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE LOS SISTEMAS DE
GENERACION-TRANSMISION ELECTRICA EN AMERICA CENTRAL**

(Versión preliminar)

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. El panorama económico, energético y eléctrico del Istmo Centroamericano	3
II. Planes de expansión en generación eléctrica	8
III. La integración eléctrica regional	15
1. Desarrollo histórico	15
2. Perspectivas 1986-2000	21
IV. Algunos comentarios sobre las implicaciones de la interconexión Colombia-México para los países del Istmo Centroamericano	27

1917-18-19

1917-18-19

1917-18-19

1917-18-19

1917-18-19

1917-18-19

1917-18-19

1917-18-19

PRESENTACION

Este documento fue elaborado, a solicitud de las empresas nacionales de electrificación del Istmo Centroamericano, por la Subsección en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en su carácter de secretaria del Subcomité Centroamericano de Electrificación y del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE). En él se resume la situación actual y las perspectivas del sector eléctrico del Istmo, y se comentan algunas implicaciones de una posible interconexión entre los sistemas eléctricos de América Central, Colombia y México. Estos aspectos serán presentados al seminario sobre la interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano con estos dos países, encuentro que patrocina el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y que se llevará a cabo en la ciudad de Washington, a finales de marzo de 1985.

Antes de presentarse formalmente ante el seminario citado, el documento será discutido por las seis empresas eléctricas centroamericanas durante la Décima Reunión del GRIE que habrá de efectuarse el 30 y 31 de enero del presente año en la ciudad de Panamá. Tomando en cuenta las conclusiones de esa reunión, se elaborará la versión que se presentará ante el seminario y que se espera reflejará la postura común de las seis empresas mencionadas sobre el tema.

Los comentarios que se deseen formular al presente documento podrán enviarse a la secretaria de la CEPAL, cuya dirección es:

Sección de Energía
CEPAL/México
Presidente Masaryk # 29
México, D.F. 11570
Télex: 017-71055 ECLAME

QUESTION

1. The following table shows the number of people who attended a concert in each of the five years from 2000 to 2004. The number of people who attended the concert in 2000 was 1000. The number of people who attended the concert in 2001 was 1200. The number of people who attended the concert in 2002 was 1500. The number of people who attended the concert in 2003 was 1800. The number of people who attended the concert in 2004 was 2000.

2. The following table shows the number of people who attended a concert in each of the five years from 2000 to 2004. The number of people who attended the concert in 2000 was 1000. The number of people who attended the concert in 2001 was 1200. The number of people who attended the concert in 2002 was 1500. The number of people who attended the concert in 2003 was 1800. The number of people who attended the concert in 2004 was 2000.

3. The following table shows the number of people who attended a concert in each of the five years from 2000 to 2004. The number of people who attended the concert in 2000 was 1000. The number of people who attended the concert in 2001 was 1200. The number of people who attended the concert in 2002 was 1500. The number of people who attended the concert in 2003 was 1800. The number of people who attended the concert in 2004 was 2000.

ANSWER

I. EL PANORAMA ECONOMICO, ENERGETICO Y ELECTRICO DEL ISTMO CENTROAMERICANO

El desarrollo del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano durante los últimos años se ha efectuado dentro de un marco restringido por los problemas económicos, políticos y sociales a que ha dado lugar la reciente crisis, y dentro de un sector energético severamente influenciado por los fuertes incrementos registrados en el precio del petróleo en 1973-1974 y 1979-1980.

Como es ampliamente conocido, la región atraviesa por la crisis política, social y económica más profunda del período de la posguerra, y quizás de su historia, luego de una franca expansión económica que se prolongó por unos veinte años (entre 1950 y 1970). Durante ese lapso, el desarrollo económico de la región mantuvo un dinamismo sostenido en un marco de estabilidad financiera y monetaria, si bien con una fuerte dependencia del comportamiento de factores de origen externo, que incluso trascendieron el ámbito puramente económico, y que luego influyeron de manera determinante en el surgimiento de la crisis iniciada en 1979.

En el período 1972-1978 se prolongó el dinamismo en el crecimiento económico, aun cuando comenzaron a debilitarse los factores que lo habían impulsado anteriormente: el proceso de integración económica se vio afectado por diversas circunstancias; varios fenómenos naturales repercutieron adversamente en las economías de la región; el precio del petróleo experimentó fuertes alzas en 1973, 1974 y posteriormente en 1979, y la recesión internacional contrajo el comercio mundial y por ende la demanda externa, y ello afectó la evolución de las economías del Istmo, en virtud de su alta dependencia frente al exterior.

El alza de los hidrocarburos y la inflación internacional se reflejaron en un deterioro de los términos del intercambio y en una disminución del poder de compra de las exportaciones que demandaron -junto con las necesidades de financiamiento externo para los programas de inversión pública- entre ellos para el sector energía- cada vez mayor financiamiento externo y obligaron a recurrir, en medida creciente, a préstamos de fuentes privadas en condiciones de contratación más duras.

Los factores mencionados, junto con los conflictos sociales y políticos que se agudizaron en algunos países, fueron conduciendo a una situación que hizo crisis, en general, a partir de 1979. En este contexto económico y social se desarrollaron las actividades del sector energía. El subsector eléctrico emprendió notorios esfuerzos por desarrollar los recursos energéticos naturales de la región que tuvieron un efecto positivo, al atenuar los efectos adversos del aumento de precios del petróleo -particularmente sobre la generación eléctrica-, y otro, negativo, porque demandaron cuantiosas inversiones, con un alto componente externo, las cuales repercutieron en forma significativa sobre el incremento de la deuda externa y su servicio.

/El alza

El alza de los precios del petróleo ha afectado notoriamente -como ya se ha indicado- las economías de la región en virtud de su elevada incidencia en el balance energético. Este último se encuentra dominado, tanto a nivel de oferta como de consumo, por dos fuentes de energía: el petróleo y la leña. Históricamente, más del 75% del consumo y de la oferta global de energía de la región ha sido cubierto por estos dos energéticos. Entre ellos los hidrocarburos revistieron especial importancia por provenir casi en su totalidad del exterior, constituir la mayor fuente de energía comercial del Istmo y abastecer prácticamente el 100% de los requerimientos del transporte y más del 40% del consumo industrial. La leña, por su parte, se destina primordialmente al uso doméstico y, en particular, a la cocción de alimentos en los estratos de menores ingresos, principalmente en áreas rurales, cubre cerca del 90% del consumo residencial y comercial y más del 20% del consumo energético industrial.

Esta estructura del balance energético contrasta, en parte, con la de la disponibilidad de recursos energéticos de la región. Estos son, en función de los conocidos o estimados hasta la fecha, renovables en su mayoría (esencialmente la hidroelectricidad y la biomasa de origen forestal (leña)) y, más recientemente, geotérmicos. No existen en el área reservas comprobadas de hidrocarburos, con excepción de Guatemala donde las reservas probadas se estiman en unos 20 millones de barriles.

La demanda energética neta del Istmo llega a unos 36 millones de barriles de petróleo equivalente, según cifras de 1983. De ellos, el 45% (39 millones) correspondió a energías comerciales y el resto, a leña. Dicha demanda se distribuye entre leña (55%), hidrocarburos (32%), electricidad (6%) y otras fuentes (7%). En términos de energía útil puede estimarse que de 45% a 50% de los requerimientos se cubren con hidrocarburos, 25% a 30% con electricidad, y 20% a 25% con leña. La crisis por la que atraviesan actualmente los países de la región afectó la evolución de esta demanda, la cual se redujo notoriamente entre 1979 y 1982 en función de una merma del 5% anual en la demanda de hidrocarburos. La demanda de electricidad, aun cuando resintió los efectos de la crisis, no se contrajo pero disminuyó su tasa de crecimiento en la mitad de la del período 1972-1978, mientras que la leña no fue afectada debido a que se utilizó principalmente para cocción de alimentos.

La casi ausencia de hidrocarburos en la región obligó a los países del área a importar petróleo o derivados, y a autoabastecerse en un 30% de la oferta de energías comerciales. Las importaciones de petróleo provienen, desde 1980, principalmente de México y Venezuela, en el marco del Acuerdo de San José, el cual -al margen de algunos aspectos restrictivos- constituye un caso de cooperación entre los países de América Latina, y muestra, junto con la ya avanzada integración eléctrica del Istmo Centroamericano y la potencial ampliación de la misma a Mesoamérica, las posibilidades reales que brinda la energía como un campo propicio para la integración física y económica de los países de la región, pudiendo extenderse dicha integración más allá del petróleo y la electricidad, como sería el caso con el carbón colombiano.

El proceso de integración eléctrica que se va conformando con las interconexiones de los sistemas eléctricos de los países del Istmo constituyó sin duda una de las características más sobresalientes del desarrollo del subsector eléctrico en el pasado decenio y en el lapso transcurrido del presente. En efecto, puede decirse que el desarrollo del subsector eléctrico en dicho período presentó tres rasgos sobresalientes: el intenso esfuerzo realizado por las empresas para cambiar la estructura de generación utilizando fuentes hidro y geotérmicas en sustitución de las termoeléctricas, el inicio de la concreción física del proceso de interconexión regional, a niveles subregionales, y los agudos desequilibrios financieros que enfrentaron, en general, las empresas eléctricas debido a la magnitud de los programas de inversión ejecutados en un marco de deterioro económico general de la región que impidió aumentar los ingresos, y obligó a recurrir al financiamiento externo en proporciones crecientes y en condiciones muchas veces inadecuadas.

El balance electroenergético de la región a nivel de los sistemas interconectados nacionales muestra, como característica más importante, un cambio significativo en la estructura de la generación de energía eléctrica al disminuir la participación térmica en la generación bruta de 47% en 1972 a 30% en 1983, gracias a un incremento sustancial en la producción hidroeléctrica y geotérmica. Costa Rica y Honduras se han mantenido en general en los niveles más altos de generación hidroeléctrica, llegando incluso el primer país al 100% hacia el final de dicho lapso. Se incorporó a este grupo El Salvador, luego de la entrada en operación de las centrales de Cerrón Grande (hidro) y Ahuachapán (geotérmica). Mientras tanto, en los otros tres países creció sustancialmente la participación de la generación de energía de costo marginal mínimo, denominada en adelante energía económica (hidro y geo).

Este cambio en la estructura de la generación permitió atender, con mayores recursos energéticos locales, una demanda de energía eléctrica creciente que llegó a cubrir en 1983 un 14% del consumo de energías comerciales de la región, satisfaciendo más de la mitad de los requerimientos de este tipo de energéticos en el sector doméstico ^{1/} y una proporción mucho menor en el sector industrial.

El mercado eléctrico de la región ascendía, a nivel de generación neta y según cifras de 1983, a algo más de 10 TWh, con una demanda máxima no simultánea cercana a 1.9 GW (véase el cuadro 1), con factores de carga variables entre 50% y 67%, según los países. Más de la mitad de este mercado correspondió a Costa Rica y Panamá, países que presentan también los mayores índices estimados de población servida (75% y 55%, respectivamente).

^{1/} El índice de electrificación de la población total del Istmo se elevó de 25% en 1972 a 37% en 1983.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: ALGUNOS INDICADORES DEL SUBSECTOR ELECTRICO EN 1983^{a/}

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá ^{b/}
<u>Consumo de energía eléctrica</u>							
GWh	8 854	2 152	1 311	1 132	922	971	2 366
KWh/habitante	356	871	251	143	225	317	1 161
Población servida (%)	36.2	75.0	34.6	23.1	23.3	46.4	55.0
<u>Tasas de crecimiento (%)</u>							
1972-1979	7.7	7.9	11.2	10.8	14.5	4.3	3.8
1979-1982	3.0	7.5	-5.0	-2.7	8.3	6.5	11.2
1982-1983	6.7	4.3	10.2	0.5	7.8	11.2	8.0
<u>Estructura por sectores (%)</u>							
Residencial	32.8	45.9	33.3	30.3	30.6	27.9	24.7
Comercial	17.7	16.2	14.7	21.7	14.9	7.5	24.1
Industrial	32.4	34.1	36.1	31.9	50.2	32.1	22.3
Público y otros	17.1	3.8	15.9	16.1	4.3	32.5	28.9
<u>Entregado a la red (GWh)^{c/}</u>							
	10 172	2 345	1 513	1 350	1 096	1 144	2 724
<u>Demanda máxima (MW)</u>							
	1 897 ^{d/}	451	286	277	197	200	466
<u>Generación neta (GWh)</u>							
	10 172	2 820	1 513	1 350	949	813	2 727
Hidroeléctrica (%)	65.5	100.0	64.4	59.6	87.6	29.3	36.6
Geotérmica (%)	5.3	-	31.7	-	-	7.7	-
Térmica (%)	29.2	-	3.9	40.4	12.4	63.0	63.4
<u>Capacidad instalada (MW)</u>							
	3 343	775	611	664	243	333	717
Hidroeléctrica	1 898	620	333	408	131	100	306
Geotérmica	130	-	95	-	-	35	-
Térmica	1 315	155	183	256	112	198	411

Fuente: CEPAL, Diagnóstico y perspectivas del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano (LC/MEX/L.16/Rev.3 (CCE/SC.5/GRIE/IX/3/Rev.3)), 18 de diciembre de 1985.

a/ Sistemas Interconectados Nacionales (SIN); b/ Incluye el área del Canal; c/ Demanda interna en barras de alta tensión: generación neta + importación - exportación, y d/ Suma de demanda máxima no coincidente.

En los sistemas interconectados nacionales, la región cuenta (1985) con capacidad instalada total de generación de unos 3.9 GW, de los cuales el 69% corresponde a centrales hidroeléctricas, el 4% a geotérmicas y el resto a termoeléctricas, ello como resultado de la estrategia deliberada de los países para cambiar sustancialmente sus medios de generación. Así, en 1985 se dispone de 2.7 GW de capacidad hidroeléctrica (incluyendo El Cajón en Honduras que recién entró en operación) que pueden generar cerca de 13 TWh en condición hidrológica media y casi 10 TWh en el caso de hidrología seca. Las centrales con embalses mayores permiten acumular en total 6.5 TWh -alrededor del 64% de la demanda actual- de los cuales el 49% se concentra en sólo dos aprovechamientos: el complejo Arenal-Corobicí (Costa Rica) y El Cajón (Honduras). Al presente también existen en operación en el Istmo dos centrales geotérmicas: Ahuachapán de 95 MW, en El Salvador, y Momotombo, de 35 MW, en Nicaragua.

Las centrales generadoras están unidas por sistemas troncales de transmisión de 115, 138 y 230 kV, que integran los sistemas interconectados nacionales en los cuales prevalece la configuración radial, características que se extienden al sistema regional debido a la localización geográfica de los países, y determinan una interconexión radial-secuencial entre los seis sistemas nacionales, de modo que se trata básicamente de sistemas longitudinales o débiles.

II. PLANES DE EXPANSION EN GENERACION ELECTRICA^{2/}

No obstante el marco de incertidumbre que proyecta hacia el futuro la actual situación de las economías y las sociedades del Istmo Centroamericano, el largo período de maduración de los proyectos energéticos -particularmente los eléctricos- obliga a anticipar y afinar la planificación del sector a fin de lograr en el futuro un abastecimiento de la demanda energética oportuno en el tiempo y adecuado en cantidad y calidad, lo que reviste capital importancia para sostener la deseada recuperación económica.

De esta manera, las empresas que están a cargo del subsector eléctrico continúan con su actividad natural de planificación tratando de llevar a cabo los programas de construcción previstos pese a todas las dificultades que enfrentan para ello.

Las proyecciones de la demanda eléctrica realizadas por las empresas (véanse los cuadros 2 y 3) para elaborar los planes de expansión actualmente vigentes presentan tasas de crecimiento que en general pueden considerarse razonables y conservadoras teniendo en cuenta: el ritmo de crecimiento histórico (aun durante el período de crisis más aguda); en menor grado el potencial que brinda una población aún no servida que supera el 60% del total del Istmo; la gravedad de la situación económica actual, y las perspectivas poco prometedoras en cuanto a una rápida recuperación para el futuro, al menos en el corto y mediano plazos.

Así, de acuerdo con las previsiones de las empresas eléctricas, la demanda de energía eléctrica del Istmo Centroamericano crecería en el período 1986-2000 a una tasa media del 6.7%, frente al 8% del lapso comprendido entre 1972 y 1979 y al 5.8% registrado en 1983. Con este crecimiento, el mercado eléctrico regional se triplicaría en el período analizado, llegando a niveles de 30 TWh y 5.6 GW, en energía y potencia, respectivamente, al año 2000.

Las tasas de crecimiento previstas para los mercados eléctricos nacionales varían generalmente entre un 5% a un 8% aproximadamente,

^{2/} Las proyecciones del mercado eléctrico y los programas de adiciones de capacidad que se presentan en este capítulo y en general en todo el documento se tomaron del Diagnóstico y perspectivas del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano (LC/MEX/L.16/Rev.3 (CCE/SC.5/GRIE/IX/3/Rev.3), documento que se basó en los planes de las empresas eléctricas vigentes en general en 1984, por lo que seguramente ya habrá variaciones. Pese a ello, se considera que por el foro en que se presenta el documento y el lapso contemplado (hasta el año 2000), las cifras y análisis son útiles para fines ilustrativos.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA

(MW)

	Total ^{a/}	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá ^{b/}
1986	2 162	524	366	247	253	242	530
1987	2 394	547	404	365	274	253	551
1988	2 541	570	445	385	296	270	575
1989	2 733	600	490	406	319	300	618
1990	2 910	634	539	432	344	323	638
1991	3 087	668	593	446	364	346	670
1992	3 290	704	652	462	397	370	705
1993	3 501	743	717	478	426	396	741
1994	3 727	785	789	494	456	424	779
1995	3 972	830	868	512	487	455	820
1996	4 253	876	955	550	520	487	865
1997	4 554	927	1 050	590	555	520	912
1998	4 884	982	1 155	633	596	556	962
1999	5 230	1 040	1 271	680	630	594	1 015
2000	5 604	1 101	1 398	730	669	634	1 072

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras proporcionadas por las empresas eléctricas de la región.

a/ Suma no simultánea.

b/ Incluye el área del Canal con 90 MW de potencial anual.

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá ^{a/}
	(GWh)						
1986	12 183	2 808	1 826	1 714	1 373	1 326	3 136
1987	12 908	2 949	2 013	1 811	1 488	1 390	3 257
1988	13 697	3 100	2 217	1 891	1 608	1 483	3 398
1989	14 651	3 264	2 442	1 975	1 735	1 652	3 583
1990	15 599	3 441	2 687	2 063	1 868	1 781	3 759
1991	16 586	3 629	2 955	2 172	1 977	1 907	3 946
1992	17 705	8 824	3 250	2 288	2 156	2 044	4 143
1993	18 874	4 007	3 575	2 409	2 314	2 187	4 352
1994	20 127	4 265	3 934	2 537	2 477	2 341	4 573
1995	21 469	4 507	4 327	2 671	2 647	2 509	4 808
1996	22 977	4 765	4 760	2 877	2 824	2 685	5 066
1997	24 591	5 032	5 236	3 099	3 014	2 872	5 338
1998	26 364	5 332	5 759	3 339	3 237	3 070	5 627
1999	28 212	5 646	6 335	3 596	3 422	3 279	5 934
2000	30 221	5 982	6 968	3 873	3 633	3 501	6 264
	<u>Tasas de crecimiento</u>						
1986-1990	6.4	5.2	10.0	4.7	8.0	7.7	4.6
1990-1995	6.6	5.6	10.0	5.3	7.2	7.1	5.1
1986-1995	6.5	5.4	10.0	5.1	7.6	7.3	4.0
1995-2000	7.1	5.8	10.0	7.7	6.5	6.9	5.4
1986-2000	6.7	5.6	10.0	6.0	7.2	7.2	5.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Incluye 600 GWh anuales del área del Canal.

/excepto

excepto en El Salvador, cuyo ritmo de expansión se estima en 10% para el período 1986-2000. Cabe señalar que Costa Rica y Panamá, que actualmente representan en conjunto la mayor parte (un 50%) del mercado regional, prevén un crecimiento en general más moderado que los otros países, de modo que su participación relativa irá decreciendo mientras crece la de los otros países, sobre todo la de El Salvador, según las estimaciones anteriores.

Los programas de adiciones de generación (véase el cuadro 4) que las empresas eléctricas de la región determinaron para cubrir los mercados eléctricos indicados sumarían para todo el Istmo Centroamericano unos 4.6 GW adicionales en el período 1986-2000, de los cuales 3.7 GW (un 80%) serían hidroeléctricos y geotérmicos y adicionarían 20 TWh de energía económica generable en año medio. De esta manera, la capacidad instalada total en la región llegaría a 8.3 GW hacia el año 2000, con lo que prácticamente se duplicaría la actual, y la disponibilidad de energía económica se elevaría a más de 32 TWh para dicho año.

Tres de los países de la región -Costa Rica, Guatemala y Nicaragua- sustentan sus programas de expansión, hasta fin de siglo, en proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. Igual modalidad presenta El Salvador, aunque sólo en el primer decenio del período de proyección, puesto que en el último lustro de la centuria se incorporarían 350 MW en centrales carboeléctricas debido a que estaría llegando prácticamente al límite de aprovechamiento de sus recursos hidroeléctricos. Para Honduras y Panamá, si bien en sus incorporaciones predominaría el componente hidroeléctrico, también se prevé la adición de equipamiento térmico: turbinas de gas en el primer país, y una carboeléctrica de 150 MW y una planta de ciclo combinado de 68 MW en el segundo. La magnitud de las adiciones de potencia para los 15 años considerados varía entre 377 MW en Guatemala y 1 095 MW en El Salvador, según los diferentes tamaños relativos y crecimientos de la demanda previstos para los mercados nacionales.

Las inversiones que demandarían los planes de expansión vigentes llegarían a cerca de 6 700 millones de dólares para el Istmo en el período 1986-2000. La mayor parte de ellas se concentraría -un 90%- en los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. Continuaría así el esfuerzo de las empresas eléctricas para desarrollar los recursos energéticos nacionales. Cabe señalar que se precisaría una inversión mayor que la cifra indicada, ya que se deben agregar los requerimientos de inversión para transmisión y distribución, así como para la iniciación -hacia el final del período- de proyectos que entrarían en servicio con posterioridad al año 2000.

El valor de esas inversiones arroja costos medios unitarios de unos 1 000 a 3 000 dólares por kW instalado para las centrales hidroeléctricas -correspondiendo los valores menores a potencia de punta- y entre 1 500 y 2 300 para las geotérmicas, mientras que para las carboeléctricas, en unos 1 000 dólares/kW y para las turbinas de gas, en 300 dólares. Los costos de capital estimados sobre la base de las inversiones anteriores

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: SECUENCIA DE ADICIONES DE CAPACIDAD Y GENERACION

Año	Nombre del proyecto	Tipo	País	Capacidad instalada (MW)		Generación (GWh)			
				Individual	Subtotal	Año medio		Año seco	
						Individual	Subtotal	Individual	Subtotal
1987	Asturias	AB	Nicaragua	-	-	85	85	60	60
1988	Ventanas-Garita	HP	Costa Rica	97	-	373	-	234	-
1988	Ventanas	HP	Costa Rica	-10	-	-91	-	-90	-
1988	Momotombo II	G	Nicaragua	35	-	264	-	264	-
1988	Palín II	He	Guatemala	8	130	35	581	22	440
1989	Río Y-Y	He	Nicaragua	27	-	116	-	80	-
1989	Fortuna II	He	Panamá	-	-	245	-	113	-
1989	Ciclo Combinado	T	Panamá	80	-	-	-	-	-
1989	Larreynaga	Hp	Nicaragua	40	-	83	-	60	-
1989	Berlín	G	El Salvador	55	-	361	-	361	-
1989	Bobos	Hp	Guatemala	2	-	9	-	6	-
1989	Zunil I	G	Guatemala	15	219	110	924	110	730
1990	Bayano 3	He	Panamá	75	-	-	-	-	-
1990	Miravalles I	G	Costa Rica	55	130	350	350	350	350
1991	Hoyo I-II	G	Nicaragua	70	-	528	-	528	-
1991	Chipilapa	G	El Salvador	55	135	361	889	361	889
1992	Carboeléctrica	T	Panamá	150	-	-	-	-	-
1992	Copalar	He	Nicaragua	175	-	1 115	-	920	-
1992	Sandillal	Hp	Costa Rica	32	-	140	-	140	-
1992	Chinameca	G	El Salvador	55	413	361	1 616	361	1 421
1993	Angostura	Hp	Costa Rica	180	-	999	-	662	-
1993	Carboeléctrica	T	Panamá	150	-	-	-	-	-
1993	Cerrón Grande II	He	El Salvador	135	-	15	-	-	-
1993	Turbina a gas	T	Honduras	25	490	-	1 014	-	662
1994	Turbina a gas	T	Honduras	50	-	-	-	-	-
1994	San Vicente	G	El Salvador	55	-	361	-	361	-
1994	Santa María II	Hp	Guatemala	68	-	282	-	154	-
1994	El Palmar	Hp	Guatemala	58	231	242	885	138	653
1995	Turbina a gas	T	Honduras	50	-	-	-	-	-
1995	Remolino	He	Honduras	125	175	449	449	317	317

/(Continúa)

Cuadro 4 (Conclusión)

Nombre del proyecto	Tipo	País	Capacidad instalada (MW)		Generación (GWh)				
			Individual	Subtotal	Año medio		Año seco		
					Individual	Subtotal	Individual	Subtotal	
1996	Esti-Barrigón	Hp	Panamá	120	-	525	-	352	-
1996	Palomo	Hp	Costa Rica	30	-	130	-	82	-
1996	Miravalles II	G	Costa Rica	55	-	350	-	350	-
1996	El Tigre	He	El Salvador	270	-	1 115	-	863	-
1996	Los Tapezcoc	He	Guatemala	62	537	162	1 282	65	1 712
1997	Masaya I	G	Nicaragua	55	-	414	-	414	-
1997	Guayabo	Hp	Costa Rica	245	-	1 438	-	1 003	-
1997	Turbina a gas	T	Honduras	25	-	-	-	-	-
1997	Carboeléctrica I	T	El Salvador	50	375	-	1 852	-	1 417
1998	Zunil y/o Amatitlán	G	Guatemala	110	-	807	-	807	-
1998	Carboeléctrica II	T	El Salvador	50	-	-	-	-	-
1998	Changuinola I	He	Panamá	300	-	1 607	-	1 108	-
1998	Tumarín	He	Nicaragua	240	-	1 648	-	1 432	-
1998	Turbina a gas	T	Honduras	50	750	-	4 062	-	3 347
1999	Siquirres	He	Costa Rica	384	-	2 270	-	1 470	-
1999	Jupilingo	He	Guatemala	4	-	17	-	10	-
1999	5 de Noviembre II	Hp	El Salvador	120	-	187	-	75	-
1999	Carboeléctrica III	T	El Salvador	50	558	-	2 474	-	1 555
2000	Cerro Malín	He	Honduras	230	-	1 305	-	709	-
2000	Camotán	He	Guatemala	10	-	71	-	48	-
2000	Jocotán	He	Guatemala	40	-	203	-	106	-
2000	Carboeléctrica IV	T	El Salvador	200	480	-	1 579	-	863
2002	Taribe I	He	Panamá	237	-	1 250	-	782	-
2003	Masaya II	G	Nicaragua	55	-	414	-	414	-
2003	Chulac	He	Guatemala	334	-	1 424	-	683	-
2004	Tabasará	He	Panamá	214	-	983	-	683	-
a/	Boruca I	He	Costa Rica	460	-	3 296	-	1 848	-
a/	Boruca II	He	Costa Rica	1 060	-	2 833	-	4 188	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: AB = Acumulación y bombeo; G = Geotérmica; He = Proyectos que poseen embalse para generar 30 días o más;

Hp = proyectos de pasada que generan menos de 30 días, y T = Térmica. a/ Después del año 2000.

/-considerando

- 13 -

-considerando períodos de amortización de 40 años y generación en condiciones de hidrología media para las hidro de 20 años y factor de planta de 80% para las geotérmicas y una tasa de interés del 10%- oscilarían entre 2.5 y 4.5 centavos de dólares/kWh generable para las primeras y alrededor de tres centavos para las geotérmicas, los que sumando uno o dos centavos más, por concepto de costos de operación, se situarían por debajo del costo medio de combustibles y operación en las plantas térmicas (ocho centavos/kWh).

Como puede advertirse, las plantas hidro y geotérmicas presentarían una ventaja económica comparativa. No obstante, el financiamiento de los elevados niveles de inversión requeridos puede presentar serias dificultades a las empresas eléctricas de la región, las que en general vienen sufriendo importantes estrangulamientos financieros que condicionan en gran medida sus posibilidades futuras al estar comprometida gran parte de la generación interna de caja para pagar el servicio de la deuda. Además, desde el punto de vista global de sus economías, los países del área difícilmente estarían en capacidad de aumentar sustancialmente su nivel de endeudamiento para incrementar los recursos de inversión destinados al sector eléctrico.

Este problema -al margen de las posibles soluciones, al menos parciales, de tipo financiero (renegociación de la deuda, préstamos en condiciones más favorables, adecuaciones tarifarias)- sugiere que debe ponerse especial cuidado en la racionalización de las inversiones y en los ahorros de tipo operativo que podrían obtenerse aprovechando al máximo los beneficios potenciales de la interconexión regional, como se verá en el capítulo siguiente.

III. LA INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL

1. Desarrollo histórico

En el año 1976 se concretó la primera interconexión en el Istmo, entre Nicaragua y Honduras, aunque los intercambios no han sido significativos por no disponer dichos países de excedentes de energía económica. También comenzó a operar en 1982 la de Nicaragua y Costa Rica, configurándose así desde esa fecha un sistema tripartito con flujos de energía importantes, esencialmente desde Costa Rica hacia los otros dos países.

La magnitud de estos intercambios cobró relevancia puesto que entre mediados de 1982 y junio de 1984 el sistema costarricense entregó unos 570 GWh al sistema nicaragüense, y unos 250 GWh al hondureño. En términos relativos, Nicaragua importó un 30% de su demanda interna de energía eléctrica en 1983 y Honduras un 14%, y Costa Rica exportó el 17% de su generación neta. (Véase el cuadro 5.) El valor de los intercambios entre Costa Rica y Nicaragua durante el lapso indicado ascendió a 22 millones de dólares, con un precio medio cercano a los cuatro centavos de dólar por kWh y a poco más de 10 millones de dólares para el caso de las exportaciones de Costa Rica a Honduras (un promedio de 4.2 centavos por kWh). Estos costos promedio pueden compararse con la media para ambos países correspondiente al gasto de combustible para generación térmica, que es de unos seis centavos de dólar, y al costo medio total (incluyendo operación y mantenimiento), que se eleva a unos ocho centavos por kWh, aproximadamente. Consecuentemente, puede afirmarse que la compra de energía económica a través de la interconexión representó seguramente un ahorro significativo.

Estas interconexiones, existentes y programadas, están regidas por contratos de tipo bilateral y multilateral entre las empresas, que en general han sido precedidos por acuerdos o convenios bilaterales a nivel de gobiernos. De esta manera, se encuentran vigentes en la actualidad contratos de interconexión entre el INE de Nicaragua y la ENEE de Honduras -el más antiguo de todos-, entre el INE y el ICE de Costa Rica, entre el ICE y el IRHE de Panamá, un contrato tripartito entre ENEE-INE-ICE y un cuatripartito entre ENEE-INE-ICE-IRHE. Regulan estos últimos las transferencias entre países no limítrofes a través de uno o más países intermedios, operando como sistemas interconectores. Finalmente, existe un contrato de interconexión entre el INDE de Guatemala y la CEL de El Salvador que incluso establece la operación optimizada del conjunto de ambos sistemas eléctricos.

En general, los contratos establecen los tipos, características generales y precios de los intercambios, así como los lineamientos básicos para su programación. Admiten básicamente tres tipos de intercambio: energía garantizada a corto plazo (seis meses o un año), energía no garantizada de origen hidráulico (secundaria) geotérmico y, finalmente, energía

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: INTERCAMBIO DE ENERGIA ELECTRICA

(GWh)

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
<u>Costa Rica</u>								
Generación	1 531	1 629	1 783	1 859	2 114	2 256	2 358	2 820
Importación	-	-	-	1	3	2	3	3
Exportación	-	-	-	-	-	-	108	478
Demanda interna	1 531	1 629	1 783	1 860	2 117	2 258	2 253	2 345
<u>Honduras</u>								
Generación	546	624	691	781	856	943	996	949
Importación	2	11	7	15	18	11	16	149
Exportación	9	19	7	15	9	18	9	2
Demanda interna	539	616	691	781	865	936	1 003	1 096
<u>Nicaragua</u>								
Generación	910	1 013	1 013	826	927	963	930	813
Importación	10	19	7	15	9	18	110	336
Exportación	3	11	7	15	18	11	9	5
Demanda interna	917	1 021	1 013	826	918	970	1 031	1 144
<u>Panamá</u>								
Generación	1 920	1 932	2 082	2 209	2 298	2 380	2 583	2 727
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	1	3	2	3	3
Demanda interna	1 920	1 932	2 082	2 208	2 295	2 378	2 580	2 724

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras proporcionadas por las empresas eléctricas.

/de emergencia.

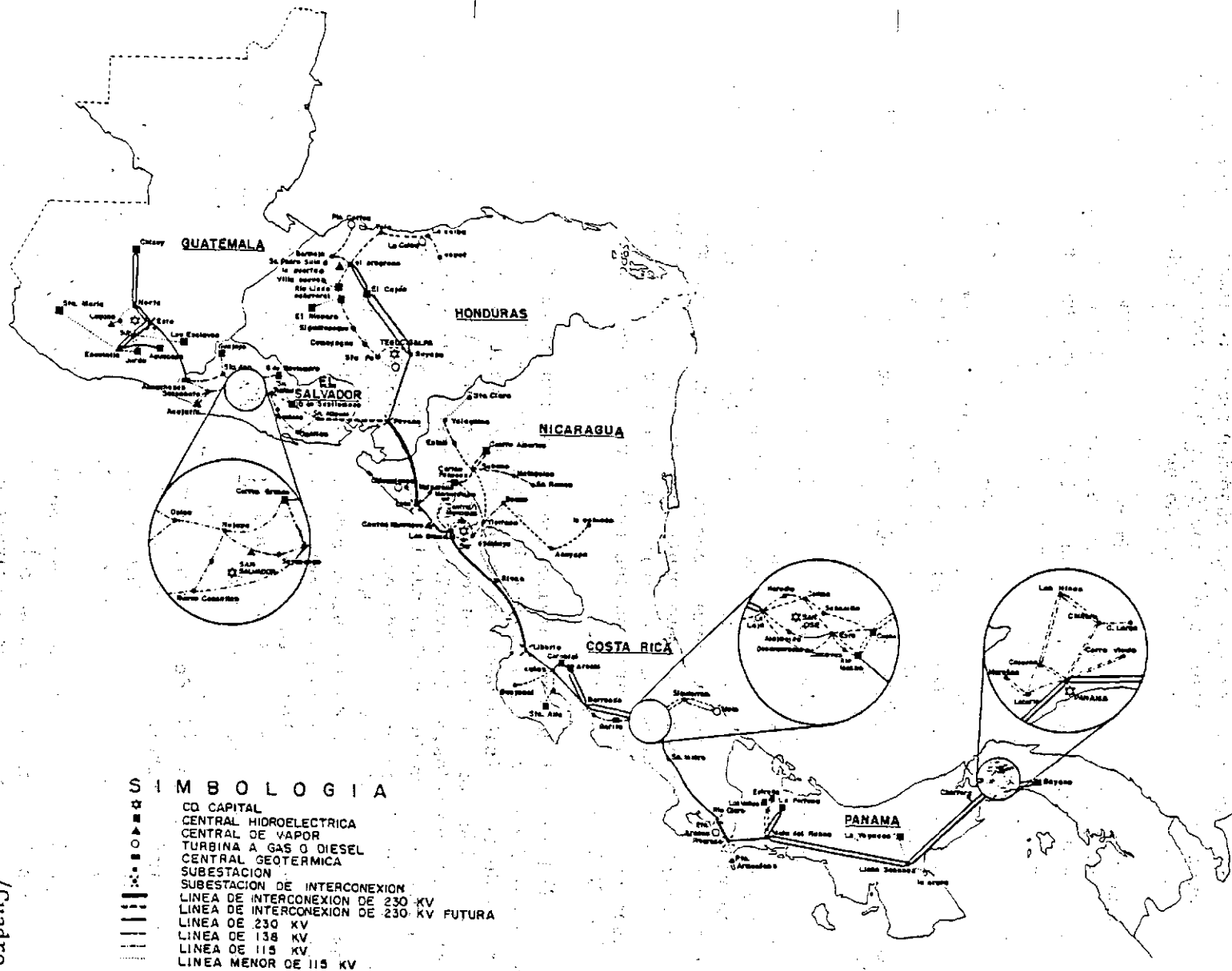
de emergencia. Mientras en el primer caso se requiere forzosamente de una programación y ello implica obligación firme de compraventa, en los dos últimos sólo existe compromiso cuando hay disponibilidad de energía.

En cuanto a las transacciones entre el ICE, el INE y la ENEE, el precio de los intercambios se establece en función del costo de generación térmica de una planta determinada del comprador, excepto para la energía no garantizada de origen térmico y la energía de emergencia, donde se toman como base las plantas térmicas indicadas por el vendedor. En los contratos entre Costa Rica y Panamá y entre El Salvador y Guatemala, las tarifas de intercambio se fijan de tal forma que comprador y vendedor compartan los beneficios de tales intercambios, introduciéndose en el segundo caso un método más preciso para determinar los costos y facturar sobre la base de tarifas binómicas. Se facturan igualmente en forma recíproca y periódica las diferencias de beneficios entre ambos.

Actualmente se encuentran en operación las interconexiones entre tres de los seis países de la región (Costa Rica, Nicaragua y Honduras), que constituyen un sistema tripartito. Está prevista para el próximo mes la entrada en servicio de la línea que interconectará los sistemas eléctricos de Costa Rica y Panamá -con la incorporación de este último país al grupo mencionado anteriormente se configurará un sistema cuatripartito- y los de Guatemala y El Salvador, que por el momento estarían separados de los otros cuatro países hasta que se concrete la interconexión El Salvador-Honduras.

La red troncal de transmisión que se observa en el diagrama unifilar geográfico anexo está integrada por líneas de 115, 138 y 230 kV. Las redes de transmisión nacionales se han desarrollado para transmitir la energía eléctrica de los centros de generación a los centros de consumo; los primeros ubicados, en la mayoría de los casos, lejos de los segundos. Los centros de generación -excluyendo las centrales termoeléctricas convencionales- tienen una localización definida por la disponibilidad de recursos energéticos locales (hidro y geo). Ha sido un objetivo común de los seis países evitar depender de los hidrocarburos para la producción de energía eléctrica, como lo pone de manifiesto la capacidad instalada actualmente. (Véase el cuadro 6.) Por esta razón, los costos de inversión en las redes eléctricas resultan, en términos relativos, muy elevados, por lo que debe reducirse el número de proyectos de transmisión a los estrictamente necesarios para aprovechar plenamente, en condiciones normales o sin falla, la potencia y la energía de los proyectos de generación. De esta manera no se seguirían criterios estrictos de confiabilidad, como por ejemplo el de no afectar carga ante la pérdida repentina de cualquier elemento sencillo, ya sea generador, línea de transmisión o transformador.

Se considera normal, aun cuando no deseable, que los sistemas eléctricos de países en vías de desarrollo estén débilmente interconectados, es decir, que cuenten con pocas trayectorias en paralelo -en muchos casos una o dos-, de manera que cuando falta un elemento las características del sistema eléctrico cambian sustancialmente. Es necesario, por lo



/Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO
SISTEMA DE GENERACION- TRANSMISION ELECTRICA
 (Incluye interconexion regional actual y futura)

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA
DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS 1/

	Total		Hidroeléctricas		Geotérmicas		Térmicas		Demanda máxima
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	
Total	3 944	100.0	2 578	65.4	130	3.3	1 236	31.3	1 985
Costa Rica	760	19.3	619	24.0	-	-	141	11.4	480
El Salvador	644	16.3	421	16.3	95	73.0	128	10.4	330
Guatemala	665	16.9	408	15.8	-	-	257	20.8	315
Honduras	523	13.3	423	16.4	-	-	100	8.0	225
Nicaragua	333	8.4	100	3.9	35	27.0	200	16.2	200
Panamá	1 017	25.8	607	23.6	-	-	410	33.2	435

1/ Los datos de capacidad y demanda corresponden al primer trimestre de 1986.

/tanto,

tanto, supervisar de manera estrecha las condiciones operativas que prevalezcan. Es preciso también que exista una interacción sistemática entre el personal de planificación y operación para incorporar en los proyectos nuevos, de transmisión y generación, las variaciones registradas con respecto a lo que se había proyectado. El diagrama unifilar geográfico citado presenta la situación actual de las redes eléctricas del Istmo. En él se indican también las obras de interconexión previstas para los próximos dos años.

El hecho de estar débilmente interconectados los sistemas eléctricos de países en vías de desarrollo se refleja en niveles de corto circuito muy bajos (de 3 GVA o menos) para la mayoría de los nodos principales de las redes del Istmo, comparados con los niveles de 10 a 15 GVA en el caso de redes eléctricas malladas o robustas para igual tensión (230 KV). Esta circunstancia provoca a su vez problemas para controlar el voltaje, como las sobretensiones que se presentan durante condiciones de carga liviana y los bajos voltajes en carga alta. Asimismo, los sistemas débiles o longitudinales, como los del Istmo Centroamericano, son propensos a inestabilidad dinámica, es decir, a oscilaciones espontáneas, que ya se han registrado en la operación interconectada de Honduras-Nicaragua-Costa Rica, así como a inestabilidad transitoria ante contingencia sencilla para ciertas condiciones de operación. Los fenómenos anteriores conducen a que los límites de transmisión de potencia (cargabilidad) por una red o línea de transmisión determinada no estén definidos por la capacidad térmica de los conductores, sino por la regulación de voltaje o estabilidad (transitoria o dinámica), y que dicho límite no sea constante, sino que cambie en función de las condiciones operativas que prevalezcan.

Las dificultades técnicas descritas se incrementan al interconectar débilmente sistemas eléctricos ya débiles, como es el caso del Istmo Centroamericano (véase nuevamente el diagrama unifilar). A manera de ejemplo, adviértase que la línea de interconexión Costa Rica-Panamá, que va de la subestación Río Claro de Costa Rica a la subestación Progreso de Panamá, y tiene 42 km, se trata en realidad, desde un punto de vista técnico, de una línea sencilla de 262 km que cubre desde la subestación Río Macho de Costa Rica, hasta la subestación Mata de Nance de Panamá, por ser éstas las subestaciones más próximas que cuentan con soporte de voltaje. A pesar de la mayor complejidad técnica que resulta de interconectar sistemas eléctricos débiles, las empresas de electrificación del Istmo están convencidas de que, pese a la dificultad de la operación, son mayores los beneficios técnico-económicos que se obtienen de la integración eléctrica y, por ello, han fomentado decididamente las interconexiones eléctricas en el Istmo.

Por otro lado, resulta imprescindible aprovechar de la manera más eficiente las instalaciones de transmisión y los recursos de generación disponibles. Es necesario, entonces, evaluar, tanto en operación como en planificación, las condiciones típicas de operación actuales o futuras para determinar estrategias de control, e implantar, en

/su caso

su caso, controles discretos suplementarios a fin de preservar la integridad de los sistemas eléctricos, es decir, evitar colapsos ante contingencias críticas.

De lo expuesto, se puede afirmar que la planificación y la operación de sistemas eléctricos longitudinales requiere esfuerzos de ingeniería mayores que para el caso de sistemas desarrollados. Es necesario formar cuadros de profesionales en ambas especialidades que aborden sistemáticamente análisis preventivos, incluyendo primordialmente los de naturaleza dinámica. A este respecto, las empresas eléctricas del Istmo consideran que la solicitud de cooperación técnica que se está gestionando ante el BID, mediante el Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA), permitiría contar con recursos humanos capacitados para abordar el desarrollo y la operación de los sistemas eléctricos, así como disponer de metodologías adecuadas y uniformes para afrontar de manera más efectiva los problemas técnicos de planificación y operación de los sistemas eléctricos del Istmo, particularmente los relativos a sistemas interconectados.

2. Perspectivas 1986-2000

En cuanto al desarrollo mediato de las interconexiones eléctricas en el Istmo Centroamericano, se puede mencionar lo siguiente: i) la interconexión El Salvador-Guatemala está prevista para entrar en operación, a 230 kV, en el tercer trimestre de 1986; ii) la interconexión Honduras-Nicaragua, que opera provisionalmente a 138 kV, se estima que operará a 230 kV el próximo mes de junio, y iii) la interconexión El Salvador-Honduras se definirá el presente año y se estima que será puesta en servicio dos años más tarde, con lo cual quedarían interconectados los seis países del Istmo Centroamericano. (Véase de nuevo el diagrama unifilar geográfico.)

Se tiene previsto en el PARSEICA, como una actividad básica, revisar la evolución de las interconexiones eléctricas para un horizonte de tiempo mayor. Las razones de dicha revisión surgen de los cambios que se han venido registrando en los planes de expansión de generación-transmisión provocados a su vez por las bajas tasas de crecimiento de los mercados eléctricos y por las dificultades financieras que están enfrentando las empresas eléctricas del Istmo. Se tiene planeado, como parte importante de las actividades del PARSEICA, actualizar los planes de expansión de la generación-transmisión desde 1989 hasta el año 2000. Se proyecta, además, de manera especial, revisar los refuerzos y adiciones a las redes de interconexiones eléctricas que se precisan para aprovechar mejor los recursos de generación y, en particular, aquellos que se disponen en la región (hidro más geo).

De acuerdo con los mercados eléctricos y con los programas de adiciones de generación indicados en el capítulo II, se producirían en algunos países de la región excedentes de energía económica para

/hidrología

hidrología media, mientras que en otros habría faltantes. Se abrirían así posibilidades para un interesante potencial de intercambio. En cuanto a la hidrología crítica, predominarían en la región los casos de faltantes de energía económica. Ello demandaría que la operación se coordinara regionalmente a fin de utilizar el parque térmico de la manera más eficiente. En efecto, bajo el supuesto de condición hidrológica media, Costa Rica tendría excedentes a lo largo de todo el período, hasta el año 2000; El Salvador contaría con ellos hasta 1994, pero sería deficitario de 1995 en adelante; Guatemala también arrojaría un superávit en todo el lapso estudiado, con excepción de 1993 y 1997; Honduras tendría excedentes hasta 1990 y déficit para casi todo el último decenio, excepto para el año 2000; Nicaragua presentaría importantes faltantes hasta 1991 y elevados excedentes después de esa fecha, particularmente durante los tres últimos años del período. Finalmente, Panamá sufriría fuertes déficit de energía económica en los 15 años considerados.

Tomando en cuenta el balance regional de estos excedentes y faltantes, en algunos años se produciría un déficit neto, mientras que en otros habría un excedente neto, es decir, luego de efectuarse los intercambios posibles, aún quedaría un sobrante de energía económica que no podría colocarse, por lo que se producirían derrames en los embalses. Esto estaría ligado a la secuencia y magnitud relativa de las adiciones de potencia en cada año para el conjunto de los seis sistemas interconectados nacionales.

En efecto, en cada año del período 1986-2000 entrarían en operación en el Istmo nuevos proyectos, variando en forma irregular la magnitud de las incorporaciones anuales de potencia -aunque con una tendencia creciente-, con una mayor concentración de adiciones en algunos lapsos del período. Los mayores incrementos de la capacidad instalada y de la disponibilidad de energía económica se producirían en los subperíodos 1992-1993 y 1996-2000, particularmente en 1998, cuando entrarían en servicio 750 MW adicionales de los cuales 650 serían hidro y geotérmicos.

Como consecuencia de lo anterior, se producirían importantes excedentes netos regionales de energía económica en 1986 (unos 1.1 TWh) y en 1998-2000 (un promedio de 2.3 TWh anuales), y habría faltantes netos entre 1990 y 1997 de un máximo de 1.4 TWh. Estos fuertes excedentes netos (energía económica no aprovechada) se deberían básicamente a la concentración de elevados superávits en Costa Rica y Nicaragua -representan 87% del excedente total en 1998, y 90% de los de 1999 y 2000- que no podrían ser absorbidos totalmente en los sistemas deficitarios. (Véase el cuadro 7.)

Asimismo, se observa un comportamiento notablemente paralelo, en cuanto a excedentes y faltantes de energía económica, de los sistemas de El Salvador y Guatemala, pese a que ambos estarán interconectados a partir de 1986. De esta circunstancia surge la conveniencia de interconectar este grupo al de los otros cuatro países -ya interconectados

Cuadro 7

ISTMO CENTROAMERICANO: EXCEDENTES Y FALTANTES DE ENERGIA ELECTRICA ECONOMICA,^{a/}
 POR SUBREGIONES, EN AÑO HIDROLOGICO MEDIO

(GWh)

	Istmo Centroamericano			Sistema Guatemala-El Salvador			Sistema Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá				
	Balance	Excedentes totales	Faltantes totales	Subtotal	Guatemala	El Salvador	Subtotal	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá ^{b/}
1986	1 108	2 252	-1 144	1 247	484	763	-139	587	-665	418	-479
1987	393	1 637	-1 244	963	387	576	-570	472	-644	202	-600
1988	185	1 399	-1 264	714	342	372	-529	352	-473	333	-741
1989	155	1 279	-1 124	885	377	508	-730	225	-443	169	-681
1990	-443	986	-1 429	552	289	263	-995	92	-572	342	-857
1991	-540	691	-1 231	537	180	357	-1 077	-17	-170	154	-1 044
1992	-43	1 394	-1 437	487	64	423	-530	-196	808	99	-1 241
1993	-199	1 662	-1 861	55	-57	112	-254	-354	665	885	-1 450
1994	-17	1 654	-1 671	453	339	114	-470	-33	511	657	-1 671
1995	-1 359	963	-2 322	-74	205	-279	-1 285	-137	343	415	-1 906
1996	-585	1 368	-1 953	564	161	403	-1 149	-314	167	637	-1 639
1997	-347	2 202	-2 549	-134	-61	-73	-213	-504	394	1 808	-1 911
1998	2 009	3 925	-1 916	-73	523	-596	2 082	-727	1 894	1 508	-593
1999	2 892	5 689	-2 797	-445	540	-985	3 337	-912	1 685	3 464	-900
2000	2 143	4 993	-2 850	-1 350	270	-1 620	3 493	182	1 413	3 128	-1 230

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Energía generable hidro más geo.

b/ Incluye faltante del Area del Canal estimado en 350 GWh por año en todo el período.

para 1986- a fin de aprovechar las posibilidades de intercambio, dado que los dos grupos tendrían comportamientos relativamente complementarios.

En función de lo expresado en los párrafos anteriores, surge la conveniencia de coordinar regionalmente la programación del desarrollo de los sistemas eléctricos nacionales reduciendo en lo posible los excedentes o faltantes regionales de energía económica -como una alternativa a la planificación totalmente autónoma de dichos sistemas-, así como de aprovechar los excedentes de energía económica de los países superavitarios que se producirían con los actuales planes de expansión utilizando en forma racional e integral la interconexión existente y futura. La transferencia de estos excedentes a los sistemas nacionales con faltantes de energía económica generaría flujos de energía entre países, cuya magnitud sería de gran relevancia en términos relativos.

Considerando hidrología media y admitiendo como hipótesis básicas más importantes: que las transferencias se harían prioritariamente a países limítrofes (evitando mayores pérdidas de transmisión) y que Costa Rica y Honduras utilizarían al máximo su gran capacidad de regulación -a fin de aprovechar sus excedentes en la estación seca para poder utilizar los del grupo Guatemala-El Salvador, que se producirían forzosamente en estación de lluvias-, se tendrían flujos de energía eléctrica económica del orden de los 1 000 GWh anuales en la mayoría de los años considerados, llegando incluso a cerca de 1 900 GWh en 1993 y totalizando más de 11 500 GWh para el período 1986-1995 (véase el cuadro 8). Parte de estos flujos -entre 300 y 600 GWh anuales- sólo podrían transferirse, por las razones antes mencionadas, si se concretara la interconexión de Guatemala y El Salvador con el resto de la región en 1988.

Estos flujos representarían entre 5% y 10% de la demanda total del Istmo, con lo cual se dejaría de consumir combustible para generación térmica por un valor estimado que superaría los 600 millones de dólares en el decenio comprendido entre 1986-1995, o sea, un promedio de 60 millones anuales. Estas transferencias permitirían reducir al mínimo los derrames en la región y anularlos completamente desde 1990 hasta 1995, lo que disminuiría la generación térmica a cantidades pequeñas en términos relativos (como máximo, algo más del 6% de la demanda), resultando un abastecimiento regional prácticamente hidráulico y geotérmico en el caso de hidrología media.

Sin embargo, conviene señalar que los flujos indicados son estimaciones de posibilidades de transferencias de energía en función de los excedentes y faltantes de cada país -siguiendo los criterios mencionados en párrafos anteriores-, pero no toman en cuenta las posibles limitaciones de los sistemas de transmisión.

Cuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: FLUJOS TOTALES ENTRE PAISES, DERRAMES Y GENERACION TERMICA, EN AÑO MEDIO, CON RESPECTO A LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA

	Demanda total (GWh)	Flujos			Derrames		Generación térmica	
		GWh	Porcentajes a/	Ahorro en combustible b/	GWh	Porcentajes a/	GWh	Porcentajes a/
1986 ^{c/}	12 183	1 005	8.2	54.3	1 247	10.2	139	1.1
1987 ^{c/}	12 908	674	5.2	36.4	963	7.5	570	4.4
1988	13 697	1 214	8.9	65.6	185	1.4	-	-
1989	14 651	1 001	6.8	54.0	278	1.9	123	0.8
1990	15 599	1 019	6.5	55.0	-	-	443	2.8
1993	18 874	1 869	9.9	100.9	-	-	199	1.1
1995	21 469	1 083	5.0	58.5	-	-	1 359	6.3

Fuente: CEPAL, Diagnóstico y perspectivas del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano (LC/MEX/L.16/Rev.3 (CCE/SC.5/GRIE/IX/3/Rev.3)), 18 de diciembre de 1985.

a/ Sobre la demanda total.

b/ En millones de dólares, considerando 2 000 barriles de combustible, con precio unitario de 27 dólares para generar 1 GWh.

c/ Se supuso que Guatemala y El Salvador no estarían interconectados al resto de la región durante estos dos años.

/Asimismo,

Asimismo, conviene destacar el hecho de que la existencia de excedentes o faltantes netos regionales en ciertos períodos hasta el año 2000 puede plantear la posibilidad de intercambios hacia o desde fuera del Istmo Centroamericano, en el marco de la posible interconexión Colombia-Istmo-México. Al respecto y dependiendo de las conclusiones que resulten del seminario sobre la interconexión Colombia-Istmo Centroamericano-México, se podría abarcar en el PARSEICA un lapso más allá del año 2000 para evaluar los impactos que pudiera tener dicha interconexión en los planes de expansión de las empresas eléctricas del Istmo.

IV. ALGUNOS COMENTARIOS SOBRE LAS IMPLICACIONES DE LA INTERCONEXION COLOMBIA-MEXICO PARA LOS PAISES DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Las empresas de electrificación del Istmo Centroamericano están convencidas de los beneficios técnico-económicos potenciales que representan las interconexiones entre empresas eléctricas de un mismo o distintos países. Prueba de ello son los esfuerzos que han realizado para la integración eléctrica centroamericana. Por esa razón, desean explicitar su apoyo a la interconexión mesoamericana Colombia-Istmo Centroamericano-México, como tal, es decir, ese proyecto les resultará más atractivo en la medida en que el Istmo se incorpore a él de manera integral.

Además, el proyecto de interconexión eléctrica de Mesoamérica cobra mayor relevancia si se le considera desde una óptica más amplia. Más que una simple conexión a través de la cual se transferirían importantes flujos de energía y potencia, el proyecto puede contribuir a una mayor integración energética y económica de los países que en él participen. Dentro de la primera, cabría mencionar el Programa Mexicano-Venezolano de Cooperación Energética, vigente para los países del Istmo Centroamericano y del Caribe (Acuerdo de San José), en el marco del cual se suministra actualmente petróleo a Centroamérica; para el futuro podría pensarse en un esquema similar para el carbón colombiano, ya que varios países del Istmo están impulsando actualmente el uso del carbón mineral: Costa Rica para el sector industrial, y El Salvador y Panamá para generación termoeléctrica, aun cuando sólo en el primero se han comprobado reservas reducidas de ese mineral.

Las empresas eléctricas del Istmo tienen sumo interés en asumir un papel activo -desde la etapa de estudios, en su caso- en el proyecto de interconexión mesoamericana, y consideran que el PARSEICA facilitará dicha participación al promover el intercambio de información entre países, el conocimiento en detalle de los sistemas eléctricos de la región y la capacitación de recursos humanos en análisis de planificación y operación. Proponen que se dé preferencia al análisis de varias alternativas que incluyan la incorporación del Istmo -si fuere del caso por etapas- a dicha interconexión, de manera que las empresas eléctricas centroamericanas puedan obtener mayores beneficios técnico-económicos y no percibir únicamente los pagos por el derecho de vía.

Dada la enorme distancia considerada -del orden de 3 000 km- entre los centros de envío y recepción de Colombia y México, respectivamente, para poder justificar un proyecto de esta envergadura, será necesario involucrar una potencia elevada con una cota mínima, muy posiblemente del orden de los 2 000 MW y a un factor de carga del orden del 70%. Ante estas cifras, la tecnología que parecería más adecuada para realizar la interconexión sería la transmisión en corriente continua (CC). En corriente alterna (CA), debido a la distancia aludida, seguramente habría problemas técnicos muy difíciles de superar, como serían las sobretensiones durante maniobras o en

/condiciones

condiciones de carga liviana, y problemas de inestabilidad que provocarían contaminación de disturbios (un disturbio en México podría afectar a Colombia y viceversa). La transmisión CC resultaría además más económica y tendría la ventaja de que permitiría utilizar de manera más efectiva el derecho de vía (por una línea bipolar de ± 600 kV en CC se pueden transmitir 3 000 MW, mientras que se necesitarían 3 líneas de 500 kV de CA para transmitir la misma potencia). Por otro lado, la transmisión en CA facilitaría la incorporación de la región centroamericana para lograr una verdadera interconexión mesoamericana.

Aun cuando la interconexión mediante transmisión en CA sea descartada -como resultado de los estudios que podrían efectuarse-, y la transmisión en CC quede como la única posibilidad, las empresas de electrificación del Istmo Centroamericano proponen que se planteen varias alternativas dentro de la opción CC. Una de tales alternativas sería incluir estaciones convertidoras CC-CA intermedias en lugares estratégicos en el Istmo, las cuales podrían ser en serie o en paralelo. Otra alternativa sería un esquema híbrido: incluir una derivación CA-CD en algún punto estratégico en el Istmo y fomentar la extensión de las redes de interconexión centroamericanas en CA de una parte del Istmo hacia el sur y de la otra hacia el norte, como serían las interconexiones Panamá-Colombia y Guatemala-México; inclusive, estas últimas podrían considerarse como una etapa intermedia anterior al desarrollo de la interconexión en corriente continua.

Al agregar una o más derivaciones CD-CA a la línea de interconexión, se estaría dando origen a una red de transmisión en CC multiterminal. El desarrollo de redes de transmisión en CC multiterminales es incipiente; sin embargo, a raíz del éxito obtenido en las pruebas de dos prototipos de interruptores de CC, realizadas recientemente en la línea de ± 400 kV del oeste de los Estados Unidos, las perspectivas tecnológicas para desarrollar dichas redes han mejorado notablemente.

Como se mencionó en el capítulo anterior, los niveles de corto circuito en los sistemas eléctricos del Istmo son bajos, característica que obligaría a agregar equipo adecuado para soporte de voltaje en las estaciones convertidoras. Al respecto, se considera que los compensadores estáticos de vars (CEV's) podrían constituir una solución adecuada a esta limitante.

En general, se sugiere que se hagan los mejores esfuerzos porque los estudios que lleguen a efectuarse comprendan al Istmo Centroamericano en la interconexión Colombia-México, con miras a lograr una verdadera interconexión mesoamericana. Con relación al desarrollo de redes de transmisión en CC multiterminales, y en caso de que el proyecto de interconexión de referencia continúe en esta dirección (CC), se recomienda seguir la evolución de proyectos similares en otras partes del mundo, como por ejemplo el proyecto para convertir a multiterminales las redes de CC del este y del oeste de Canadá y la línea de CC entre Italia y Sardinia (en servicio desde 1967), a la cual se le está agregando una estación convertidora CD-CA para proporcionar suministro eléctrico a la isla intermedia de Corsica.

En la evaluación económica de las alternativas, en opinión de las empresas eléctricas del Istmo, no debe sólo incluirse a Colombia como enviador y a México como receptor de energía eléctrica, sino también al Istmo en los dos papeles, en atención a condiciones hidrológicas extremas: año seco y año húmedo. El hecho de incorporar a América Central como una parte integral de la interconexión mejoraría la confiabilidad de los sistemas eléctricos del Istmo, al poder recibir faltantes de potencia y energía durante emergencias. También se obtendrían beneficios económicos al poder entregar o recibir excedentes-faltantes de energía económica. Finalmente, pero no menos importante, se facilitaría de esta manera el desarrollo adelantado de proyectos hidroeléctricos de mayor tamaño en el Istmo, que son económicamente atractivos pero que actualmente no cuentan con un mercado suficientemente grande. Entre estos proyectos destacan los de Boruca (Costa Rica), El Tigre (El Salvador), Chulac (Guatemala), Copalar (Nicaragua) y Changuinola (Panamá).

Se tiene conocimiento que Venezuela participará en el seminario de interconexión mesoamericana auspiciado por el BID. Con propósitos ilustrativos y para fácil referencia, se presenta el cuadro 9 que muestra la capacidad instalada, la generación bruta anual y la demanda máxima para Colombia, México y Venezuela, y los mismos conceptos integrados para los seis países del Istmo Centroamericano. Con iguales propósitos, a continuación se indican las distancias geográficas aproximadas entre varias ciudades, indicativas de las longitudes involucradas.

<u>De</u>	<u>A</u>	<u>Distancia</u> <u>(km)</u>
Bogotá	Medellín	270
Bogotá	Caracas	1 100
Medellín	Caracas	1 100
Medellín	Panamá	550
Panamá	Guatemala	1 500
Guatemala	México, D.F.	1 100

Se incluyen, asimismo, diagramas geográficos unifilares de las redes troncales de México y Colombia.

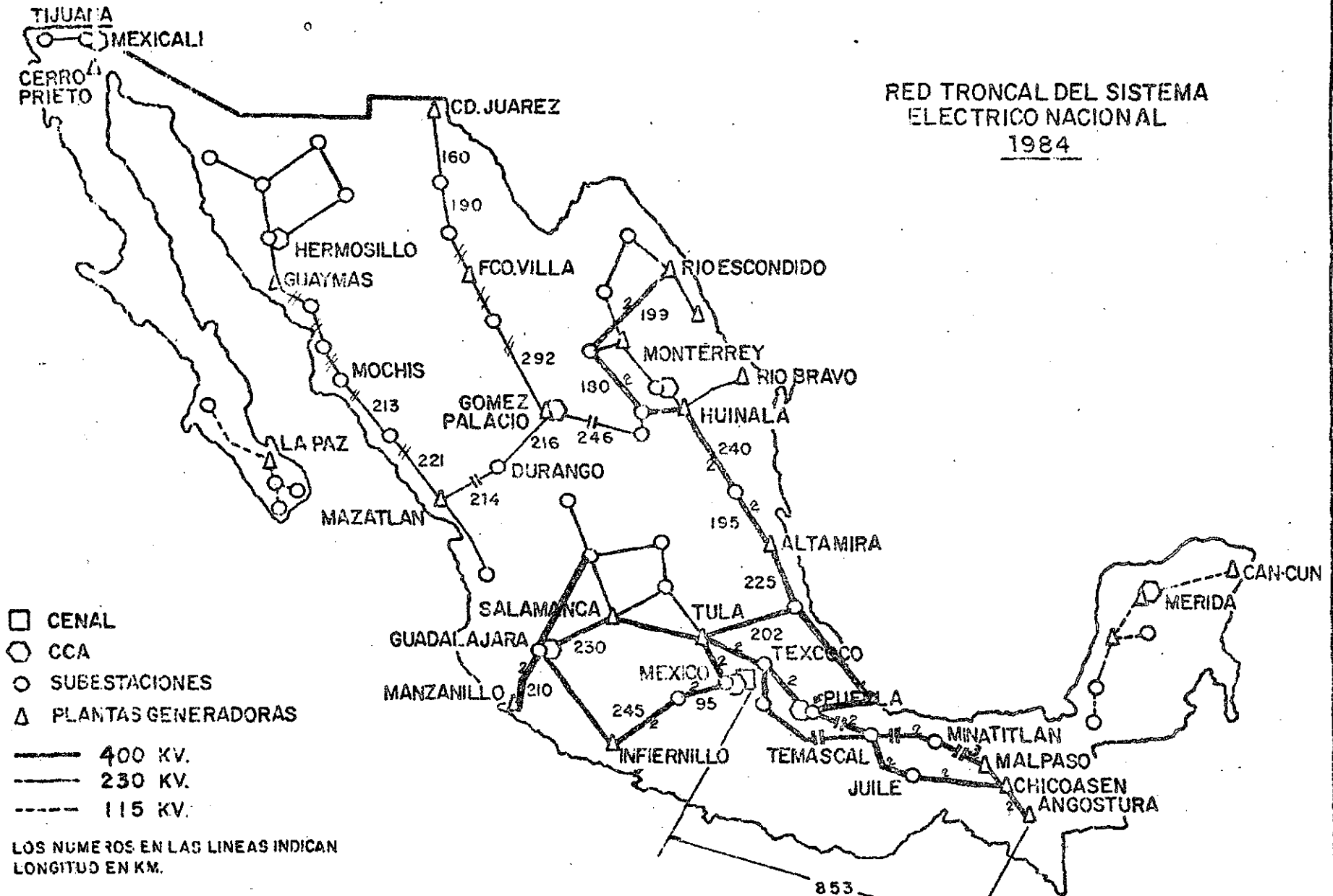
Cuadro 9

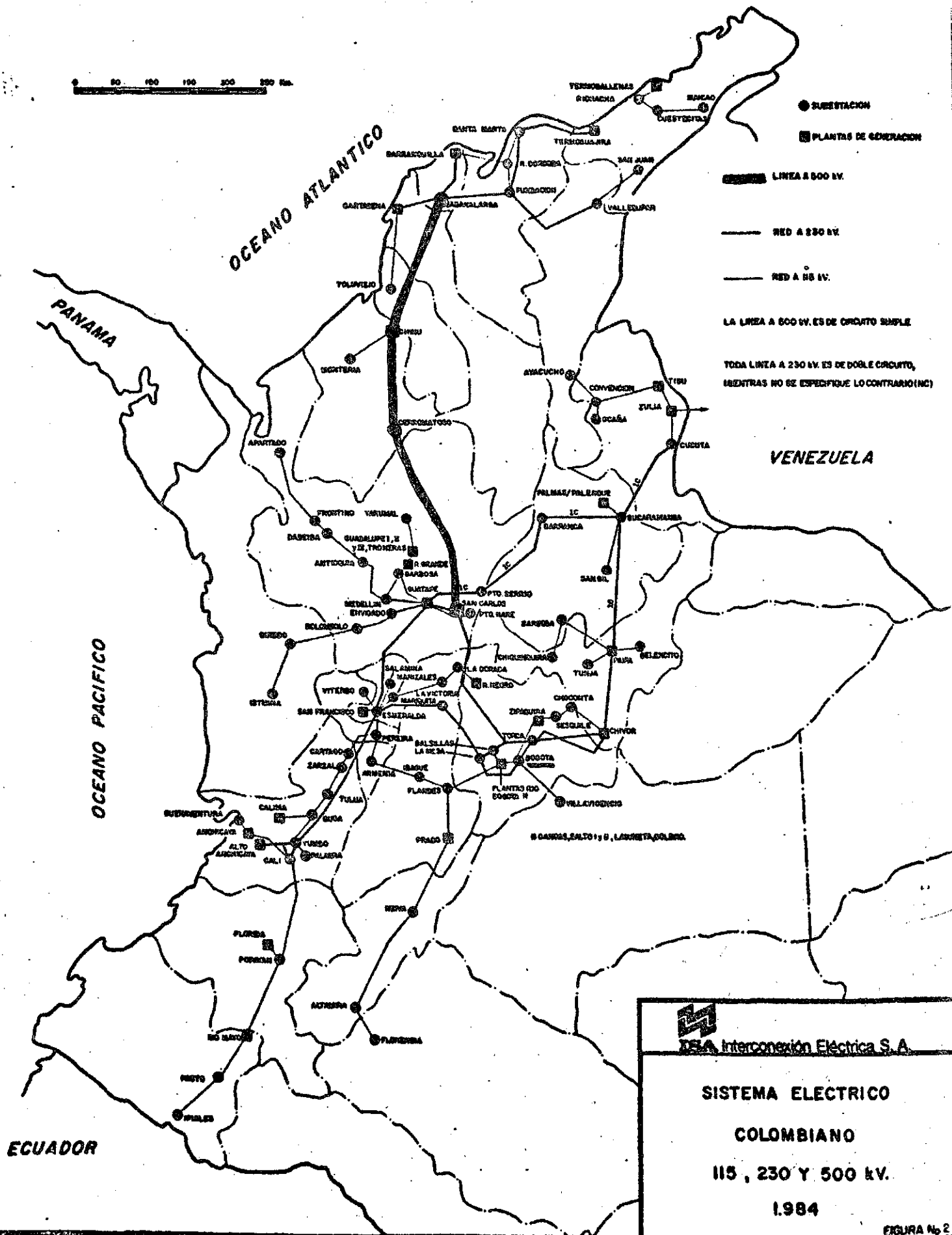
INDICADORES ELECTRICOS DE COLOMBIA-ISTMO CENTROAMERICANO-MEXICO Y VENEZUELA

	Capacidad instalada				Generación bruta anual				Demanda máxima (MW)		
	Total (MW)	Hidráulica MW	%	Térmica MW	%	Total (TWh)	Hidráulica TWh	%		Térmica TWh	%
Colombia (1983)	5 640	4 025	71	1 615	29	23.1					4 200
Istmo Centroamericano (1983)	3 343	2 028	61	1 315	39	10.2	7.2	71	3.0	29	1 880
México (1984)	19 360	6 740	35	12 620	65	79.5	24.9	31	54.6	69	12 800
Venezuela (1982)	9 312					40.0	16.0	40	24.0	60	

Fuente: Para Colombia, Interconexión Eléctrica, S.A., Sistema Eléctrico Colombiano, su plan de expansión y su planeamiento; para el Istmo Centroamericano, CEPAL, Diagnóstico y perspectivas del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano (LC/MEX/L.16/Rev.3), 18 de diciembre de 1985; para México, Comisión Federal de Electricidad, Informe de operación de 1984, y para Venezuela, Comisión de Integración Eléctrica Regional, Datos estadísticos de las empresas eléctricas, septiembre de 1984.

RED TRONCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
1984





IEA Interconexión Eléctrica S.A.

**SISTEMA ELECTRICO
COLOMBIANO
115, 230 Y 500 kV.
1984**

FIGURA No. 2

