

NACIONES UNIDAS

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



Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.301
22 de mayo de 1996

ORIGINAL: ESPAÑOL



MODERNIZACION DEL SECTOR ENERGIA ELECTRICA EN CENTROAMERICA

Este estudio, contratado y revisado por la CEPAL, es producto de una de las actividades llevadas a cabo como parte del Acuerdo Complementario al convenio de cooperación técnica entre el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y las Naciones Unidas, por medio de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). El documento no refleja necesariamente las posiciones del BCIE ni de la CEPAL.

INDICE

PRESENTACION	1
I. LOS SISTEMAS ELECTRICOS NACIONALES	3
1. Los actores de la industria eléctrica regional	3
2. Demanda y oferta de energía eléctrica en la región	4
3. Los sistemas interconectados subregionales	21
II. ANALISIS DE LAS REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA.....	27
1. Costa Rica	27
2. El Salvador	32
3. Guatemala	37
4. Honduras	40
5. Nicaragua	45
III. PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DE LA GENERACION EN EL SUBSECTOR ELECTRICO REGIONAL	51
1. Proyecciones de la demanda	51
2. Programas de ampliación de los sistemas de generación nacionales	54
3. Debilidad de los programas de expansión	58
IV. EVALUACION DE ESQUEMAS DE GENERADORES PRIVADOS ACTUALMENTE EN OPERACION	59
1. Participación del sector privado en la generación de energía eléctrica en Centroamérica. Estado actual	60

2. Principales aspectos de los contratos con generadores independientes en Costa Rica, Honduras, Guatemala y Nicaragua	70
3. Otras consideraciones sobre la generación independiente en Centroamérica	74
V. ANALISIS DE LOS BENEFICIOS DE LA OPERACION COORDINADA Y PROYECTOS DE GENERACION REGIONALES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTROAMERICANO	79
1. Propósito de analizar proyectos regionales y supuestos básicos	80
2. Resultados obtenidos	83
3. Evaluación económica de proyectos de generación de alcance regional	91
4. Operación coordinada	94
5. Conclusiones y recomendaciones	94
VI. EL FINANCIAMIENTO DE LA INDUSTRIA ELECTRICA CENTROAMERICANA	97
1. Situación financiera de las empresas eléctricas de Centroamérica en el período 1990-1995	97
2. Programas de inversiones de las empresas eléctricas de Centroamérica, en el período 1995-2005	105
3. Comparación regional de las inversiones en la industria eléctrica	107
4. Financiamiento respaldado mediante la implementación de las técnicas de la ingeniería financiera	110
5. Estrategias de financiamiento	116
VII. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y REFLEXIONES FINALES	119
1. Conclusiones.....	119
2. Recomendaciones	121
ANEXO. PERFILES DE PROYECTOS REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA EN CENTROAMERICA	125

I. LOS SISTEMAS ELECTRICOS NACIONALES

Los sistemas interconectados nacionales están constituidos por centrales generadoras hidráulicas, geotérmicas y térmicas, unidas por redes troncales de transmisión de 115, 138 y 230 kV. En algunos países se utilizan los niveles de subtransmisión en 46 y 69 kV. Sin embargo, existen pequeños sistemas que todavía se encuentran aislados. Los sistemas nacionales están, a su vez, interconectados internacionalmente a 230 kV.

Los sistemas eléctricos de los países centroamericanos presentan una configuración radial y sus distancias de transmisión son relativamente largas, principalmente entre las plantas hidroeléctricas y los centros de carga. Esta estructura responde, básicamente, a la geografía de la región así como a la ubicación relativa de las centrales hidroeléctricas, las mayores concentraciones poblacionales y la consecuente actividad económica. Esta configuración eléctrica se clasifica entre los denominados sistemas débiles, los cuales requieren de mayores compensaciones y controles, en comparación con los sistemas en mallas.

En los siguientes incisos se describen los entes responsables de la gestión y el desarrollo de los sistemas eléctricos en cada uno de los países. Téngase presente que, en varios casos, se trata de una estructura en transición, cuyos procesos de reforma se exponen con mayor grado de detalle en el capítulo II. Posteriormente, se resume la evolución de los sistemas eléctricos, con énfasis en las variables que tipifican la oferta y la demanda de energía eléctrica de la región; y finalmente, se desarrolla un análisis

de la situación y de los principales resultados de la operación de los bloques interconectados.

1. Los actores de la industria eléctrica regional

La industria eléctrica de cada país se rige por un organismo nacional semiautónomo, con un alto grado de integración vertical en las actividades de generación, transmisión y distribución. En los sistemas interconectados de Honduras y Nicaragua dichas actividades están a cargo de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la Empresa Nacional de Electricidad (ENEL), respectivamente, aunque en Honduras ya comenzó a operar un generador independiente. Con todo, es preciso recordar que algunas reformas institucionales se encuentran en curso de realización en estos países. Dichas reformas, en general, se encaminan a introducir operadores privados en un ámbito tradicionalmente reservado al Estado, desintegrar las tres funciones de generación, transmisión y distribución, así como separar los tres papeles (normativo, regulador y empresarial) usualmente atribuidos a la empresa eléctrica nacional. En Honduras, una ley marco establece un ente regulador y modifica drásticamente las atribuciones de la ENEE. En Nicaragua, el Instituto Nicaragüense de Electricidad (INE) se ha convertido en el ente regulador, mientras que sus anteriores atribuciones operativas se han asignado a la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), en cuya reciente estructura se introducirán cambios.

A su vez, en los sistemas interconectados de Guatemala, El Salvador y Costa Rica, las activida-

des de generación, transmisión y distribución también son desempeñadas por empresas nacionales: el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Sin embargo, en estos sistemas operan simultáneamente empresas con actividades de generación y distribución: en Guatemala, la Empresa Eléctrica de Guatemala y algunas empresas municipales; en El Salvador, siete compañías distribuidoras, siendo la más importante la Compañía de Alumbrado Público de San Salvador, y en Costa Rica, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y cuatro cooperativas privadas.

2. Demanda y oferta de energía eléctrica en la región¹

La evolución y el comportamiento de las variables de demanda y oferta de energía eléctrica en países en vías de desarrollo registran una dinámica muy especial, influenciada principalmente por la incorporación de nuevos usuarios del servicio de electricidad —en su mayoría dentro de los programas de electrificación—, así como por el crecimiento de los sectores secundario (en especial, el subsector industria) y de servicios. A fin de poder visualizar dicha dinámica en los países centroamericanos, se expone la situación prevaleciente en los últimos 20 años, describiendo con mayor grado de detalle los cambios observados en los últimos cinco años.

a) Consumo de energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica, medido en función de las ventas de energía, ha mostrado de manera continua una tendencia expansiva. Entre

1975 y 1994 el crecimiento promedio del consumo fue de 6%, desempeño que arroja una duplicación cada 12 años. De todas maneras, se debe puntualizar que se aceleró en algunos subperiodos, al tiempo que se observan diferencias en la comparación de los países. (Véase el cuadro 1.)

Corresponde subrayar que este incremento en la demanda de energía eléctrica siempre ha sido superior a la tasa de crecimiento del producto interno bruto (PIB). El intenso ritmo registrado a partir del quinquenio 1985-1989 refleja en buena medida la reactivación económica evidenciada a partir de que comenzaron a resolverse los conflictos bélicos suscitados en tres países de la región. Este dinamismo ha proseguido en el último quinquenio; sin embargo, a nivel anual se han reportado fuertes variaciones causadas por los racionamientos implantados casi en todos los países. Así, por ejemplo, el mayor crecimiento ocurrió en 1993 (8.2%), cuando los racionamientos fueron menores, y en el siguiente año bajó a 4.6%. Se estima que el aumento de 1994 hubiera sido superior a 7%, en caso de no mediar las situaciones de desabastecimiento eléctrico en cuatro países.

El mayor mercado de energía eléctrica en la región es el de Costa Rica, seguido en orden decreciente por Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua. Las mayores tasas de crecimiento en 1994 fueron las de El Salvador (9%), Costa Rica (8.2%) y Guatemala (7.7%). Honduras y Nicaragua registraron tasas negativas, de 9.2 y 3.1%, respectivamente, a consecuencia de los racionamientos antes mencionados.

Cuadro 1

CENTROAMERICA: TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD, 1974-1994

	1974-1994	1974-1979	1980-1984	1985-1989	1990-1994
Total	6.4	8.4	3.8	5.6	6.4
Costa Rica	6.5	7.0	6.7	6.0	6.1
El Salvador	6.0	10.2	1.0	4.3	9.0
Guatemala	6.6	10.8	1.7	9.4	8.4
Honduras	7.4	11.3	7.5	6.9	4.0
Nicaragua	2.7	2.7	6.1	0.3	1.8

¹ Los recuadros numerados del 1 al 7 en el anexo 1 muestran los principales resultados de la evolución de los sistemas eléctricos durante el último quinquenio.

El consumo de energía eléctrica en Costa Rica ha mostrado un crecimiento alto y sostenido durante los 20 años considerados (véase de nuevo el cuadro 1), a tasas anuales de entre 6 y 7%. Este desempeño se asocia a un gran dinamismo de la industria eléctrica y a la estabilidad política del país. Las ventas de energía eléctrica se elevaron a un ritmo promedio de 6.1% durante el quinquenio 1990-1994. Si bien dicho índice en 1991 sólo alcanzó 3.2%, en los tres años subsiguientes se obtuvieron tasas de 7.1, 6.5 y 8.2%. En términos absolutos, la expansión del consumo en el último quinquenio fue del orden de 660 GWh/año, y en 1994 las ventas totalizaron 4,209 GWh. Cabe resaltar que los sectores industrial y residencial contribuyeron decisivamente en esta evolución, ya que en el período su consumo avanzó a tasas de 8.1 y de 5.6%, respectivamente.

El crecimiento del consumo eléctrico en El Salvador, después de haber obtenido tasas de 10.2% al final de la década de los setenta, en el quinquenio 1980-1984 descendió a 1%; se recuperó en el siguiente lustro (4.3%) y, finalmente, durante el período 1990-1994 obtuvo el mayor índice de la región (9%), habiendo alcanzado 2,591 GWh en 1994. Si bien el ritmo en 1991 y 1992 fue intenso, con tasas de alrededor del 6%, en 1993 y 1994 el consumo de electricidad presentó una expansión muy fuerte (15.4 y 9.5%, respectivamente). Esta trayectoria se explica por la restringida demanda que se registró en los años anteriores y por el proceso de reactivación económica del país. No obstante, todos los sectores experimentaron un crecimiento notorio en 1994; en particular, sobresale el comercial y el industrial con tasas de 17.8 y 16.4%, respectivamente.

El comportamiento reportado en Guatemala se asemeja bastante al de El Salvador. Después de mostrar elevados crecimientos en la década de los setenta, en el quinquenio 1980-1984 las ventas de energía eléctrica descendieron 1.7%. Entre 1985 y 1989 se revirtió la tendencia negativa, y la tasa se ubicó en 9.4%, la mayor de la región. En 1994 las ventas totalizaron 2,770 GWh, merced a un aumento promedio de 8.4% entre 1990 y 1994. En este período avanzaron todos los sec-

tores, aunque el de mayor dinámica resultó el residencial (10%), seguido del comercial (8.6%) y el industrial (7.2%).

Honduras es el país que ha experimentado el mayor dinamismo en cuanto a consumo de energía eléctrica en los últimos 20 años (7.4%); sin embargo, se ha advertido una marcada atenuación del ritmo en el último quinquenio, a causa de la grave crisis de suministro padecida en 1994. La tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica de Honduras en el período 1990-1993 fue de 7.5%, tendencia que se revirtió en 1994, con un decrecimiento de 9.7%, lo que afectó el promedio en dicho quinquenio (sólo de 4%). En 1993 el volumen de las ventas había alcanzado 1,820 GWh, y se redujo a 1,652 GWh en 1994. En el cuatrienio 1990-1993 el sector más dinámico fue el residencial (9.6%), seguido del comercial (8.3%) y el industrial (5.1%).

Nicaragua presenta la menor tasa de crecimiento (2.7%) en el consumo de energía en los últimos 20 años. El lustro 1980-1984 corresponde al mejor desempeño (6.1%) ya que en los dos quinquenios siguientes el consumo apenas se elevó (0.3 y 1.8%, respectivamente). Entre 1990 y 1994 se registró un comportamiento muy peculiar: en 1990 y 1991 las ventas fueron, en promedio, muy cercanas a 1,090 GWh; en 1992 y 1993 ascendieron ligeramente (1,125 GWh), y se redujeron a 1,089 en 1994. La demanda restringida, los racionamientos y el incremento de las pérdidas han influido en esta tendencia errática del consumo. Así, en los últimos cinco años sólo los sectores residencial y diverso (que incluye irrigación y bombeo) ampliaron su consumo (4.8 y 7.2%, respectivamente), en tanto que los sectores comercial e industrial se contrajeron (1.1 y 5.3%, respectivamente).

b) Demanda máxima y factor de carga

En la comparación de las tasas de incremento de la demanda máxima y del consumo se debe interpretar que si la segunda resulta mayor que la primera, hay una tendencia al mejoramiento del factor de carga del sistema; en caso contrario, dicho factor disminuye, aumentando en consecuencia los requerimientos para satisfacer la

carga de punta. Considerando a los países centroamericanos como un sistema global, se nota que la demanda máxima ha avanzado de modo semejante a las ventas de energía; sin embargo, en la mayoría de los países se advierte un mayor crecimiento de la primera variable, lo cual implica una reducción del factor de carga. Lo anterior obedece a diferentes causas, entre otras, la escasa aplicación de programas de conservación de energía, la existencia de demanda restringida en algunos períodos y el fuerte incremento que han venido mostrando las pérdidas. En cuanto a los cambios repentinos del factor de carga, por lo general éste se incrementa en coincidencia con los períodos de desabastecimiento. En el

cuadro 2 se aprecia un resumen de la demanda máxima en cada uno de los sistemas, en el período 1974-1994.

En Costa Rica, la demanda máxima presentó en los pasados 20 años una tasa de crecimiento de 5.9%; en particular, entre 1990 y 1994 su promedio se ubicó en 5.6%. Como resultado, en 1994 se alcanzó una demanda máxima de 858 MW. Por el hecho de que las ventas de energía superan en dinamismo a la demanda máxima, se advierte una tendencia al mejoramiento del factor de carga, el cual en 1974 era de 55%, a partir de 1984 superior a 60% y a partir de 1992 superior a 61%. En 1994 dicho factor fue de 62.3%.

Cuadro 2

CENTROAMERICA: EVOLUCION DE LAS DEMANDAS MAXIMAS DE POTENCIA, 1974-1994

	Crecimiento 1975-1994 (%)	MW			
		1974	1984	1989	1994
Total a/	6.5	975	1,888	2,488	3,405
Costa Rica	5.9	271	481	658	858
El Salvador	6.0	175	304	391	566
Guatemala	6.9	163	284	440	624
Honduras	9.4	75	211	316	453
Nicaragua	4.5	129	222	237	312

a/ Demanda máxima no coincidente.

La demanda máxima en El Salvador registró, en los 20 años que abarca el estudio, una tasa de crecimiento de 6%. Ahora bien, en el quinquenio 1990-1994 se obtuvo una tasa de 7.7%, y en 1994 una demanda máxima de 566 MW. Respecto del factor de carga, no existe una tendencia positiva (55% en 1974), con altibajos que lo situaron en un rango de entre 57 y 60% hasta 1993. En 1994 dicho factor fue de 61.8%.

Guatemala exhibe la segunda tasa más alta de crecimiento en la demanda máxima, durante los mencionados 20 años (6.9%). Entre 1990 y 1994 le correspondió una tasa de 7.2%, y en 1994 la demanda máxima totalizó 624 MW. El factor de carga

ha presentado variaciones que lo sitúan en un rango de entre 56 y 59% (este último en 1994); sin embargo, no existe una clara tendencia al mejoramiento del factor de carga.

La mayor tasa de crecimiento de la demanda se reportó en Honduras (9.4% en el período de referencia). En el quinquenio 1990-1994 se obtuvo una tasa de 7.4%, y en 1994 la demanda máxima se ubicó en 453 MW, pese a que la demanda máxima en ese año se mantuvo sin modificaciones, a raíz de la crisis de suministro padecida. Debido al peso de la participación del sector industrial (35%), este país ostenta el mayor factor de carga de la región, el cual ha oscilado en los

referidos 20 años en un rango de entre 62 y 67%. En 1993 dicho factor fue de 65%, sin tendencia a mejorar.

En contraste, Nicaragua acusó la menor tasa de crecimiento en los últimos 20 años (4.5%); en el quinquenio 1990-1994 fue de 5.7%, y en 1994 la demanda máxima se situó en 312 MW. Con relación al factor de carga, no muestra una tendencia a mejorar: en 1974 fue de 65%; su mínimo histórico de 48% se estableció en 1978 y oscilaciones posteriores lo ubicaron en un rango de entre 56 y 61%. En 1994 este indicador era de 56%.

c) Estructura del consumo

En cuanto a la estructura del consumo de electricidad, el sector residencial continúa ocupando la ponderación mayor, predominio que se ha venido acentuando a raíz de los programas y proyectos de electrificación que conectaron a gran cantidad de nuevos clientes residenciales. El bajo grado de industrialización de los países determina que la participación relativa de dicho sector haya disminuido en los últimos años, cediendo espacio al residencial. El cuadro 3 ilustra la estructura del consumo de electricidad en el período de referencia.

La evolución del consumo por países ha seguido una trayectoria semejante, pero en algunos casos desfasada; por ejemplo, en la situación del consumo industrial durante los períodos de menor actividad económica, o bien en los casos del sector residencial, en cuya evolución han incidido los programas de electrificación.

El componente residencial es especialmente alto en Costa Rica, tanto por el elevado índice de electrificación del país como por el uso intensivo de la energía eléctrica para cocción de alimentos. Empieza a evidenciarse la saturación del sector residencial, ya que este país alcanzó en 1994 un grado de electrificación de 95%, rendimiento que lo distingue claramente en la región. Ahora bien, en 1974 el sector residencial representaba 51% del consumo, proporción que se redujo a 46% en 1994, en tanto se incrementaba la participación de los sectores comercial e industrial (véase de nuevo el cuadro 3). Asimismo, sobresale el monto estrecho de las ventas al sector diverso (otros),

en el cual generalmente se clasifican las ventas al sector público.

En el resto de los países se constata un avance del sector residencial acorde con el incremento de la electrificación, e impulsado por la amplia falta de cobertura de la población. A título ilustrativo se puede mencionar que en los últimos 20 años la participación del sector residencial se incrementó entre un 5% (en Guatemala) y un 14% (en Nicaragua), con lo cual pasó a representar en 1994 el 37% en Nicaragua, 36% en El Salvador y Honduras y 32% en Guatemala (véase de nuevo el cuadro 3).

Otras características dignas de resaltar que se observan en los países se relacionan con el denominado sector diverso:

i) En El Salvador, casi el total de las ventas clasificadas en este rubro se efectúan al sector público (16%); el restante 2% se destina a alumbrado público.

ii) En Guatemala, más del 6% corresponde a ventas en bloque a las empresas eléctricas municipales, las cuales finalmente se distribuyen a usuarios residenciales, comerciales e industriales.

iii) En Nicaragua, el consumo de electricidad para irrigación y bombeo se aproxima a 18%, o sea, más de dos terceras partes del consumo del sector diverso.

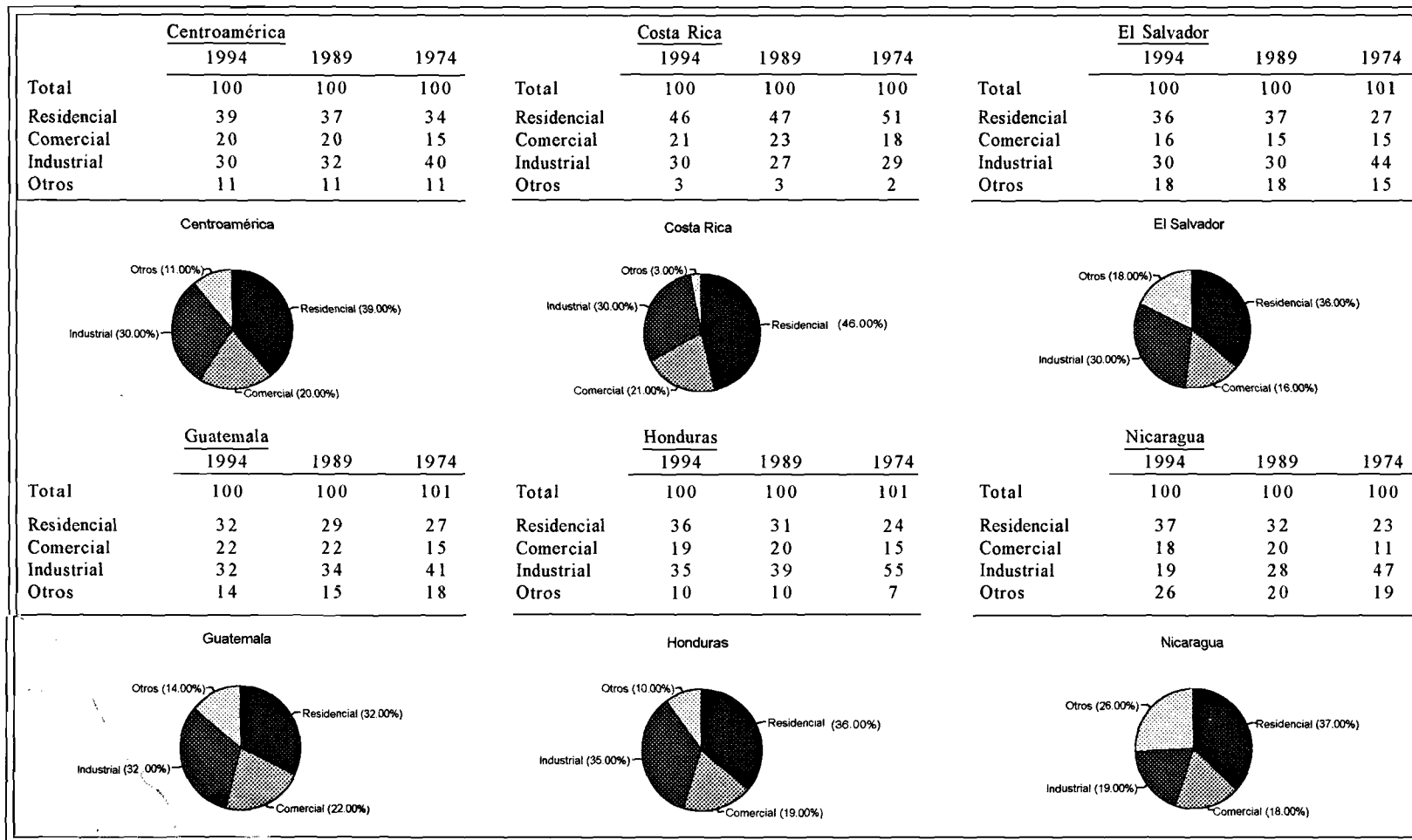
El sector industrial es más significativo en Honduras (35%), mientras que en Nicaragua se halla en declive (en 1989 representaba 28% y en 1994 sólo 19%). En el resto de los países la participación de este sector se situó entre 30 y 32%. El sector comercial osciló entre un rango del 16% (El Salvador) y 22% (Guatemala); en promedio, concentró el 20% de las ventas de la región.

d) Índice de electrificación y caracterización de los usuarios de la industria eléctrica

El índice de electrificación mide el porcentaje de la población total de un país que dispone de la electricidad, por lo que expresa el grado de cobertura del servicio. Aclarando que la estimación del índice de electrificación puede contener una lige-

Cuadro 3

CENTROAMERICA: EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA (%)



Nota: Los gráficos se refieren a la estructura en 1994.

ra subvaluación,² en la región centroamericana dicho índice pasó de 25% en 1974 a 45% en 1990 y a 56% en 1994, como resultado de los programas de electrificación puestos en marcha por las empresas públicas de electricidad de los países. El desarrollo y la ampliación de las líneas de transmisión y redes de distribución han permitido, durante los últimos 20 años, la conexión de 2.38 millones de nuevos clientes (119,000 nuevos clientes/año), de los cuales, en promedio, el 90% ha correspondido a clientes residenciales, 9% a comerciales y 1% a industriales, incluyendo el sector diverso. En 1994 el número de clientes del servicio eléctrico se estimó en 3.25 millones, 2.89 millones de los cuales eran usuarios residenciales. Pese a estos avances, el mercado potencial de energía eléctrica continúa siendo grande, ya que 44% de la población carece aún del respectivo servicio. Un resumen de la evolución de los clientes de la industria eléctrica se muestra en el cuadro 4.

Cuadro 4

CENTROAMERICA: USUARIOS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD

(Miles)

	1974	1989	1994
Total	872	2,366	3,249
Residencial	756	2,079	2,889
Comercial	93	247	311
Industrial	11	20	26
Otros	12	19	23

El ritmo de instalación de nuevas conexiones ha correspondido a los clientes residenciales, cuyo crecimiento medio anual fue de 7% en los tres quinquenios que van de 1974 a 1989, y de 6.8% entre 1990 y 1994. Entre los países destaca Costa Rica,

que en 1994 alcanzó un índice de electrificación de 95%; mientras que Guatemala arrojaba un índice de 44%.³ Entre esos extremos se ubican El Salvador (66%), Nicaragua (51%) y Honduras (48%).

Las cifras anteriores indican claramente que, salvo Costa Rica, todavía queda mucho por hacer en materia de electrificación, ya que en los demás países alrededor de 12.6 millones de habitantes todavía no gozan de este servicio. En el cuadro 5 se aprecia un resumen de la evolución de la electrificación y los usuarios residenciales. En este cuadro también figura el promedio de conexiones residenciales realizadas en cada país en los últimos 20 años, en lo que sobresalen Costa Rica, El Salvador y Guatemala, con alrededor de 27,000 conexiones anuales; sin embargo, debido a la mayor población y tasa de crecimiento de los dos últimos países, dicho esfuerzo sólo les permitió llegar, en 1994, a índices de electrificación de 66 y 44%, respectivamente. En el caso de Honduras y Nicaragua, una conexión promedio de 17,000 y 11,000 nuevos clientes determinó que se alcanzaran índices de electrificación de 48 y 51%, respectivamente. Por último, a nivel de usuarios o clientes residenciales, el país con mayor número de servicios es El Salvador, con 719,000, seguido muy de cerca por Costa Rica y Guatemala.

e) Capacidad instalada y disponibilidad de las centrales generadoras

En la evolución de la capacidad instalada se identifica claramente un periodo en el cual la dinámica de la expansión de los sistemas de generación fue mayor, en coincidencia con la entrada en operación de los grandes proyectos hidroeléctricos: Arenal-Corobici en Costa Rica (157 y 174 MW en 1979 y 1982, respectivamente), 15 de Septiembre en El Salvador (157 MW en 1983), El Cajón en Honduras (300 MW, en 1985) y Chixoy en Guatemala (300

² En sentido estricto, el índice de electrificación se calcula sobre la relación del número de viviendas con servicio eléctrico y el número total de viviendas existentes en el país. Con excepción de Costa Rica, por carecerse de esa información, el índice de electrificación se ha calculado como la relación del número de abonados o clientes residenciales y el número total de familias. Pese a ser una buena aproximación, puede conducir a una subvaluación de las personas que efectivamente gozan del servicio de electricidad, por las siguientes razones: i) existe un porcentaje no despreciable de viviendas plurifamiliares; ii) también se da, principalmente en la clasificación «comercial menor», el caso de acometidas que simultáneamente sirven a las necesidades de la familia propietaria del negocio; iii) en algunas empresas distribuidoras menores, no se conoce el número de clientes residenciales; iv) existen muchas conexiones no registradas, cuyo efecto se refleja en el alto nivel de las pérdidas de energía, y v) la antigüedad de la información de censos de población también puede introducir distorsiones, especialmente en cuanto al número de miembros de una familia, valor que tiende a disminuir.

³ En el índice de electrificación de Guatemala se han estimado 80,000 usuarios residenciales conectados en 1994 a las empresas eléctricas municipales de dicho país.

MW, en 1983). También en aquella época se inauguraron las centrales geotérmicas de Ahuachapán

en El Salvador (90 MW en 1976) y Patricio Argüello en Nicaragua (35 MW en 1983).

Cuadro 5

CENTROAMERICA: EVOLUCION DEL INDICE DE ELECTRIFICACION (IE)
Y LOS USUARIOS RESIDENCIALES

	1974	1989	1994	Número de conexiones al año
Total				
IE (%)	25	56	56	111
Clientes (miles)	756	2,079	2,890	
Costa Rica				
IE (%)	54	88	95	26
Clientes (miles)	203	552	719	
El Salvador				
IE (%)	22	51	66	27
Clientes (miles)	186	493	720	
Guatemala				
IE (%)	16	32	44	27
Clientes (miles)	168	502	700	
Honduras				
IE (%)	16	36	48	17
Clientes (miles)	72	265	402	
Nicaragua				
IE (%)	34	46	51	11
Clientes (miles)	128	267	349	

En el cuadro 6 se presenta un resumen de la evolución de la capacidad instalada en la región en los últimos 20 años. Se desprende de esta información que en el decenio 1975-1984 se instalaron en promedio 163 MW/año, y en el siguiente (1985-1994) únicamente 119 MW/año, o sea que se redujo 27% el ritmo de la expansión. Asimismo, se percibe una gran diferencia en cuanto al tipo

de generación: mientras que en el primer decenio se construyeron principalmente centrales hidroeléctricas (114 MW/año, equivalentes al 70% de las adiciones), en el siguiente las adiciones de este tipo se redujeron a menos de la mitad (47 MW/año), incrementándose las de turbinas de gas y generadores diesel de media velocidad (57 MW/año, equivalente al 48% de las adiciones).

Cuadro 6

CENTROAMERICA: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA

(MW)

	1974	1984	1989	1994
Total	1,106	2,735	3,215	3,930
Hidroeléctricas	585	1,727	2,123	2,199
Geotérmicas	-	130	165	230
Vapor	211	364	364	414
Diesel y Gas	310	514	563	1,087

En el quinquenio 1985-1989 la reducción del ritmo de la expansión de la generación fue más marcada (96 MW/año y únicamente 36 MW/año en el cuatrienio 1986-1989). Esto obedeció a una razón de tipo técnico, pues varios países contaban con un margen de reserva apreciable a consecuencia del menor crecimiento del consumo observado en el quinquenio 1980-1984. A partir de dicho período casi en todos los países se postergaron programas de expansión y disminuyeron los niveles de reservas, factores que provocaron serios problemas en el suministro, y racionamientos en cuatro países. Las postergaciones de los planes de equipamiento manifiestan la severa crisis financiera e institucional por la que ha atravesado la industria eléctrica.

Entre 1990 y 1994 se instalaron en la región 715 MW, 73% de los cuales correspondió a turbinas de gas y centrales de combustión interna, y sólo 11% a nuevas plantas hidroeléctricas. Es importante resaltar que la mayor parte de las adiciones térmicas se realizaron con el objetivo de aminorar o evitar situaciones de desabastecimiento en los países, sin obedecer a una planificación de largo plazo, cuyo objetivo fuera la minimización de costos. Por este motivo, las tecnologías utilizadas corresponden a plantas de rápida instalación. Las nuevas

centrales aportaron un crecimiento de 26% en la capacidad instalada. Otro rasgo importante de este último quinquenio ha sido el surgimiento de generadores independientes y cogeneradores que, en la mayoría de los casos, fueron incorporados para solventar problemas de suministro.

También debe mencionarse que, al inicio de la década, el parque térmico se encontraba en condiciones críticas, ocasionadas por la falta de mantenimiento o por la obsolescencia técnica. Esta situación obligó a los países a emprender vastos programas de rehabilitación, que en algunos casos no han sido finalizados o bien fueron ejecutados parcialmente, por problemas de índole administrativa o financiera.

La capacidad instalada de los países de la región, al 31 de diciembre de 1994, era de 3,930 MW, con una estructura en que predominaba la componente hidroeléctrica (56%), seguida por las turbinas de gas y plantas de combustión interna (28%). Las plantas de vapor (10%) y geotérmicas (6%) completaban el sistema generador de Centroamérica. (Véase el cuadro 7.) Las principales características de la capacidad instalada de cada país y su evolución reciente se analizan a continuación.

Cuadro 7

CENTROAMERICA: CAPACIDAD INSTALADA POR PAIS, 1994

(MW)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua
Total	1,101	818	1,031	590	390
Hidroeléctricas	791	388	492	424	103
Geotérmicas	55	105	-	-	70
Vapor	15	63	161	-	175
Diesel/gas	240	262	378	166	42

Costa Rica es el único país de la región que instaló plantas hidroeléctricas (59 MW) en el quinquenio 1990-1994, que aportaron 25% de la capacidad total nueva adicionada (236 MW). Las principales adiciones correspondieron a las tres

turbinas de gas de Moín (108 MW), que empezaron a funcionar en 1991; la central hidroeléctrica de El Sandillal (32 MW), a fines de 1992, y la primera unidad de la geotérmica de Miravalles (55 MW), en 1994. También se incorporaron 14

MW distribuidos en pequeñas unidades que operan como autoprodutores hidráulicos (9 MW) y cogeneradores térmicos (5 MW); el resto son adiciones de pequeñas unidades hidroeléctricas. Además de ser el país con la mayor capacidad instalada de la región (28%), Costa Rica posee el componente hidroeléctrico más elevado, que en 1994 representaba 72% de su equipamiento y 36% de la capacidad hidroeléctrica de la región. El sistema eléctrico se complementa principalmente con la geotérmica de Miravalles y las turbinas de gas de Moín ya referidas. El resto del complemento térmico lo constituyen centrales muy antiguas, que prestan apoyo en situaciones contingentes (la central de vapor de San Antonio con 10 MW y 40 años de antigüedad, y los generadores diesel de Moín, con 32 MW y 18 años). En cuanto a régimen de propiedad, 98.7% es público y 1.3% privado. La capacidad efectiva disponible en las centrales, a diferencia de lo que ocurre en otros países de la región, ha sido alta: a fines de 1994 significaba un 95% de la capacidad instalada.

En El Salvador se instalaron, durante el quinquenio 1990-1994, 158 MW en turbinas de gas y 10 MW en unidades geotérmicas de boca de pozo. De esta forma, en la estructura del sistema generador las turbinas de gas elevaron su participación a 32%, mientras que las plantas hidroeléctricas perdieron influencia (47% del equipamiento). Como rasgo importante debe señalarse que el esfuerzo realizado por este país al incrementar su capacidad total, así como el programa de refacción de las centrales térmicas, han ejercido efectos positivos en el abastecimiento de electricidad. Estas acciones permitieron al subsector eléctrico atender el crecimiento del consumo y satisfacer la demanda restringida, principalmente a partir de 1993. El régimen de propiedad continúa siendo totalmente público, aunque se espera que en 1995 se inaugure el primer generador independiente. En cuanto a la capacidad confiable, principalmente por la antigüedad de muchas centrales y algunas veces por aspectos operativos, la postergación de los mantenimientos mayores representa un valor muy disminuido comparado con la

capacidad instalada. Por ejemplo, en 1993, de los 818 MW instalados, únicamente 547 MW (67%) estaban disponibles, resultando el grupo térmico el más castigado, con sólo 49% disponible. En 1994 la disponibilidad se había incrementado a 91%. En el caso de la geotermia, de los 105 MW instalados, sólo se obtienen alrededor de 55 MW, valor que se incrementaría con la recuperación del campo geotérmico de Ahuachapán, incluido en el plan de expansión de la CEL.

En Guatemala se presenta una situación muy particular. De los 218 MW instalados en el último quinquenio, únicamente la generación de una turbina STIG (50 MW) correspondió a las empresas públicas; sin embargo, esta unidad fue finalmente transferida para su operación, en octubre de 1994, a la iniciativa privada mediante una contratación tipo ROM.⁴ Las otras adiciones corresponden a cogeneración en ingenios azucareros (42 MW) y autoprodutores hidráulicos (4 MW), que se complementan con la instalación del primer productor independiente ENRON en la región (110 MW, a fines de 1992) y una empresa cementera (12 MW) que ha vendido excedentes de energía al sistema. Estas adiciones posibilitaron que la participación del equipamiento hidroeléctrico pasara de 60% en 1990 a 48% en 1994. En cuanto a régimen de propiedad, 79% continúa siendo público y 21% privado. La disponibilidad de las centrales, sobre todo térmicas, ha resultado disminuida desde hace varios años, a consecuencia de atrasos en los mantenimientos de las plantas, y en algunos casos por fenómenos naturales como la pasada inundación de la casa de máquinas de la central hidroeléctrica Jurún Marinalá, ocurrida en octubre de 1994. A fines de 1994, la capacidad disponible era sólo de 63% de la capacidad instalada, lo cual explica las dificultades del sistema guatemalteco para satisfacer sus requerimientos, tanto de carga de punta como de energía.

En Honduras, desde la entrada en operación de la central hidroeléctrica Francisco Morazán (anteriormente El Cajón), la capacidad instalada efectiva no había registrado nuevas adiciones; más bien se había reducido a causa de la falta de manteni-

⁴ Contratación tipo ROM, rehabilitación, operación y mantenimiento, suscrita con la firma ENRON.

miento de las unidades térmicas existentes, la salida de operación de algunas de ellas y el atraso de los programas de equipamiento, situación que finalmente provocó la severa crisis de suministro de 1994. Sin embargo, en mayo de 1994 entró en operación la primera fase del autoprodutor ELCOSA (24 MW, generadores diesel de media velocidad); al concluir sus siguientes fases a fines de 1994 y en 1995, llegó a 60 y 80 MW, respectivamente. Al término de 1994, la capacidad instalada ascendía a 590 MW,⁵ 72% de los cuales correspondía a plantas hidroeléctricas, y el restante 28% a centrales térmicas (turbinas de gas y unidades diesel). En cuanto a régimen de propiedad, el 90% continúa siendo público y el 10% privado. La capacidad confiable se ha visto disminuida, no sólo por los atrasos en los mantenimientos de las centrales térmicas sino también por las irregularidades en el régimen de lluvias, la sobreexplotación del embalse de El Cajón y el consecuente descenso de su nivel, lo que menzó 40% su capacidad de generación. En 1994 la disponibilidad en muchas ocasiones fue inferior a 75% de la capacidad instalada.

Nicaragua aumentó su capacidad instalada en forma muy marginal durante el quinquenio 1990-1994, ya que las únicas adiciones realizadas correspondieron a una pequeña hidroeléctrica (Wabule, 3 MW en 1990) y a una turbina de gas de 27 MW que empezó a funcionar en 1992. A fines de 1994, la capacidad instalada ascendía a 390 MW, 26% de los cuales correspondía a centrales hidroeléctricas, 18% a geotérmicas y el restante 56% a centrales térmicas (45% en vapor y 11% en turbinas de gas). En cuanto a régimen de propiedad, éste es totalmente estatal, aunque se programaba que en 1995 ingresara el primer productor independiente. El sistema nicaragüense también revela una alta indisponibilidad; por ello, durante muchos meses de 1994 su capacidad disponible fue sólo del 75% de su capacidad instalada. Además de los mantenimientos de las centrales térmicas, se ha visto disminuida la producción en la central geotérmica Patricio Argüello por falta de perforación de nuevos pozos productores.

f) Estructura y evolución de la oferta energética

La oferta disponible de energía eléctrica se compone de la generación de las empresas públicas, los autoprodutores, los generadores independientes, los cogeneradores, así como de las importaciones netas provenientes de los países vecinos. En Costa Rica y Guatemala también se deben contemplar las compras a terceras empresas locales. Es importante subrayar que la generación neta total de los países centroamericanos aumentó en los últimos 20 años a un ritmo promedio anual de 6.5%, por encima del incremento del PIB y de la población. Asimismo, dicho crecimiento superó en 0.1% al correspondiente a las ventas, lo cual está indicando que las pérdidas se han venido intensificando. En 1994 la generación neta total de la región alcanzó los 14,777 GWh (véase el cuadro 8), generada en un 59% por hidroeléctricas, 7% por geotérmicas, y el restante 34% por térmicas a base de combustibles fósiles (10% correspondiente a térmicas convencionales o de vapor y 24% para turbinas de gas y generadores diesel).

Se han operado importantes cambios en la estructura de la generación. Mientras que en 1974 la hidroeléctrica aportaba un 65%, en 1984 y 1989 había extendido su participación a 73 y 87%, respectivamente. En 1990 dicha modalidad empezó a declinar, siendo más notoria esa baja en los años de sequías o estaciones lluviosas irregulares (71.2 y 59.5% en 1992 y 1994, respectivamente). En el cuadro 9 se expone un resumen de la producción hidroeléctrica entre 1987 y 1994, período en el cual las adiciones de nueva generación de ese tipo fueron mínimas. Obsérvese, por ejemplo, la gran variación, pese a contar con el mismo equipamiento, entre el año más favorable y el más adverso (10,147 y 8,814 GWh en 1993 y 1994, respectivamente). Dicha variación representó una reducción de 13% en la producción hidroeléctrica, equivalente a 9% de la energía generada en 1994. Ante la debilidad de los sistemas centroamericanos, la anterior situación se tradujo en una crisis de abastecimiento, especialmente sentida en uno de los países.

⁵ No se incluyen en esta cifra las turbinas de gas (60 MW) prestadas por el Gobierno de México como colaboración en la crisis, cuya instalación se finalizó durante 1995.

Cuadro 8'

CENTROAMERICA: EVOLUCION DE LA GENERACION POR TIPO DE CENTRAL

	1974	1984	1989	1994
Total (GWh)	4,196	7,799	10,727	14,789
Hidroeléctricas				
GWh	2,742	5,711	9,345	8,78
Porcentajes	65	73	87	59
Geotérmicas				
GWh	-	745	764	1,025
Porcentajes	-	10	7	7
Vapor				
GWh	1,210	893	509	1,483
Porcentajes	29	11	5	10
Diesel y gas				
GWh	244	450	109	3,495
Porcentajes	6	6	1	24

La producción geotérmica se inició en Centroamérica en 1974 con la puesta en servicio de la central de Ahuachapán (95 MW) en El Salvador. Posteriormente, en 1983 se instaló en Nicaragua la primera unidad de la planta Patricio Argüello (35 MW) y en 1989 entró la segunda unidad de dicha central, con lo cual duplicó su capacidad y llegó a 70 MW. En 1992, nuevamente en El Salvador, la CEL instaló dos unidades de boca de pozo, con una capacidad total de 10 MW. Finalmente, en Costa Rica entró a operar, en marzo de 1994, la primera unidad de la central Miravalle (55 MW). Tanto en El Salvador como en Nicaragua se han experimentado reducciones de la producción geotérmica, a consecuencia del comportamiento de los reservorios y del decaimiento en la producción del vapor; sin embargo, como puede apreciarse en el cuadro 8, dicho componente ha mostrado una tendencia creciente, suministrando en 1994 el

6.9% de la generación regional. En 1984 la generación geotérmica obtuvo su mayor participación relativa dentro de la oferta (9.6%).

La participación de la energía hidráulica, combinada con la generación geotérmica, representa una medida de la autosuficiencia eléctrica, o sea, el porcentaje de la demanda que se satisface con recursos autóctonos.⁶ La evolución histórica del índice de autosuficiencia en la región y por países se muestra en los gráficos 1 y 2. Se advierte con claridad el efecto de los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos que entraron en operación en los años ochenta, los cuales permitieron un fuerte incremento en la utilización de recursos propios. Así, se alcanzaron índices de autosuficiencia superiores a 80% en el período 1983-1991, incluso superiores a 90% en 1986 y 1988-1990.

⁶ Si se aplica el estricto sentido de recursos autóctonos, habría que hacer una pequeña modificación al gráfico, considerando a partir de 1977 la operación de un ciclo combinado en Guatemala, que utiliza parcialmente crudo nacional, y a partir de 1990 una participación pequeña pero creciente de cogeneración en los ingenios azucareros.

Cuadro 9

CENTROAMERICA: ENERGIA HIDROELECTRICA GENERABLE EN CADA PAIS

(GWh)

	Datos históricos									Condiciones hidrológicas		
	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	Promedio	Crítica	80%	Media
Istmo Centroamericano	7,954	8,466	9,345	9,960	9,344	9,231	10,147	8,814	9,158	8,202	9,121	9,848
Costa Rica	2,994	3,040	3,318	3,497	3,630	3,560	3,961	3,560	3,445	3,545	3,618	3,737
El Salvador	1,128	1,297	1,419	1,642	1,263	1,410	1,512	1,442	1,389	1,161	1,607	1,799
Guatemala	1,698	1,847	2,086	2,141	1,804	1,813	1,933	1,595	1,865	1,374	1,502	1,781
Honduras	1,741	1,897	1,988	2,279	2,313	2,192	2,259	1,834	2,063	1,812	1,974	2,096
Nicaragua	393	385	534	401	334	256	482	383	396	309	420	435

Notas: Las condiciones de hidrología crítica y promedio corresponden a las utilizadas por los países en sus planes de expansión. En el período 1987-1993, el incremento de la capacidad instalada hidroeléctrica fue en resumen la siguiente: a) En Costa Rica, las unidades 3 y 4 de Garita en 1987, El Sandillal (32 MW) en diciembre de 1992 y Belén (8 MW) en 1991, así como algunas pequeñas hidroeléctricas, y b) en Guatemala, la pequeña hidroeléctrica El Capulín (4 MW) que funciona como productor independiente.

Gráfico 1

CENTROAMERICA: EVOLUCION DE LA AUSUFICIENCIA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

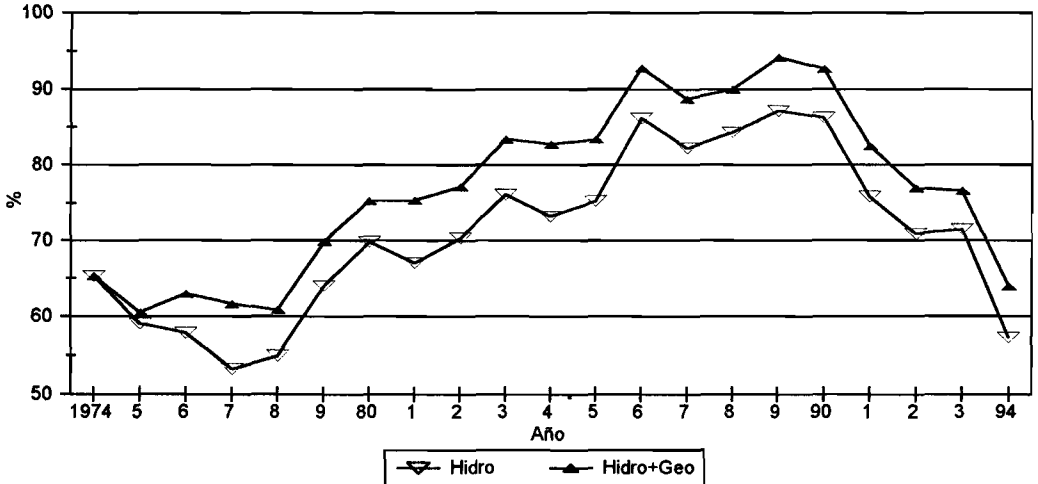
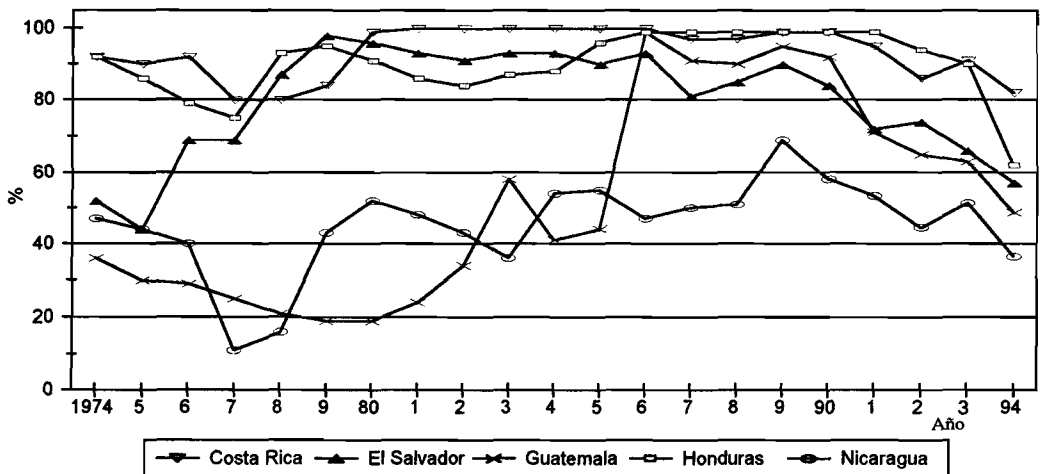


Gráfico 2

CENTROAMERICA: EVOLUCION, POR PAIS, DE LA AUSUFICIENCIA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA



En síntesis, la generación térmica tendió a la baja en el curso de los ochenta. Una participación mínima histórica de 5.8% se dio en 1989; en los años siguientes se inició una recuperación que la ubicó en 34% en 1994. A su vez, la participación de las turbinas de gas y plantas

diesel pasó de 1.3% en 1990 a 23.6% en 1994. Las plantas de vapor incrementaron su producción, y su participación relativa subió de 6% en 1990 a 10% en 1994, a pesar de no haber expandido su capacidad instalada y de que en varios casos han estado en mantenimiento dichas

centrales, o bien operando a capacidad reducida. Otro hecho interesante de la generación térmica lo constituye la participación de los autoprodutores o generadores independientes que, a gran escala, se incorporaron a fines de 1992. En 1994 su generación ascendió a 1,009 GWh, o sea, la quinta parte de la generación térmica de la región.

Por países, un estado de la oferta en 1994 se muestra en el cuadro 10. Los aspectos más relevantes se exponen a continuación.

Costa Rica exhibe la mayor participación hidroeléctrica; sin embargo, en 1994 ésta redujo su

generación a raíz de una estación lluviosa irregular. Paralelamente, el índice de autosuficiencia descendió al valor histórico más bajo de los últimos 20 años (76%). (Véase de nuevo el gráfico 2.) En consecuencia, en 1994 se registró una de las más altas participaciones térmicas. A partir de entonces se incorporó la generación geotérmica, que ese año suministró 7% de la oferta de electricidad. En cuanto a la tasa de crecimiento de la generación, ésta fue de 6.6% en los últimos 20 años y de 7% en el quinquenio 1990-1994, resultados congruentes con los obtenidos en el crecimiento de las ventas (consumo) y que, además, explican el buen comportamiento en los niveles de pérdidas.

Cuadro 10

CENTROAMERICA: ESTRUCTURA DE LA GENERACION, 1994

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua
Totales					
GWh	4,690	3,075	3,226	2,251	1,547
Porcentajes	100	100	100	100	100
Hidroeléctricas					
GWh	3,547	1,442	1,598	1,817	382
Porcentajes	76	47	49	81	25
Geotérmicas					
GWh	324	373			328
Porcentajes	7	12			21
Vapor					
GWh	46	365	349	723	
Porcentajes	1	12	11	47	
Diesel y gas					
GWh	772	896	1,278	434	115
Porcentajes	16	29	40	19	7

En 1994 la participación hidroeléctrica en El Salvador fue de 47%, la más baja desde 1977. La generación geotérmica ha sido muy importante, y ha permitido mantener un nivel de autosuficiencia superior a 80% en el periodo 1978-1990, con

un marcado descenso a partir de 1991 (véase de nuevo el gráfico 2). En cuanto a la producción geotérmica, se debe acotar que ésta obtuvo una producción y participación máximas en 1981, de 573 GW (41%); posteriormente declinó (372 GWh

promedio en los últimos cinco años). La componente térmica, por su parte, ha venido aumentando: mientras que en 1990 aportaba sólo 6.4% (138 GWh), en 1994 ascendió a 41% (1,261 GWh), representando, en valores absolutos, una ampliación de más de nueve veces. La tasa de crecimiento de la generación fue de 6.5% en los últimos 20 años y de 9.2% en el quinquenio 1990-1994, resultados superiores a los de las ventas (consumo), hecho que explica la tendencia expansiva en los niveles de pérdidas.

Guatemala reportó una participación hidroeléctrica de 49% en 1994, la menor desde 1985. La autosuficiencia, medida a partir de la generación hidroeléctrica, alcanzó sus más altos niveles en 1986 (99%), y después se observó una notable caída (véase de nuevo el gráfico 2). A consecuencia de ello la componente térmica ha venido aumentando: mientras que en 1990 solamente suministraba 7% (178 GWh), en 1994 su participación ascendió a 50% (1,628 GWh). En 1994 el 52% de la generación térmica fue producida por autoprodutores y generadores independientes. En cuanto a la tasa de crecimiento de la generación, ésta fue de 6.7% en los últimos 20 años y de 8% en el quinquenio 1990-1994, resultados superiores a los obtenidos en cuanto a las ventas (consumo), lo cual explica la tendencia expansiva de las pérdidas.

En Honduras la participación hidroeléctrica alcanzó en 1994 el 80%, marcando el valor mínimo observado desde 1977. La autosuficiencia, a base de la generación hidroeléctrica, presentó sus más altos niveles con la entrada de El Cajón (99% en el período 1986-1991); después se experimentó una considerable caída (véase de nuevo el gráfico 2). A su vez, la generación térmica ha venido aumentando: mientras que en 1992 sólo aportaba 5% (117 GWh), en 1994 ascendió a 19% (434 GWh); en valores absolutos ello significó una ampliación de 3.7 veces. En 1994 el 28% de la generación térmica se debió a generadores independientes. En cuanto a la tasa de crecimiento de la generación, ésta fue de 7.4% en los últimos 20 años y de 2.5% entre 1990 y 1994, resultados superiores a los obtenidos en cuanto a las ventas (consumo), lo que explica la tendencia expansiva en los niveles de pérdidas.

En Nicaragua la generación térmica a base de hidrocarburos ha sido mayoritaria, siguiéndole la hidroeléctrica y la geotérmica (54, 25 y 21%, respectivamente en 1994). El impacto de las sequías en este país fue menor; sin embargo, las variaciones observadas en la generación hidroeléctrica son importantes (véase de nuevo el cuadro 9). La generación geotérmica ha sido muy significativa, aunque se han reportado importantes mermas en su producción: en 1992 obtuvo su nivel máximo (435 GWh, 30% de participación), y su descenso fue vertiginoso en los siguientes dos años (377 y 328 GWh en 1993 y 1994, lo que arroja una participación de 24.5 y 21.2%, respectivamente). Este país acusa el índice de autosuficiencia más bajo de la región (46% en 1994) por la contracción de las producciones hidroeléctricas y geotérmicas y por el hecho de tener su demanda insatisfecha (véase de nuevo el gráfico 2). En cuanto a la tasa de crecimiento de la generación, ésta fue de 3.8% en los últimos 20 años y de 4.7% entre 1990 y 1994, resultados superiores a los obtenidos en cuanto a las ventas (consumo) y que, como en los otros países, explican la tendencia expansiva de las pérdidas.

g) Racionamientos

Entre las principales causas de racionamiento en los países de la región se cuentan el postergamiento de los programas de inversión en nuevas centrales, el consecuente deterioro del parque térmico y el aplazamiento del mantenimiento de las centrales existentes. Ello ha reducido los márgenes de reserva, los niveles de confiabilidad y la capacidad de los sistemas para responder ante situaciones eventuales, como las irregularidades en los regímenes de lluvias y la salida forzada de unidades generadoras. Las irregularidades de los ciclos hídricos se han manifestado en: i) la reducción de la producción hidroeléctrica provocada por el «fenómeno de la corriente del Niño», que influyó en la entrada tardía de la época de lluvias; ii) el alargamiento de la época de la «canícula», y iii) la consiguiente presencia de meses secos, que impidieron el llenado de los embalses de las plantas hidroeléctricas de regulación. En el último lustro, cuatro de los cinco países han sido afectados por crisis de suministro, con distintas repercusiones en las economías nacionales. El cuadro 11 resume los

montos de los racionamientos, de acuerdo con estimaciones de los propios países. Únicamente Costa Rica ha evitado los racionamientos, pese a las lluvias irregulares de 1994. El bajo nivel del

embalse El Arenal, a raíz de esa situación, ha determinado que el ICE programara cuidadosamente sus recursos con el propósito de evitar escasez en el suministro durante 1995.

Cuadro 11

CENTROAMERICA: RACIONAMIENTOS DE ENERGIA ELECTRICA, 1991-1994

(GWh)

	Total	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua
Total	888.4	204.5	52.0	428.0	203.9
1991	226.9	160.8	43.0	-	23.1
1992	48.4	-	-	-	48.4
1993	42.3	22.1	-	3.6	16.6
1994	570.8	21.6	9.0	424.4	115.8

h) Índice de pérdidas

En cuatro de los cinco países, las pérdidas de los sistemas eléctricos continuaron acrecentándose. En estos sistemas la tasa de crecimiento de las ventas (consumo) ha sido menor que la correspondiente a la generación neta. El índice de pérdidas a nivel regional pasó de 9.2% en 1974 a 15.2% en 1990 y a 16.9% en 1994, coeficiente bastante elevado en comparación con los valores normalmente esperados de sistemas eléctricos eficientes. Sin embargo, la situación es más crítica desde una perspectiva individual, ya que dos sistemas arrojan pérdidas de 28% (Nicaragua el 28.7%, y Honduras el 28.4%). Costa Rica muestra el menor índice de pérdidas (10.1% en 1994). En El Salvador y Guatemala los índices se ubicaron en niveles intermedios, de 15.4 y 14.4%, respectivamente. En estos países se verifica un mayor control de pérdidas en las áreas atendidas por las empresas distribuidoras. Esta situación (véase el gráfico 3) significa en la actualidad un costo muy alto para la industria eléctrica, por lo que la reducción de las pérdidas es uno de los problemas prioritarios a enfrentar en cuatro de los cinco países.

Entre los factores que continúan afectando el nivel de pérdidas, en particular en aquellos países con altos índices, figuran los siguientes: i) pérdidas técnicas derivadas del estado de los

sistemas de distribución, sobrecarga en los circuitos y subestaciones transformadoras y, en algunos casos, alimentadores muy largos y carencia de compensación de la potencia reactiva, y ii) pérdidas no técnicas causadas por robo de energía (sustracción indebida de electricidad), usuarios conectados en forma directa sin ninguna medición, debilidad en las áreas comerciales de las empresas eléctricas, medición inadecuada, sistemas de facturación ineficientes, etc. Por otro lado, la falta de recursos financieros en las empresas eléctricas ha impedido la ejecución de los trabajos de mantenimiento y rehabilitación de los circuitos de distribución.

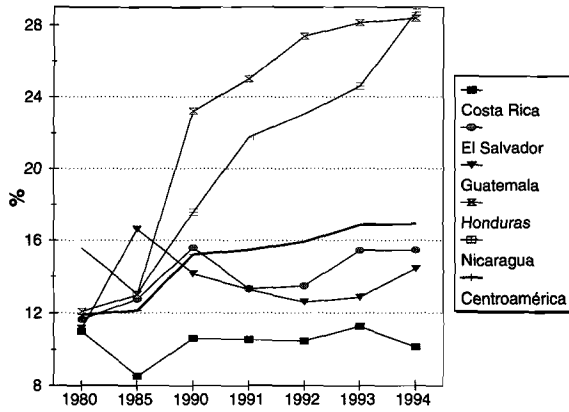
i) Consumo de combustibles

En los últimos 20 años, la evolución del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica muestra las siguientes características (véanse los gráficos 4 y 5):

i) Un valor máximo de 6,366 MBl alcanzado en 1977, a partir del cual se observó una tendencia decreciente de los combustibles, como resultado de la entrada de grandes centrales hidroeléctricas y geotérmicas. También en 1977 se reportó la máxima participación de la industria eléctrica dentro del consumo global de hidrocarburos de la región (26.2%).

Gráfico 3

CENTROAMERICA: EVOLUCION DE LAS PERDIDAS ELECTRICAS



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Cifras preliminares para 1994. Las pérdidas corresponden a transmisión y distribución.

Gráfico 4

CENTROAMERICA: EVOLUCION DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA INDUSTRIA ELECTRICA

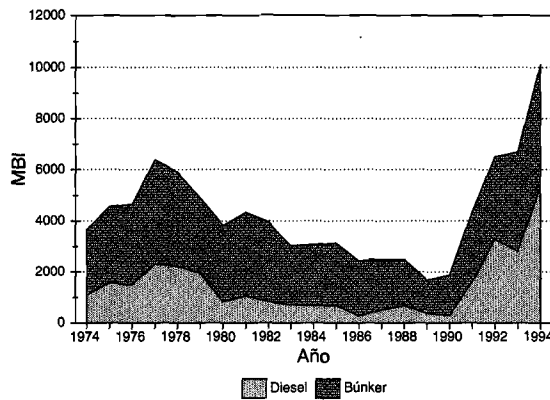


Gráfico 5

CENTROAMERICA: EVOLUCION DE LA PARTICIPACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN EL CONSUMO TOTAL DE HIDROCARBUROS



ii) Un consumo mínimo de 1,679 MBI observado en 1989, a partir del cual se revirtió la tendencia decreciente del decenio 1978-1989. La mínima participación de la industria eléctrica dentro del consumo de hidrocarburos se dio en 1989 (5.7%).

iii) En 1992 se logró superar el consumo de 1977, registrándose 6,498 MBI, que se incrementaron a 10,105 MBI en 1994, año en el cual la participación de la industria eléctrica representó 25.1% del consumo global de hidrocarburos de la región.

A causa de las mínimas adiciones de nueva generación hidroeléctrica o geotérmica, en el último quinquenio ha sido más notorio el crecimiento del consumo de combustibles en la industria eléctrica, situación que se ha agudizado a consecuencia de la baja producción hidroeléctrica y de la inclusión de nuevas plantas térmicas. El uso de combustibles en la generación de energía eléctrica se incrementó 440% entre 1990 (1.9 millones de barriles) y 1994 (10.1 millones de barriles). En cuanto a la estructura, el búnker, que en 1990 cubría 79% de las necesidades, ha limitado su participación a 43%, aunque en valores absolutos su utilización ha aumentado, principalmente por ser la fuente de combustible que utilizan los autoprodutores instalados en la región. En cuanto al diesel, se evidencia una mayor utilización por las turbinas de gas, y no sólo para cubrir las necesidades de la carga de punta.

Por países, los aspectos más relevantes de la evolución reciente se exponen a continuación.

En Costa Rica el consumo de derivados del petróleo en la generación eléctrica continúa siendo bajo, aunque ya se reportan volúmenes significativos, especialmente en 1994, si se compara con los de la década anterior. Así, el consumo en 1985 era de sólo 9 MBI, en tanto que en 1990 y 1994 se elevó a 112 MBI y 1,801 MBI, respectivamente. La mayor parte del consumo registrado en los últimos años corresponde al diesel utilizado en las turbinas de gas de Moín.

En el caso de El Salvador, el uso intensivo de las centrales termoeléctricas, a consecuencia de

la disminución en la producción de las plantas hidroeléctricas, incrementó en forma drástica el consumo de combustibles, que pasó de 311 MBI en 1990 a 2,758 MBI en 1994. Su composición también cambió durante este último quinquenio: mientras que en 1990 el diesel representaba el 14%, en 1994 había ampliado su participación al 71%.

Guatemala incrementó el volumen de combustible consumido, de 358 MBI en 1990 a 3,205 MBI en 1994. El mayor consumo de combustibles en 1994 correspondió al búnker C (55%), como resultado de la entrada en operación de las unidades de combustión interna de media velocidad del autoprodutor ENRON. El diesel y el crudo nacional participaron con 31 y 14% en 1994.

Debido a la alta participación de la producción hidroeléctrica en Honduras, todavía hasta 1991 los consumos de combustible eran marginales. Sin embargo, en 1992, 1993 y 1994 se gastaron 205.7, 378.6 y 729.6 MBI de combustible, respectivamente, sobre todo diesel. En 1994 un 25% correspondió a búnker.

El consumo de derivados del petróleo en Nicaragua se intensificó en el último quinquenio, pasando de 896 MBI en 1990 a 1,611 MBI en 1994. El búnker participó en forma mayoritaria, correspondiéndole el 87% en 1994.

3. Los sistemas interconectados subregionales⁷

a) Antecedentes

En el esfuerzo de integración que los países del Istmo Centroamericano realizaron en los años cincuenta y sesenta, la interconexión eléctrica siempre era considerada una parte esencial del proceso y el medio idóneo para lograr un uso común y coordinado de los recursos energéticos de la región. No obstante haberse desarrollado varios estudios regionales, por diversas razones no ha sido posible implementar un proyecto de interconexión regional con la participación de todos

⁷ Al hacer referencia a los sistemas interconectados centroamericanos se incluye el sistema panameño.

los países, mediante la operación coordinada de toda la región o de subgrupos.⁸ Las interconexiones surgieron de convenios bilaterales, con el resultado de que la red que ha llegado a constituirse es extremadamente débil. Esto da lugar a problemas operativos, sobre todo de inestabilidad dinámica, y limita fuertemente la potencia y la energía que pueden transferirse. La cronología de estas interconexiones se detalla a continuación.

Septiembre de 1976. Se puso en servicio la primera línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, con una longitud de 136 km, aislada en 230 kV; entró a operar en 138 kV.

Agosto de 1982. Costa Rica y Nicaragua pusieron en servicio su línea de interconexión de 224 km a 230 kV. En virtud de los excedentes costarricenses de energía hidráulica, gracias a la entrada en operación de las centrales en cascada Arenal y Corobicí, este país exportó energía a Honduras y Nicaragua.

1985. Honduras puso en servicio su planta hidroeléctrica de El Cajón y empezó a exportar energía a Nicaragua y Costa Rica. Por su parte, Costa Rica dejó de tener excedentes debido al aumento de su demanda.

1986. En febrero entró en servicio la interconexión, a 230 kV, entre Costa Rica y Panamá; en septiembre empezó a operar la línea entre El Salvador y Guatemala, también en 230 kV. A partir de este año, Honduras comenzó a exportar energía a los tres países del sur en cantidades significativas. Sin embargo, en este año y en los siguientes se derramaron volúmenes im-

portantes de agua en El Cajón, a consecuencia de que la línea de Honduras-Nicaragua continuaba trabajando a 138 kV.

1990. En julio comenzó a operar, a 230 kV, la línea de interconexión Honduras-Nicaragua.

En definitiva, se han desarrollado dos sistemas que operan por separado: por una parte, Guatemala y El Salvador (bloque norte) y, por la otra, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (bloque sur); la línea El Salvador-Honduras completaría la red a nivel regional. Estos dos últimos países han emprendido el estudio de factibilidad de su interconexión, así como negociaciones avanzadas en procura de financiamiento con el BID y el Gobierno de China. El proyecto podría comenzar a funcionar a fines de 1998.

b) Características relevantes de los bloques interconectados. Evaluación del consumo y del balance de generación en los bloques de interconexión

Una comparación de la magnitud de los sistemas interconectados centroamericanos y el sistema panameño se presenta en el cuadro 12. Se puede advertir que la inclusión de Panamá implica un incremento de 23% respecto de la capacidad instalada total de los otros cinco países. Con relación al bloque sur (Costa Rica, Honduras y Nicaragua) significa un aumento de 44% de la capacidad instalada de estos sistemas. En lo referente al consumo, dichos incrementos son de 21 y 38%.

A continuación se exponen los aspectos más relevantes de la evolución de los bloques regionales interconectados durante el último quinquenio (véanse los recuadros del anexo I).

⁸ Por ejemplo, en los años setenta las empresas eléctricas realizaron un estudio de alcance regional, a fin de contar con una base firme, tanto técnica como económica, para decidir sobre futuras inversiones en obras de interconexión eléctrica regional. La investigación, titulada Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA), fue elaborada por la CEPAL a fines de los años setenta, con el apoyo técnico y financiero del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), y contó con la participación de técnicos de las empresas eléctricas. Desafortunadamente, la culminación del estudio coincidió con el inicio de la crisis económica y de conflictos sociales en algunos países de la región, lo que contrajo considerablemente las demandas de energía con respecto a lo estimado en el ERICA, y los programas de equipamiento eléctrico de los países fueron postergados.

Cuadro 12

ISTMO CENTROAMERICANO: EFECTO DEL SISTEMA DE PANAMA
EN LOS BLOQUES INTERCONECTADOS EN 1994

	Unidad	Bloque Norte	Bloque Sur	Centroamérica	Total Istmo Centroamericano
Capacidad instalada	MW	1,848.3	2,991.7	3,929.6	4,840.0
Hidroeléctrica	MW	880.1	1,869.6	2,198.9	2,749.7
Geotérmica	MW	105.0	125.0	230.0	230.0
Térmica convencional	MW	862.8	997.6	1,500.8	1,860.4
Capacidad instalada	%	38.2	61.8	81.2	100.0
Hidroeléctrica	%	32.0	68.0	80.0	100.0
Geotérmica	%	45.7	54.3	100.0	100.0
Térmica convencional	%	46.4	53.6	80.7	100.0
Consumo de electricidad	GWh	5,360.5	9,585.3	12,310.1	14,945.8
Residencial	GWh	1,792.7	3,706.2	4,710.4	5,498.9
Comercial	GWh	1,043.4	2,312.5	2,442.8	3,355.9
Industrial	GWh	1,675.1	2,497.3	3,742.7	4,172.4
Otros	GWh	849.2	1,069.4	1,414.2	1,918.6
Consumo de electricidad	%	35.9	64.1	82.4	100.0
Residencial	%	32.6	67.4	85.7	100.0
Comercial	%	31.1	68.9	72.8	100.0
Industrial	%	40.1	59.9	89.7	100.0
Otros	%	44.3	55.7	73.7	100.0
Generación total	GWh	6,300.8	11,795	14,788.8	18,095.8
Hidroeléctrica	GWh	3,039.7	8,129.6	8,786.1	11,169.3
Geotérmica	GWh	373.1	651.9	1,025.0	1,025.0
Térmica convencional	GWh	2,887.9	3,013.6	4,977.6	5,901.5
Generación total	%	34.8	65.2	81.7	100.0
Hidroeléctrica	%	27.2	72.8	78.7	100.0
Geotérmica	%	36.4	63.6	100.0	100.0
Térmica convencional	%	48.9	51.1	84.3	100.0
Demanda pico no coincidente	MW	1,190.0	2,215.0	2,813.0	3,405.0
	%	34.9	65.1	82.6	100.0
Pérdidas	%	14.9	18.7	16.8	17.4
Intercambios totales	GWh	74.0	165.7	182.3	239.7
	%	30.9	69.1	76.1	100.0

i) En el bloque norte las ventas pasaron de 3,818 GWh en 1990 a 5,360 GWh en 1994, a una tasa de crecimiento promedio anual de 8.8%, superior a la experimentada por el bloque sur. Este intenso ritmo se debió al marcado aumento del consumo en los países que integran el bloque. La participación relativa de los mercados nacionales de electricidad permaneció constante (a Guatemala le correspondió el 52% del total). En este bloque el sector comercial ejerció la mayor influencia en el incremento del consumo: su tasa promedio anual fue de 9.5%, en tanto que los sectores industrial y residencial arrojaron 8.4 y 8.3%, respectivamente. En relación con la estructura del consumo, no se alteró la participación relativa de los sectores: el residencial e industrial totalizaron 32%, mientras que el comercial significó 19%. Es interesante notar la alta participación del sector industrial, superior a la obtenida en el bloque sur. A su vez, el número de clientes residenciales aumentó de 1 millón en 1990 a 1.4 millones en 1994.

ii) Las ventas del bloque sur crecieron de 7,935 GWh en 1990 a 9,585 GWh en 1994, a un ritmo promedio anual de 4.8%. Los dos mercados nacionales más fuertes continuaron siendo Costa Rica y Panamá, cuya participación conjunta escaló al 71% en 1994, a consecuencia de la escasez registrada en los otros dos países. Se debe resaltar que en este bloque el sector comercial presentó la mayor tasa de crecimiento en el período (5.8%), mientras que los sectores industrial y residencial alcanzaron 5.5 y 4.8%, respectivamente. Con respecto a la estructura del consumo, el sector residencial ocupó el primer lugar (39%), sobre todo por su importancia en Costa Rica; el industrial se situó en el segundo lugar (26%), seguido por el comercial con 24%. Además, el número de clientes residenciales en el bloque sur pasó de 1.4 millones en 1990 a 1.8 millones en 1994.

iii) La capacidad instalada del bloque norte se incrementó de 1,458 MW en 1990 a 1,848 MW en 1994. En particular, destaca el aumento de las unidades diesel y turbinas de gas, las cuales duplicaron su capacidad total, llegando a 640 MW en 1994. Por su parte, las centrales hidroeléctricas, por no presentar adiciones de nuevas plantas, conservan una capacidad de 880 MW. A su vez, las centrales geotérmicas se ampliaron 10 MW durante todo el período. Con respecto al balance

de generación, en este bloque se observó una reducción en valores absolutos y relativos de la producción hidráulica, a causa de los problemas ya mencionados. Este componente aportó 83% de la generación total en 1990 y 48% en 1994, en tanto que las plantas a vapor y diesel elevaron su presencia de 13 a 46%. Las centrales geotérmicas disminuyeron su producción de electricidad en valores absolutos y relativos. La generación a base de recursos naturales también cayó muy fuerte, del 91 al 54%. La demanda máxima en este bloque fue de 1,190 MW en 1994, un poco más de la mitad que la del bloque sur, con un factor de carga de 60.4%. El índice de pérdidas mostró un ligero aumento, de 14.8 a 14.9% en el período estudiado.

iv) La capacidad instalada del bloque sur se elevó de 2,660 MW en 1990 a 2,991 MW en 1994. La capacidad de las centrales hidroeléctricas casi no varió, ya que pasó de 1,825 MW en 1990 a 1,870 MW en 1994, aunque sí se redujo su participación con respecto a la capacidad instalada total, de 69 a 62%. Por su parte, las centrales térmicas a base de combustibles fósiles en este período aumentaron su participación en la capacidad instalada, de 29 a 33%; entre ellas predominan las turbinas de gas y unidades diesel, con 652 MW en 1994. Con respecto a las centrales geotérmicas, su ponderación creció de 3 a 4%. El balance de generación del bloque sur muestra un notable incremento de la producción de centrales térmicas (a vapor y diesel), y algo menor de la hidroeléctrica. Sin embargo, la participación relativa de estas últimas plantas descendió de 86% en 1990 a 69% en 1994, mientras que la de las primeras centrales avanzó de 9 a 26%. La producción de electricidad a base de recursos naturales nacionales decreció de 90% al inicio del período a 74% en 1994. La demanda máxima alcanzó 2,215 MW en 1994, de forma tal que el factor de carga de este bloque fue de 60.8% en ese año. El índice de pérdidas subió de 18.1 a 18.7%.

c) Operación interconectada de 1976 a 1994

Las grandes longitudes de las líneas de transmisión y la debilidad de los enlaces entre países determinan que la red regional sea muy vulnerable a perturbaciones en el sistema eléctrico, por lo que sus márgenes de seguridad operativa son

muy reducidos. Estas mismas características limitan considerablemente las cantidades de potencia y energía que pueden ser transferidas.

Precisamente, desde 1982, cuando Costa Rica se incorporó a la red regional, se presentó en el bloque sur un fenómeno de inestabilidad dinámica manifestado en oscilaciones sostenidas de potencia y voltaje, que aparecen cuando la potencia transferida excede ciertos valores en las líneas de interconexión. Los problemas operativos que las empresas han enfrentado desde esa fecha han dado lugar a una serie de estudios y análisis, realizados tanto por expertos externos como por personal técnico de las empresas; los más recientes corresponden a los efectuados dentro del Programa de Actividades Regionales para el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA), proyecto financiado por el BID y finalizado en 1993.

Pese a todos los problemas enfrentados en la operación de la red interconectada regional, se han realizado intercambios de potencia y energía de cierta consideración. Los principales han ocurrido en el bloque sur, como resultado de los excedentes de potencia y energía hidroeléctricas producidos, en Costa Rica primero, entre 1982 y 1985, y luego en Honduras, de 1985 a la fecha. En ambos casos, estos excedentes surgieron de la puesta en servicio de centrales hidroeléctricas de gran capacidad en relación con el tamaño del sistema nacional, así como de una fuerte reducción de las tasas de crecimiento de la demanda, en contraste con las proyecciones en el momento de decidirse la construcción de esos proyectos.

Las transferencias entre los países de cada bloque subregional fueron, en el período en análisis, de los tipos siguientes: i) suministro de energía hidro, proveniente de excedentes programados o circunstanciales, para sustituir generación térmica, sobre la base de combustibles fósiles; ii) suministro de energía hidro para almacenarla en un segundo país, el cual cuenta con algún embalse de gran capacidad de regulación; iii) suministro de energía de origen térmico, que se transfiere entre sistemas eléctricos para sustituir energía térmica más cara; iv) suministro de energía de origen térmico, sobre la base de combusti-

bles fósiles en casos de emergencia, para evitar situaciones de racionamiento en el país receptor, y v) paso, por un país intermedio, de energía que se transfiere entre sistemas eléctricos no fronterizos. Aun cuando los cargos puedan variar de manera considerable entre los diferentes tipos de transferencias brutas, la valorización completa de la energía transferida se logra, en los cuatro primeros, mediante el ahorro de combustible en las centrales térmicas cuya generación se desplaza, o por la eliminación del racionamiento de energía eléctrica.

El gráfico 6 (capítulo IV) muestra un resumen de los intercambios registrados de 1976 a 1994. Puede observarse en el bloque sur una tendencia decreciente de los intercambios, a consecuencia de la desaparición de los excedentes de energía hidráulica que existían en la década anterior.

Algunas observaciones adicionales sobre el comportamiento de los intercambios en el último quinquenio se mencionan a continuación:

i) En el período 1990-1994 se dieron exportaciones por un valor total de 1,440 GWh. No se cuenta con estadísticas precisas para realizar un análisis detallado de los tipos de transferencias ocurridas, ni de los costos respectivos. Sin embargo, se estima que alrededor de 600 GWh correspondieron a intercambios de energía hidroeléctrica, principalmente realizados por Honduras durante 1990 y 1991 (550 GWh); el resto sería energía térmica, que en la mayoría de las veces se dio como intercambio para ayudar en situaciones de emergencia a los países.

ii) En el bloque norte las exportaciones durante el período 1990-1994 ascendieron a un valor acumulado de 339 GWh, que representaron 23.5% del total del Istmo; éstas se efectuaron con menor énfasis en los inicios de la década de los noventa. Con relación a los intercambios netos (exportaciones menos importaciones), Guatemala tuvo un saldo de 128 GWh, cantidad que se asemeja a la registrada entre 1986 y 1989. La mayor parte de las transferencias se realizaron como apoyo en situaciones de emergencia. Por otro lado, pequeñas transferencias de hidroelectricidad se dieron en algunos momentos, principalmente en 1993.

iii) En el bloque sur el valor de las exportaciones correspondió a 76.5% del total del Istmo, alcanzando 1,101 GWh durante el período. Conviene anotar que el nivel de las transferencias presentó una tendencia marcadamente decreciente en el período 1990-1993, con los siguientes valores en los sucesivos años: 400 GWh, 319 GWh, 124 GWh y 92 GWh, respectivamente. Esto se debió a la disminución de los excedentes hidráulicos en algunos países. En 1994 dicho valor

volvió a incrementarse a 160 GWh, merced a transferencias de energía térmica para apoyar a los sistemas deficitarios. También debe resaltarse el caso de Honduras, que ha pasado de exportador neto (1990-1991) a importador de energía en el resto de los años, para complementar los requerimientos de su sistema. En los dos primeros años de la década, la exportación de energía de dicho país fue de 555 GWh, es decir, 51% de las transferencias netas del bloque sur en todo el período.

II. ANALISIS DE LAS REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA⁹

Todos los países de Centroamérica, aunque con diferentes grados de avance, han iniciado reformas al subsector eléctrico. Costa Rica, el único con tradición en regular el servicio eléctrico, modificó moderadamente sus leyes para permitir la «generación paralela» por inversionistas privados, pero manteniendo la empresa pública verticalmente integrada; Honduras, en medio de una profunda crisis del subsector eléctrico, emitió leyes que reforman y regulan, con cambios de tipo radical, la actividad de los diferentes agentes económicos. Ambos países tienen aprobadas sus respectivas leyes por las asambleas nacionales. El Salvador y Nicaragua se hallan en la última fase de discusión de los proyectos de leyes respectivos que implican la reestructuración a fondo del subsector. Guatemala lleva a cabo un proceso de discusión de anteproyectos de ley para reformar el subsector eléctrico, y la asamblea nacional sólo ha aprobado la nueva ley del Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1. Costa Rica

Costa Rica fue el primer país centroamericano que implementó la reforma de su industria eléctrica, mediante la aprobación en 1990 de la ley de generación autónoma o paralela. Posteriormente, en el primer semestre de 1995, el Poder Legislativo acordó profundizar dicha reforma. En la actualidad se está impulsando una serie de cambios que reque-

rirán, en su momento, la aprobación de nuevas leyes.

a) Situación de la industria con anterioridad al proceso de reforma

La industria eléctrica costarricense es la de mayor cobertura en América Central y su historia se remonta a fines del siglo pasado, cuando la iniciativa privada instaló una central hidroeléctrica destinada al abastecimiento de la ciudad de San José.

El desarrollo sectorial estuvo ligado fundamentalmente a la iniciativa privada hasta inicios del siglo XX. En 1928, mediante la ley de nacionalización de la industria eléctrica, el Estado se adjudicó el derecho de explotar los aprovechamientos superiores a 500 HP, reservando a la iniciativa privada la posibilidad de explotar obras menores, previa concesión. En esa época surgió el primer ente regulador de la industria, la Junta Directiva del Servicio Nacional de Electricidad, que luego se convertiría en el actual Servicio Nacional de Electricidad (SNE).

En 1941, siguiendo un enfoque de apertura al sector privado, se otorgó a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), de origen extranjero, la concesión de la generación y distribución de electricidad en las principales ciu-

⁹ Este capítulo retoma en forma parcial el capítulo II del informe final del proyecto «Revisión global de la cooperación centroamericana en energía eléctrica», preparado por la CEPAL con el financiamiento de la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI).

dades del país. Sin embargo, en esa década la demanda experimentó una evolución sin precedentes, frente a la cual la iniciativa privada fue incapaz de abastecer las cada vez mayores y sostenidas tasas de crecimiento. Es así que, como una solución al abastecimiento eléctrico, el Gobierno de Costa Rica creó en 1949 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), cuya finalidad fundamental se refería a la planificación, ejecución y coordinación del programa nacional de electrificación. El ICE nació así como una entidad estatal autónoma, enfocada al desarrollo de los recursos energéticos y particularmente de los hidroeléctricos.

En la década de los cincuenta, el ICE tuvo una gran expansión, en tanto que la CNFL se desarrolló en sus áreas de concesión. Por su parte, al comienzo de los años sesenta se emprendieron importantes programas de electrificación rural y se fundaron algunas cooperativas rurales de electrificación. A mediados de los sesenta, con la participación de los municipios, se establecieron juntas administradoras del servicio eléctrico. En 1968, el ICE compró, en un trato amigable, las acciones de la CNFL, convirtiéndose esta última en una subsidiaria del ICE. A partir de entonces, el ICE absorbió algunas empresas municipales de servicio público de electricidad.

En conclusión, previo al proceso de reforma iniciado en 1990, la situación de la industria eléctrica de Costa Rica se puede describir de la siguiente manera.¹⁰

El Ministerio de Planificación y Política Económica (MIDEPLAN) se encargaba de la planificación económica nacional, en tanto que el responsable de formular la política energética era el Ministerio de Recursos Naturales, Minas y Energía (MIRENEM), por conducto de la Dirección Sectorial de Energía (DSE), que además efectuaba la integración cuatrienal del Plan Nacional de Energía, para su aprobación en el MIRENEM, tras lo cual se incorporaba en los planes de desarrollo económico nacional del MIDEPLAN.

Por su parte, la responsabilidad de la regulación y fiscalización sectorial recaía en el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) que, tal como se comentó anteriormente, tuvo sus orígenes en 1928, aunque sus funciones fueron redefinidas en 1941. Entre sus tareas fundamentales se encontraba la ejecución de estudios tarifarios. Normalmente, el proceso de fijación de tarifas daba inicio en el ICE (o en las empresas interesadas), el cual proponía al SNE pliegos tarifarios. Posteriormente, el SNE hacía lo propio con la DSE, el cual finalmente llevaba dicho pliego al Poder Ejecutivo para su aprobación. La metodología de fijación de las tarifas estaba basada en los costos medios y tasas de rentabilidad «razonables». Una responsabilidad adicional conferida al SNE se refería a la recomendación de concesiones para el uso de recursos hidráulicos y de aguas continentales costarricenses. Dicha responsabilidad le fue otorgada mediante la ley de aguas de 1942 aunque, en la práctica, los proyectos de generación hidroeléctrica importantes requieren aprobación de la Asamblea Nacional. Finalmente, la labor fiscalizadora sobre la verificación de la calidad del servicio eléctrico, en la práctica la ejercía el propio ICE.

La industria eléctrica de Costa Rica estaba compuesta, en esa misma fecha, por un actor principal, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la empresa de su propiedad, Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Adicionalmente, existían dos compañías municipales, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) y la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). Tanto la CNFL como las empresas municipales contaban con diversas plantas de generación. Existían cuatro Cooperativas de Electrificación Rural (Guanacaste, Los Santos, San Carlos y Alfaro Ruiz). El ICE se encontraba verticalmente integrado, desde la generación hasta la comercialización, pasando por el despacho, transmisión y distribución.

En resumen, se presentaba una desintegración horizontal en la generación y en la distribu-

¹⁰ Dada las características de la reforma en Costa Rica, los aspectos normativos y reguladores de la industria eléctrica han permanecido casi iguales.

ción, en tanto que la transmisión era de naturaleza monopolista administrada por el ICE. Dicha estructura permitió la participación de pequeños productores municipales. A su vez, la distribución la efectuaban los agentes mencionados anteriormente y, en cada caso, las áreas de concesión respondían a estructuras de monopolio natural.

Operativamente, el despacho económico de carga en el Sistema Interconectado Nacional era responsabilidad del ICE, con excepción de las plantas de generación de las juntas municipales, cuya capacidad es inferior al 10% de la capacidad nacional instalada. El ICE era responsable de las interconexiones internacionales, la transmisión en el Sistema Interconectado Nacional y la distribución, tanto en sus áreas de jurisdicción como en las de la CNFL. Adicionalmente, el ICE era responsable de la venta en bloque a las cooperativas rurales de electrificación y a las juntas municipales del servicio eléctrico, quienes distribuían y comercializaban electricidad dentro de sus áreas de concesión.

El móvil fundamental en el proceso de reforma sectorial costarricense apunta a la necesidad objetiva de introducir agentes privados en las tareas de expansión sectorial a nivel de generación por razones financieras, pese a que el ICE tiene financiados los proyectos hasta el año 2000. En efecto, la década de los ochenta significó la aparición de factores económicos adversos de origen endógeno, que por sí mismos tuvieron un impacto en el desarrollo sectorial. En particular, deben considerarse los problemas financieros de los ochenta, cuando las deudas contratadas para la gran expansión sectorial de los años setenta tenían un fuerte peso. A fines de los ochenta, una sequía sin precedentes, sumada a importantes tasas de crecimiento de la demanda y bajos niveles de mantenimiento del parque termoeléctrico, disminuyeron considerablemente los tradicionalmente favorables niveles de confiabilidad del suministro. Paralelamente, en el país existía una buena capacidad instalada de autoprodutores cogeneradores ligados a la industria de la caña de azúcar, cuya capacidad excedentaria no se encontraba disponible para el servicio público, por falta de legislaciones que lo permitiera.

b) Descripción de la reforma

La primera acción encaminada a reformar la industria eléctrica en Costa Rica fue la creación de la Comisión para la Generación Independiente de Electricidad (COGIE), establecida en 1989 por el Ministerio de Recursos Naturales, Minas y Energía (MIRENEM), mediante el decreto N° 18947, a fin de que fungiera como organismo asesor en el área de oportunidades para la generación privada de electricidad.

Sin embargo, la verdadera reforma se refiere a la aprobación de dos leyes por el Poder Legislativo. En términos generales, esta reforma es de tipo moderado, pues la principal empresa eléctrica del país, el ICE, continúa con su estructura verticalmente integrada y su régimen de propiedad. Los nuevos cambios se circunscriben principalmente a la participación de actores privados en el segmento de la producción, dentro de límites establecidos.

Por otro lado, se mantiene el ámbito normativo en el Ministerio de Recursos Naturales, Minas y Energía (MIRENEM), por conducto de la Dirección Sectorial de Energía (DSE). Con respecto al poder regulador, se encuentra actualmente en discusión en la Asamblea Legislativa un proyecto de ley para transformar el SNE en la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos.

La ley 7200, llamada ley de generación eléctrica autónoma o paralela, aprobada en septiembre de 1990 por la Asamblea Legislativa, comprende los siguientes cambios:

i) Se incorpora al Sistema Eléctrico Nacional la generación autónoma o paralela, producida por centrales eléctricas, con una capacidad inferior a los 20 MW, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas de electrificación rural. Adicionalmente, los generadores autónomos o paralelos están autorizados hasta una capacidad que, en conjunto, no sobrepase el 15% de la capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional.

ii) Se autoriza al ICE la negociación y compra de la producción total o parcial de dichos generadores.

iii) Las fuentes primarias de generación que pueden utilizar los productores autónomos son la hidroenergía o fuentes no convencionales (entendiéndose por fuentes convencionales a los hidrocarburos, el carbón mineral y la hidroenergía). En este caso, los concesionarios, al margen de lo dispuesto en la legislación, deberán acreditar una declaratoria de elegibilidad por parte del ICE. La concesión correspondiente es otorgada por el SNE, por un plazo no mayor de 15 años.

iv) Las tarifas de intercambio para los generadores autónomos serán reguladas por el SNE, según el principio del costo evitado de inversión y operación del sistema nacional interconectado, y recogerán el criterio de los concesionarios.

v) La composición accionaria de estas nuevas empresas supone un mínimo de 65% de participación de capital local.

Posteriormente, en mayo de 1995, la Asamblea Legislativa aprobó la ley 7508, la cual modifica la ley 7200, profundizando la reforma de la industria eléctrica de Costa Rica. Los nuevos conceptos contemplados en este cambio se citan a continuación:

i) A los generadores autónomos en conjunto se les amplía un 15% adicional sobre el primer tramo autorizado anteriormente. Dichos productores podrán utilizar como fuente primaria la hidroenergía, la geotermia, la energía eólica y cualquier otra fuente no convencional, en la medida en que cada bloque de energía a contratar no sobrepase 50 MW. Las compras de energía por parte del ICE se realizarán por licitación pública, con competencia de precios de venta y evaluación de la capacidad técnica, económica y financiera.

ii) Se reduce el techo de la participación del capital local a 35%.

iii) Se amplía a 20 años el plazo máximo que el SNE puede otorgar para una concesión.

iv) Asimismo, se autoriza al ICE la suscripción de convenios de interconexión eléctrica con otras empresas estatales de la región, y la participación

en sociedades regionales de carácter mixto, cuyo objetivo sea la gestión, construcción y operación de la red troncal de transmisión en el Istmo.

c) Nueva estructura de la industria eléctrica

Como se mencionó anteriormente, las facultades normativa y reguladora de la industria eléctrica se han mantenido en las mismas instituciones. Ahora bien, la nueva estructura de la industria eléctrica a partir de la reforma es muy similar a la prevaleciente anteriormente en el país, ya que se mantiene una empresa de régimen público, verticalmente integrada, pero se incorporan los generadores autónomos o paralelos. Se conserva, asimismo, la desintegración horizontal en los segmentos de la producción y la distribución, pero con mayor amplitud para el primero.

Es menester destacar que el primer tramo de autorización de 15% de participación de los productores autónomos o paralelos ya ha sido otorgado (150 MW). De esa cantidad, ya comprometida, se encuentran en estado operativo 19 MW y en construcción 40 MW. Se prevé que el segundo tramo (correspondiente a otros 150 MW con concesiones no superiores a 50 MW) será también contratado en forma expedita, ya que se han identificado aproximadamente unos 700 MW potenciales para tales proyectos, que no serían atractivos para la iniciativa pública por sus dimensiones, pero sí altamente convenientes para el desarrollo sectorial.

El nuevo mercado eléctrico tampoco sufrirá grandes modificaciones. Desde el punto de vista de la demanda, tanto los grandes como los pequeños usuarios serán consumidores regulados, mediante las tarifas fijadas por el ente regulador. En los hechos existirá un solo comprador de la energía producida por los agentes privados e independientes. Dicho agente verticalmente integrado venderá su producción y la correspondiente a los productores independientes, a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores.

La operación del sistema eléctrico nacional seguirá las modalidades anteriores, y las plantas privadas o públicas serán despachadas de acuerdo con las instrucciones del Centro de Despacho de Carga del ICE. En forma similar, la

transmisión del sistema eléctrico nacional será realizada por el ICE.

El sistema de precios contemplado a partir de los esfuerzos de reforma sectorial es igual al anterior, basado en costos medios de provisión del servicio y tasas de rentabilidad consideradas «razonables». Los precios para los generadores autónomos o paralelos del primer tramo autorizado (primeros 150 MW contratados) serán valuados al costo de generación evitado, en tanto que para los pertenecientes al segundo tramo, serán precios provenientes del propio concesionario, acordados con el ICE mediante un sistema de licitación pública.

En la actualidad, los 19 MW de generación autónoma instalados, y ya en operación, reciben un pago equivalente al costo de generación evitado del ICE. Dicho costo evitado ha sido definido como el costo marginal de largo plazo del sistema de generación y transmisión del ICE, sujeto a correcciones por inflación local y externa, devaluación monetaria, etc. A este efecto, existen distintos esquemas de precios:

i) Tarifa 1, que se aplica a los generadores que estén en condiciones de garantizar el suministro de una potencia determinada; en este caso se remunera energía y potencia, y en caso de falla por el generador, se prevé una fuerte penalización (se debe pagar una suma que duplica lo que se hubiera recibido solamente por concepto de potencia).

ii) Tarifa 2, que se aplica a proyectos que no garantizan la entrega de potencia y en los que sólo se remunera la energía y potencia entregadas, sin penalización en caso de falla.

iii) Tarifa 3, que corresponde exclusivamente a la energía entregada por los ingenios azucareros y que se calcula a partir de los costos de generación del ICE para el período de zafra (de enero a mayo de cada año).

El proceso de planificación de las inversiones del sector eléctrico se inicia en el ICE; luego se compatibiliza con los planes sectoriales en la DSE y se incorpora en los planes nacionales de desa-

rollo económico y social en el MIDEPLAN. El proceso formal de planificación se efectúa cada cuatro años, aunque en forma periódica se lo actualiza en función de la evolución real de las variables más significativas. De acuerdo con la ley de creación del ICE, el Estado, por conducto de dicha institución, tiene la obligación de asegurar el suministro eléctrico a la población y a la economía nacional.

El incremento de la cobertura de servicio en Costa Rica se encuentra ubicado dentro de un proyecto denominado «electrificación periférica». Su financiamiento proviene de fondos propios del ICE y de préstamos de organismos multilaterales.

Las interconexiones regionales están contempladas explícitamente en las reformas de la industria eléctrica costarricense, particularmente en la ley 7508, pues anteriormente no estaban incluidas en la ley de constitución del ICE.

En relación con la sustentabilidad ambiental, en el marco de la industria eléctrica costarricense se ha venido desarrollando una serie de acciones que a partir de la reforma no serán modificadas y, por el contrario, habrán de reforzarse. En particular, la ley que autoriza la generación autónoma o paralela de electricidad en Costa Rica contempla el requerimiento de que tales proyectos tengan adecuados indicadores de impacto ambiental. Se mencionan como mínimo los siguientes elementos que habrán de ser incluidos en las peticiones de concesión, para su respectiva aprobación, en el caso de centrales con capacidades iguales o mayores a 2,000 kW.:

i) Indicación del posible impacto de la actividad sobre el ambiente natural y el humano.

ii) Los efectos adversos inevitables, si se llevara a cabo la actividad.

iii) Los efectos sostenidos sobre la flora y la fauna, con especificaciones respecto de la vegetación, los suelos, las especies animales, así como la calidad del agua y del aire.

iv) Señalamiento de áreas específicas a deforestar, si fuere el caso.

v) Cantidad posible de desechos.

vi) Efectos posibles sobre las poblaciones y asentamientos humanos.

vii) Programas de reforestación, control de erosión de suelos y control de contaminación del agua y del aire, así como los planes de manejos de desechos.

viii) Planes de contingencia para prevenir, detectar y controlar los efectos nocivos sobre los ecosistemas.

Los elementos anteriores servirán para evaluar los potenciales proyectos sometidos a aprobación en el contexto del Programa de Desarrollo Sostenible del ICE.

Debe mencionarse que el Programa de Desarrollo Sostenible del ICE, de reciente creación (1994), corresponde a la sistematización de una serie de acciones que la empresa venía realizando hace varios años, e incluye:

i) Definición conceptual, que abarca propuestas nacionales de políticas de desarrollo ambiental sustentable.

ii) Programa institucional de reforestación en las cuencas de los embalses del ICE.

iii) Estudios de impacto ambiental de la generación geotérmica y políticas para equilibrar el desarrollo de dicha tecnología con la preservación del medio ambiente.

iv) Evaluación de las exigencias ambientales mínimas para la participación privada en la generación autónoma o paralela.

v) Uso eficiente de la energía.

2. El Salvador

El anteproyecto de ley que abarca la reforma de la industria eléctrica en El Salvador se encontraba,

a mediados de 1995, sujeto a revisión del Poder Ejecutivo.¹¹

a) Situación de la industria con anterioridad al proceso de reformas

La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador inició operaciones el 3 de octubre de 1945, aunque su establecimiento formal arranca con la publicación de su ley de constitución, el 27 de septiembre de 1948. Creada como institución autónoma de servicio público, su objetivo era «desarrollar, conservar, administrar y utilizar» los recursos energéticos y fuentes de energía de El Salvador.

Por mucho tiempo el gobierno nacional ha ejercido mediante la CEL el control directo de casi todas las actividades del sector formal, tanto en materia de electricidad como de hidrocarburos. Por ello, la CEL no sólo es una empresa de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sino que, además, formalmente es responsable de la negociación y operación de los contratos para la explotación petrolera. Adicionalmente, hasta hace muy poco tiempo planificaba el desarrollo energético del país, formulaba la política sectorial y establecía las regulaciones pertinentes, concentrando de esta forma funciones normativas y empresariales.

Es importante mencionar que cuatro empresas privadas de distribución existentes en el país hasta 1986 pasaron a depender de la CEL, a consecuencia de la caducidad de las respectivas concesiones. Dichas empresas son: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA), Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate (CLES) y Compañía de Luz Eléctrica de Ahuachapán (CLEA). Al margen de las anteriormente mencionadas distribuidoras de electricidad, está la empresa eléctrica De Matheu, cuya concesión sigue vigente, y la distribuidora DEUSSEM, que opera bajo la modalidad de economía mixta, con participación municipal, del sector privado y de la CEL.

¹¹ En este análisis se utilizó la última versión del anteproyecto de ley, disponible a fines de junio de 1995. La CEL informó, en los primeros días de septiembre de 1995, sobre algunas modificaciones al texto anterior, y aún existen temas en etapa de discusión a nivel del Gobierno de El Salvador.

A partir de 1990, a raíz de la creación de la Dirección Nacional de Energía, Minas e Hidrocarburos en el Ministerio de Economía, los aspectos relativos a hidrocarburos dejan de estar a cargo de la CEL. Sin embargo, de manera formal la CEL aún mantiene la responsabilidad de desarrollar los programas de exploración petrolera y representar al Estado en eventuales contratos de operación o de prestación de servicios.

A comienzos de 1995, la función normativa en la industria eléctrica, que anteriormente ejercía la CEL, no había sido asignada oficialmente a ninguna institución. Sin embargo, en la práctica la CEL continuaba desempeñando un papel importante con respecto a la política energética a nivel nacional. Es así que, por ejemplo, las políticas de expansión, precios y estrategias, entre otras, en materia de energía eléctrica, son inicialmente elaboradas por la CEL, para su posterior aprobación y promulgación en otras instancias del órgano ejecutivo. Por su parte, el Ministerio de Economía cumplía funciones reguladoras, pues se encargaba de la fijación de precios en electricidad e hidrocarburos.

La industria eléctrica estaba conformada por la CEL, como monopolio verticalmente integrado, de propiedad pública, responsable de la generación, transmisión, distribución, exportación e importación de la energía eléctrica. Solamente en el segmento de la distribución se mantenían dos pequeñas empresas, una privada y la otra mixta. Asimismo, la CEL manejaba el centro de despacho de carga y la interconexión con Guatemala. La CEL firmó en mayo de 1994 el primer contrato con un productor independiente, cuya central entraría en operación a mediados de 1995.

En cuanto a los móviles del proceso de reforma sectorial en El Salvador, por una parte se considera la orientación del gobierno enfocada a lograr una mayor participación de los agentes privados, la desregulación interna de los mercados, y el incremento de la eficiencia en las empresas públicas. Desde el punto de vista del propio subsector eléctrico, las reformas surgen en respuesta a una

serie de problemas estructurales, entre los que destacan:

i) Una estructura institucional en que las actividades de formulación de políticas, regulación sectorial y actividades empresariales se confunden;

ii) Tarifas de energía eléctrica establecidas por criterios contables que no promueven la eficiencia económica y generan distorsiones;

iii) Una situación financiera delicada de la CEL, y

iv) Falta de adecuados niveles de competencia y de oportunidades de participación en las tareas sectoriales, por parte de los agentes privados.

b) Descripción de la reforma

Basándose en las orientaciones sobre política energética contenidas en la "Carta de Política Energética del Gobierno (1991)", se encargó la realización de un estudio de diagnóstico sectorial, a partir de cuyas recomendaciones se han elaborado los siguientes anteproyectos de ley y reglamentos, referidos al sector energía en general y al subsector eléctrico en particular: i) Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía, ii) Ley de Creación de la Comisión Reguladora de Electricidad e Hidrocarburos, iii) Ley General de Electricidad, iv) Modificación a la Ley de Creación de la CEL, y v) Reglamento de la Ley General de Electricidad.

La reforma contempla, entonces, la creación de: i) un Consejo Nacional de Energía (CNE), como ente normativo,¹² y ii) una Comisión de Regulación de Electricidad e Hidrocarburos (CREH), presidida por el Ministerio de Economía, como ente regulador. Por tratarse de una reforma a fondo la contemplada en el anteproyecto de ley, se procederá a la desintegración vertical de la CEL, a la desintegración horizontal de los segmentos de producción y distribución, así como a la privatización de la distribución.

¹² La desaparición del Ministerio de Planificación ha implicado una modificación a la estructura organizativa del CNE, la cual se encuentra actualmente en revisión.

c) Nueva estructura de la industria eléctrica

Sobre la base de los anteproyectos de ley mencionados, la futura industria eléctrica de El Salvador tendría la siguiente organización. Es importante resaltar que tanto la función normativa como reguladora abarcarían a todo el sector energía.

La función normativa será asumida por el Consejo Nacional de Energía (CNE), como autoridad rectora del sector. Dicho Consejo sería un organismo interinstitucional que sesionaría ordinariamente una vez al mes y extraordinariamente las ocasiones que fueran necesarias; estaría presidido por un Ministro (aún por definirse), y contaría con un Director Ejecutivo para el cumplimiento de sus resoluciones. El CNE tiene como objetivo la formulación y el establecimiento de las políticas, estrategias y normas del sector energético, así como la planificación estratégica indicativa. Adicionalmente, debe velar por el desarrollo y buen funcionamiento del sector energético.

Las atribuciones más importantes del CNE se describen a continuación:

i) Realizar los estudios de demanda de energéticos.

ii) Preparar y revisar periódicamente los objetivos, políticas, estrategias y normas, así como la planificación estratégica del sector.

iii) Celebrar contratos para los servicios de consultoría y asesoría necesarios en la elaboración de los estudios de desarrollo, prefactibilidad y factibilidad.

iv) Emitir opinión sobre la oportunidad de la inversión en relación con la planificación estratégica del sector y el cumplimiento de las normas técnicas y ambientales.

v) Establecer políticas, planes y estrategias de exploración y explotación de recursos energéticos, sean o no propiedad del Estado.

vi) Aprobar las normas técnicas y especificaciones de calidad de toda la cadena energética.

La regulación sectorial estará a cargo de la nueva Comisión de Regulación de Hidrocarburos y Electricidad (CREH), cuyo principal objetivo sería velar por el exacto cumplimiento de las disposiciones que contemplan la ley general de electricidad y la ley general de hidrocarburos, así como sus respectivos reglamentos y el resto de las normas técnicas dictadas para la generación, transmisión y distribución de electricidad y para la importación, explotación, refinación, almacenamiento, transporte y comercialización de hidrocarburos. La CREH estará presidida por una Junta de Directores integrada por tres miembros nombrados por el Presidente de la República, quienes a su vez designarían al Presidente de la Junta. Asimismo, la Junta nombraría un Director Ejecutivo, quien asumiría, al igual que el Presidente de la Junta, sus funciones por tiempo completo.¹³

Entre las principales atribuciones contempladas para la CREH sobresalen las referidas a:

i) Fijar las tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad de conformidad con la metodología de la ley general de electricidad.

ii) Vigilar las condiciones de calidad de servicio y suministro efectuado por las empresas de electricidad e hidrocarburos, para que se adecuen a lo establecido en las leyes y en las respectivas autorizaciones y concesiones.

iii) Encargar los estudios técnicos necesarios para la elaboración y actualización de normas sobre calidad de suministro y seguridad de las instalaciones de las empresas del sector, los cuales podrán ser contratados externamente. El CREH será responsable de proponer al Consejo Nacional de Energía las normas sobre estas materias.

iv) Resolver los conflictos entre las empresas del sector, así como los de los consumidores con dichas empresas.

¹³ Esto podría conllevar una duplicidad de mando en el funcionamiento operativo de la CREH.

v) Controlar, en coordinación con las autoridades competentes, el cumplimiento de las disposiciones legales sobre protección del medio ambiente, en materia de electricidad e hidrocarburos.

vi) Impedir prácticas monopolistas o abuso de posición dominante de empresas del sector.

La nueva estructura de la industria eléctrica, a partir del proceso de reforma propuesto en El Salvador, supone la desintegración vertical y horizontal de la CEL. En cuanto al segmento de la generación, la CEL será un actor más en el mercado de oferta de electricidad, a partir de la administración, operación y explotación de las plantas existentes. Además, se contará con la participación de productores independientes de electricidad. El sistema de transmisión de alta tensión, así como las interconexiones internacionales, formarán el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual será propiedad y estará operado por la CEL; con todo, pueden existir otras empresas trasmisoras. Los sistemas de conexión entre las centrales generadoras y el SEN serán propiedad de las respectivas empresas generadoras, responsables de su construcción, operación y mantenimiento. Las líneas de transmisión y distribución serán de acceso abierto para el transporte de energía por cuenta de terceros, a cambio del pago de los correspondientes cargos (peajes de conexión). Por su parte, la distribución quedará en manos del sector privado, a través de la privatización de las actuales instalaciones de propiedad de la CEL, a las cuales se ha pensado dividir en cuatro áreas de concesión. En conclusión, la industria eléctrica de El Salvador presentará una estructura desintegrada vertical y horizontalmente, con la participación de la empresa privada en los segmentos de la producción y la distribución.

En consecuencia, el nuevo mercado eléctrico salvadoreño estará conformado por las empresas anteriormente descritas y por los consumidores regulados y no regulados. Estos últimos serán aquellos cuya capacidad instalada sea superior o igual a un mínimo fijado periódicamente por la CREH. Asimismo, se deberá contar con la capacidad para contratar de forma directa el suministro

de sus necesidades de electricidad con los generadores o las empresas distribuidoras.

Los generadores podrán suscribir contratos de compraventa de electricidad con otros generadores, distribuidores o consumidores no regulados. Por su parte, las empresas distribuidoras, si así fuera requerido por la CREH, estarán obligadas a mantener contratos vigentes con uno o varios productores, con objeto de garantizar sus requerimientos de potencia y energía. Por otro lado, cualquier solicitante, ubicado dentro de una zona obligatoria de concesión de una distribuidora, tendrá el derecho de que la respectiva empresa le suministre la energía eléctrica solicitada. Sin embargo, ésta podrá solicitar al usuario una contribución reembolsable, en caso de que las obras requeridas para el nuevo servicio no se encuentren incluidas en el plan de expansión autorizado a la distribuidora. Adicionalmente, cada empresa deberá efectuar anualmente una encuesta entre sus usuarios, para calificar la calidad del servicio prestado.

Se han previsto dos etapas en el proceso de implementación de las reformas. En una primera, todos los precios serán regulados por la CREH. La segunda etapa se inicia una vez que se hayan establecido generadores de una importancia tal que aseguren condiciones de competencia para el suministro a las empresas distribuidoras; entonces, algunos precios serán desregulados.

Para la operación del parque generador existente y proyectado se prevé una Unidad de Transacciones (UT), encargada de la planificación operativa del sistema (a mediano y corto plazos), así como de las instrucciones de su despacho. Esta Unidad estará conformada por dos representantes de las empresas generadoras, dos de las trasmisoras y dos de las distribuidoras; y se ubicará en la organización del trasmisor dominante. Todas las centrales de generación estarán obligadas a cumplir las disposiciones de la UT. Las funciones más importantes de la UT son las siguientes:

i) Coordinar eficaz y eficientemente la operación del sistema eléctrico nacional.

ii) Planificar a corto plazo la operación del sistema eléctrico nacional, instruyendo a los gene-

radores para que operen sus instalaciones de acuerdo con los programas resultantes.

iii) Controlar el cumplimiento y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión.

iv) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico nacional.

v) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras.

vi) Garantizar a los generadores la compra o venta de energía a costo marginal de corto plazo del sistema cuando, por necesidades de operación económica de éste, se produzcan transferencias entre generadores.

vii) Garantizar a los generadores la venta de la potencia y su energía firmes programadas.

Sin embargo, estas funciones y atribuciones de la UT se efectuarían cuando la capacidad instalada de generación distinta de la CEL fuera superior a los 200 MW, o cuando existan más de dos generadores distintos de la CEL, con capacidades instaladas en forma individual superiores a 20 MW. Antes de este momento, las funciones asignadas a la UT serán asumidas por el actual Centro de Operaciones del Sistema, perteneciente a la CEL.

El sistema de precios de la ley general de electricidad contempla precios regulados y desregulados, según los distintos segmentos del mercado. Los precios desregulados se aplicarán a las transacciones entre generadores y consumidores no regulados, o entre los generadores y compañías de distribución, de acuerdo con contratos de largo plazo.¹⁴ Por su parte, precios regulados se utilizarán en: i) las transferencias de potencia y energía entre generadores que resulten de la operación a mínimo costo, no contempladas en los contratos de suministro, ii) los peajes en los sistemas de transmisión y distribución, y iii) los suministros a consumidores finales.

Los precios entre generadores en el mercado de ocasión estarán regulados en función de los costos marginales de corto plazo (en un horizonte de 48 meses). Ahora bien, los precios de venta en bloque a las empresas de distribución, durante la primera etapa de las reformas, serán regulados por la CREH, y se denominarán «precios regulados de venta en bloque». Estos se calcularán como la suma de los costos marginales de corto plazo a nivel de generación y el costo por el uso del sistema de transmisión. En la segunda etapa, estos precios estarán desregulados, de manera que las empresas distribuidoras realizarán sus compras de electricidad mediante licitación pública, con la supervisión de la CREH.

El uso de las líneas de transmisión devengará el pago de peaje de conexión, el cual será regulado por la CREH. A tal fin se ha dividido el sistema de transmisión de El Salvador en enmallado y no enmallado. El primero es el sistema compartido por los generadores, en el que resulta difícil establecer las responsabilidades individuales de uso. Corresponderá a la CREH definir dichos criterios. El peaje de conexión en este sistema se calculará dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de la red enmallada, para instalaciones económicamente adaptadas, por la potencia firme total conectada al sistema. Los cargos de transporte para redes de transmisión no pertenecientes al sistema anterior, así como los correspondientes a redes de distribución y subestaciones transformadoras, serán calculados en función de los costos promedio de inversión, operación y mantenimiento, pérdidas de potencia y energía, de sistemas tecnológicamente actualizados y económicamente adaptados.

Los consumidores regulados serán atendidos por empresas distribuidoras, concesionarias del servicio público de electricidad. En este caso, al tratarse de consumidores con características cautivas, la CREH regulará las tarifas, de acuerdo con los lineamientos de la ley general de electricidad. Las tarifas a consumidores finales se calcularán durante la primera etapa como la suma del precio regulado de venta en bloque y el valor agregado de distribución (VAD). Cuando los precios en blo-

¹⁴ Esto se aplicará en la segunda etapa del proceso de reforma.

que estén desregulados, las tarifas al consumidor final se calcularán como la suma del precio ponderado de todas las compras de la distribuidora y el VAD. Estas tarifas tendrán una vigencia de cuatro años, y se prohíben los subsidios cruzados.

Los VAD son los costos medios de provisión del servicio de empresas eficientes de naturaleza ideal, representativas de las características del servicio de la empresa en cuestión. Su cálculo se basará en:

- i) Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía.
- ii) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía
- iii) Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada.

La CREH hará un eventual ajuste a las tarifas calculadas mediante los VAD con objeto de redituar una cierta rentabilidad a las empresas distribuidoras.

El proceso de planificación de las inversiones del sector eléctrico salvadoreño contará con un plan de naturaleza preferencial elaborado por el CNE. Dicho plan referencial podrá servir de guía a los agentes económicos respecto de las oportunidades de inversión existentes en el sector eléctrico. Este será elaborado considerando criterios de optimalidad económica y, dado que en el CNE participan otros ministerios, podrá incorporar las interrelaciones entre el sector energético y el resto de los sectores de la economía.

Por lo que concierne al plan de expansión, éste será de carácter indicativo; sin embargo, en caso de que ninguna empresa estuviera interesada en ejecutar uno de los proyectos incluidos en dicho plan, el Estado, a través de la CEL, asumirá la ejecución del proyecto. En este sentido, el Estado asegura el suministro de electricidad para el país.

Con respecto a la electrificación rural, el anteproyecto de ley estipula que el gobierno o los

entes públicos o privados facultados para ello, podrán otorgar recursos a las empresas distribuidoras, con objeto de realizar inversiones en proyectos de electrificación socialmente rentable, localizados fuera de las zonas obligatorias de sus respectivas concesiones.

Las interconexiones eléctricas internacionales no figuran entre los móviles de la reforma salvadoreña. Es de destacar que el último plan de expansión del sector eléctrico salvadoreño no contempla los posibles intercambios con Honduras a través de la interconexión existente, ni los posibles intercambios con Guatemala. Los proyectos de ley que hacen a la reforma sectorial, en la parte referida al funcionamiento de la UT, consideran las interconexiones internacionales como un consumidor o suministrador de electricidad adicional. En este sentido, es responsabilidad de la UT que los compromisos internacionales sean adecuadamente honrados.

• La preocupación ambiental ha sido puesta de manifiesto en las orientaciones de política energética emanadas del gobierno en 1991, en la ya referida Carta. El proyecto de ley general de electricidad establece que los generadores, transmisores y distribuidores serán responsables del cumplimiento de las normas técnicas y de preservación del medio ambiente. Asimismo, el estudio de impacto ambiental, requerido en los estudios de factibilidad, deberá permitir la evaluación sistemática de los efectos ambientales de los proyectos y de sus obras conexas, durante todas las etapas del proyecto.

3. Guatemala

La reforma en Guatemala se ha efectuado, hasta el presente, mediante un decreto promulgado en 1993 y una ley aprobada en 1995, las cuales han modificado parcialmente la estructura de la industria eléctrica en este país. Una ley de electricidad que modifique a todo el subsector se encuentra aún en etapa de elaboración.

a) Situación de la industria con anterioridad al proceso de reforma

La industria eléctrica de Guatemala ha estado conformada principalmente por el Instituto Nacio-

nal de Electrificación (INDE), la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA) y varias empresas municipales de distribución.

El INDE fue creado en 1959, y comenzó sus actividades en 1961, como una organización estatal, semiautónoma, descentralizada, destinada a cumplir el precepto constitucional relativo a la urgencia nacional de electrificar el país. Entre sus responsabilidades figuraban el desarrollo de las fuentes de energía y la instrumentación de las políticas subsectoriales. Adicionalmente, era responsable de la planificación, construcción y operación de instalaciones de generación, redes de transmisión, sistemas de distribución, así como la comercialización de la electricidad en todo el territorio nacional, pero respetando las concesiones de las empresas distribuidoras existentes. Otras atribuciones del INDE se refieren a la regulación del servicio público de electricidad a nivel nacional, y el cumplimiento y control del acatamiento de las leyes y reglamentaciones relativas a la industria eléctrica, así como de los contratos relativos a dicho servicio público.

La EEGSA fue creada en 1894, cuando se otorgó a empresarios privados una concesión para producir y distribuir energía eléctrica en la región central del país. Posteriormente, en 1972, el gobierno adquirió la mayoría de las acciones, pero mantuvo su carácter de sociedad anónima, regida por las leyes mercantiles del país, lo cual le permite actuar en forma más expedita. En la actualidad EEGSA se dedica a la generación eléctrica en pequeña escala, aunque el grueso de sus actividades se centran en la distribución y comercialización de electricidad en áreas urbanas y zonas de influencia de la parte central del país (Escuintla, Ciudad de Guatemala, Sacatepéquez).

Por otra parte, existen 12 empresas municipales destinadas a la distribución y comercialización de electricidad en sus áreas de jurisdicción, normalmente en las capitales de los departamentos respectivos. Algunas de estas empresas cuentan con pequeñas instalaciones de generación termoeléctrica o hidroeléctrica que, en conjunto, aportan 1.1% de la capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional.

La formulación de la política eléctrica le ha competido formalmente al Ministerio de Minas y Energía, creado en 1978, en tanto que al INDE le ha correspondido la regulación sectorial, de acuerdo con sus estatutos constitutivos. En consecuencia, el sistema de fijación de precios es estudiado y propuesto por el INDE y aprobado por el Poder Ejecutivo, con la participación de los Ministerios de Energía y Minas, así como de Finanzas. Sin embargo, la instrumentación y posterior vigilancia de su cumplimiento son responsabilidad del INDE. El control de la calidad del servicio, a nivel nacional, es también una responsabilidad del INDE.

De acuerdo con el decreto ley de creación del INDE, solamente dicho instituto y las municipalidades pueden construir o contratar la construcción directa de plantas de generación eléctrica para el servicio público. Por lo tanto, la industria eléctrica guatemalteca se había desarrollado bajo un esquema de integración vertical, en el que el INDE cumple funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. En dicho esquema existen agentes destinados a la distribución (empresas municipales), en áreas de concesión en las que, en algunos casos, se da un pequeño componente de generación. También coexiste otro agente verticalmente integrado, la EEGSA, con actividades en la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

La operación del parque generador del sistema eléctrico nacional se realiza a partir del centro de despacho del INDE. En dicho despacho no se controlan las plantas de las municipalidades (8.5 MW) ni las correspondientes a los autogeneradores ni cogeneradores. Estos últimos son, en su mayoría, ingenios azucareros que se encuentran geográficamente ubicados en el área de concesión de EEGSA. La operación del sistema de transmisión en el sistema eléctrico nacional también es realizada por el INDE, así como la interconexión con El Salvador, en tanto que las redes de distribución son operadas por cada concesionario.

El mercado, desde el punto de vista de la demanda, tiene sólo consumidores regulados, ya sean

grandes o pequeños usuarios. Desde el punto de vista de la oferta, si bien existen varios productos, los consumidores son abastecidos por aquellos que tienen concesión en el área geográfica a la cual pertenecen. Por su parte, las tarifas están fijadas en función de criterios contables y tasas de retorno para los proveedores del servicio.

Entre las funciones del INDE, según su ley de creación, se estipulaba la responsabilidad de planificar la expansión de la cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional. En la práctica, dichos planes no fueron cumplidos cabalmente debido a problemas de índole financiera y dificultades en la ejecución de las correspondientes inversiones.

Entre los móviles de la reforma, se deben considerar los problemas financieros derivados de niveles tarifarios que no responden a criterios económicos ni a costos de provisión del servicio, y que a su vez han provocado un debilitamiento del INDE, todo lo cual planteó la necesidad objetiva de contar con nuevos agentes en el suministro eléctrico. Ello ha impulsado a las autoridades guatemaltecas a emprender el proceso de reforma de la industria eléctrica, la cual contempla una modificación estructural profunda, diferenciando claramente las etapas y los actores encargados de la formulación de la política eléctrica, regulación de la industria y su ejercicio.

b) Descripción y avance de la reforma

Previo a las acciones realizadas en la reforma parcial de la industria eléctrica de Guatemala a partir de 1993, existían algunos antecedentes legales que fomentaban la participación privada. Entre ellos se puede citar: i) la Constitución declara de urgencia nacional la electrificación del país, para lo cual expresamente permite la participación de la iniciativa privada; ii) el Plan Nacional de Desarrollo 1987-1991, en su capítulo de energía eléctrica, incluía una instrucción específica al INDE para fomentar la participación del sector privado en la ejecución de proyectos de energía, y iii) las leyes de geotermia (decreto ley 126-85) y de Fomento al Desarrollo de Fuentes Nuevas y Renovables de Energía (decreto ley 20-86) establecen la posibilidad para la empresa privada de ejecutar los respectivos proyectos.

A partir de 1991 se iniciaron los estudios sobre la reforma de la industria eléctrica; pero los problemas relacionados con la crisis institucional que vivió el país a mediados de 1993 interrumpieron este proceso. Asimismo, es importante mencionar que la EEGSA, aprovechando su mayor flexibilidad como sociedad anónima, ha sido responsable de toda la nueva capacidad instalada en el país a partir de 1986, en razón de las limitaciones del INDE. De esta forma, la EEGSA ha adquirido turbinas de gas y ha firmado contratos con generadores independientes y cogeneradores, por una capacidad de 189 MW.

Con objeto de superar la limitación impuesta en el acta constitutiva del INDE, el Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Energía y Minas, decretó la necesidad y urgencia nacional de que dicho instituto pudiera proceder a la contratación de compraventa de potencia y energía eléctrica. Dicho documento legal fue expedido en enero de 1993, con una duración de un año, lo cual permitió al INDE efectuar varios contratos con agentes privados en la generación de electricidad en el sistema eléctrico nacional.

Posteriormente, en febrero de 1995, por iniciativa del Congreso de la República se promulgó la ley modificatoria de la estructura orgánica del INDE. Sin embargo, dicha ley fue vetada por el Presidente de la República, según sus atribuciones constitucionales. La razón fundamental del veto se refería a que el propio Poder Ejecutivo trabajaba en la formulación de un proyecto de ley para la industria eléctrica. Una vez devuelta al Congreso, de acuerdo con los procedimientos guatemaltecos, una comisión estudió los fundamentos del Ejecutivo, y el pleno del cuerpo legislativo, con una votación de dos tercios, rechazó el veto dando vigencia a dicha ley orgánica del INDE.

Los principales elementos de dicha ley, por lo que se refiere específicamente a las funciones del INDE, son:

- i) Aseguramiento del abastecimiento de energía eléctrica al país;
- ii) Elaboración de estudios encaminados a determinar en forma técnica, económica y judicial el

potencial hidroeléctrico, geotérmico y de otras fuentes nuevas y renovables, con objeto de que dichos estudios sirvan de base a nuevos proyectos de generación, los cuales serían ejecutados por diferentes actores;

iii) Participación en las transacciones regionales e internacionales de electricidad;

iv) Apertura de sus redes de transmisión a las otras empresas productoras y distribuidoras;

v) Promoción del uso racional y sustentable de los recursos naturales, así como de su utilización;

vi) Posibilidad de suscribir contratos con entidades privadas para compraventa de energía eléctrica.

Además, se le asignó la responsabilidad de actuar como promotor de desarrollo, especialmente en lo relacionado con la electrificación rural, para lo cual debe reinvertir el 50% de sus excedentes financieros. Por otro lado, se asignó claramente al Ministerio de Energía y Minas la función normativa del subsector. Por último, la misma ley estableció un plazo de seis meses, el cual vencía el 1 de agosto de 1995, para que el Ejecutivo presentara al Congreso el respectivo anteproyecto de ley eléctrica nacional.

4. Honduras

En Honduras, durante 1991 se desarrollaron acciones relacionadas con el sector energético, en lo que podría denominarse una prerreforma. Básicamente, se crearon la Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos (CNSSP) y la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo, la reforma en sentido estricto de la industria eléctrica, se inició a fines de 1994 con la aprobación por parte del Poder Legislativo de la ley marco de electricidad.

a) Situación de la industria con anterioridad al proceso de reforma

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras fue establecida mediante la ley N° 48, del 20 de febrero de 1957, como un organismo au-

tónomo de servicio público, de duración indefinida y con personería jurídica y patrimonio propios. Hasta 1956 existían en Honduras alrededor de 29 sistemas aislados; los mayores correspondían a la Empresa de Agua y Luz Eléctrica (EALE), que servía a la ciudad capital Tegucigalpa y a la Public Utilities Honduras Corporation, en San Pedro Sula. Inicialmente, la ENEE heredó las obligaciones y bienes de la EALE y, posteriormente, fue ampliando su sistema, y absorbiendo a los sistemas aislados.

A la ENEE se encomendó el objetivo de promover el desarrollo de la electrificación de Honduras, mediante: i) el estudio, operación y administración de todo proyecto y obra de electrificación que perteneciera al Estado; ii) la realización, operación y administración de obras de electrificación emprendidas por iniciativa de la empresa; iii) la representación del gobierno en las empresas de electrificación en las cuales participara el Estado, y iv) la cooperación que, a solicitud de los interesados, pudiera prestar a empresas privadas dedicadas a la generación o distribución de energía eléctrica.

La ENEE surgió como empresa estatal autónoma, con la modalidad de entidad descentralizada. Según tal esquema, desde su creación la ENEE se organizó en una estructura monopolista verticalmente integrada, realizando las tareas de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Asimismo, en un principio asumió funciones de regulación sectorial, ejerciendo simultáneamente el papel de juez y parte.

A comienzos de 1991 se fueron estableciendo algunos organismos de control pertenecientes a la administración pública, a los que les fueron transferidas ciertas labores, como las de formulación de política y particularmente las de fijación de tarifas. Así, el Congreso Nacional fundó, en julio de 1991, mediante el decreto N° 85-91, la Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos (CNSSP), cuyo principal objetivo consiste en aprobar las tarifas de servicios públicos de electricidad, teléfonos, agua potable y alcantarillado, así como de servicios portuarios. Adicionalmente, dicha institución debe velar porque la calidad y eficiencia de los anteriores servicios públicos sean mantenidas.

Posteriormente, en septiembre de 1991, el Poder Ejecutivo, mediante decreto N° 43-91, creó la Comisión Nacional de Energía (CNE), a fin de cumplir con un compromiso con el Banco Mundial. Dicha comisión asesoraría al gobierno en la elaboración de planes, políticas y normas para el sector; en la realización de estudios técnicos de oferta/demanda y de los precios de energía, así como en la discusión de los planes y programas de las entidades públicas del sector.

Previo a la aprobación de la ley marco del subsector eléctrico, el aspecto normativo le correspondía a la Comisión Nacional de Energía, aunque ésta nunca llegó a trabajar en forma regular. Dicha Comisión estaba encargada también de la supervisión del Contrato Plan entre la ENEE y el Gobierno de Honduras. Por su lado, la facultad reguladora recaía en la Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos, responsable de la supervisión del cumplimiento de las normas de eficiencia operativa y financiera de la institución, así como de aprobar y fiscalizar las tarifas del servicio público de electricidad.

Por su parte, la ENEE como empresa pública verticalmente integrada tenía bajo su responsabilidad el despacho de carga, así como las importaciones y exportaciones de energía eléctrica al bloque sur de la red interconectada regional. Asimismo, participaban de la industria dos empresas privadas, una autoprodutora con una capacidad instalada de 60 MW, y la otra, una pequeña empresa, verticalmente integrada, que abastece de electricidad a la isla de Roatán.

En 1992 el gobierno encargó un estudio de diagnóstico y propuestas para reorientar y profundizar la tarea de la reforma sectorial. Los móviles para la profundización de la reforma, identificados en el estudio mencionado, pueden listarse como sigue:

i) La crisis financiera de la ENEE como resultado de dos problemas cruciales. El primero se vincula con la falta de una adecuada evaluación que condujo a la ENEE a realizar inversiones no justificadas desde el punto de vista financiero. En segundo lugar, el manejo político de las tarifas a partir de mediados de la década de los ochenta,

así como una confusión entre las funciones social y empresarial del Estado en la industria eléctrica, provocaron una significativa crisis financiera en la ENEE.

ii) La proliferación de entidades de control, fiscalización y de pseudoregulación habían dificultado el desempeño empresarial y comercial de la ENEE, disminuyendo sustancialmente la eficiencia y eficacia de la institución.

iii) Algunos aspectos de carácter coyuntural que imposibilitaban un adecuado desarrollo sectorial. Especial énfasis se puso en los problemas de índole laboral, ya que la acción de los sindicatos impactaba de manera desfavorable el normal desarrollo empresarial.

b) Descripción del proceso de reforma

La reforma de la industria eléctrica de Honduras se sanciona con la aprobación por parte del Congreso Nacional, en noviembre de 1994, mediante el decreto N° 158-94, la llamada ley marco del subsector eléctrico. Dicha ley persigue como objetivo principal regular las actividades de la industria eléctrica, aplicándose a todas los actores, independientemente de su régimen de propiedad. Entre sus objetivos específicos se pueden mencionar los siguientes:

i) Establecer las condiciones para satisfacer la demanda eléctrica del país, al mínimo costo económico.

ii) Promover la operación económica, segura y confiable del sistema eléctrico, así como el uso eficiente de la electricidad por parte de los usuarios racionalizando asimismo la utilización de los recursos del país.

iii) Proteger los derechos de los usuarios mediante la utilización de criterios de igualdad y equidad, estableciendo la posibilidad de un trato preferencial a los pequeños consumidores residenciales.

iv) Facilitar la participación de la empresa privada en las actividades de generación y fomentarla en la distribución, alentando la realización de inversiones privadas en ambos segmentos.

v) Impedir prácticas desleales o abuso de posición dominante en el mercado.

En el aspecto normativo, la ley creó el Gabinete Energético, cuyo objetivo central es formular la política energética nacional. En cuanto al aspecto regulador, la ley marco fundó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como un organismo desconcentrado de la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transportes, con funciones de asesor técnico para la aplicación de la misma ley. No obstante, se mantienen vigentes la Comisión Nacional de Energía (en total receso operativo) y la Comisión Nacional de Supervisión de Servicios Públicos.¹⁵

La reforma acometida ha sido de profundidad, ya que implica la desintegración vertical de la ENEE, mediante la separación de los segmentos de la generación y trasmisión, del segmento de la distribución; la desintegración horizontal en producción y distribución, dada la potencial presencia de varias empresas en dichos segmentos, así como la privatización de algunos activos públicos.

c) Nueva estructura de la industria eléctrica

Partiendo de la ley marco del subsector eléctrico, así como de los decretos de creación de la Comisión Nacional de Energía y de la Comisión Supervisora de Servicios Públicos, la situación de la industria eléctrica en Honduras tendrá las siguientes características.

El nivel normativo será una atribución del Gabinete Energético, aunque en algunas materias, como la planificación de las expansiones, será compartida con la CNEE.¹⁶ Dicho Gabinete está encabezado por el Presidente de la República e integrado por los Secretarios de Estado en Comunicaciones, Obras Públicas y Transportes (SECOPT) —quien funge como secretaria del Gabinete—, Economía y Comercio, Hacienda y Crédito Público, Planificación, Coordinación y Presupuesto, Recursos Naturales y Ambiente.

Entre las funciones del Gabinete Energético se cuentan las siguientes:

i) Ordenar que se preparen estudios comparativos de los precios relativos de los diferentes energéticos, con el propósito de inducir su uso racional y evitar o corregir distorsiones.

ii) Establecer los criterios de evaluación y los procedimientos de manejo y desarrollo de los proyectos múltiples.

iii) Autorizar, a propuesta de la CNEE cuando proceda, una mayor liberalización del mercado, incluyendo la posibilidad de ventas directas entre empresas generadoras, así como entre éstas y grandes consumidores, utilizando el SIN.

iv) Aprobar los programas de expansión del subsector, los cuales tienen carácter puramente indicativo para los actores privados de la industria eléctrica.

v) Dictar normas para promover el uso eficiente de la energía eléctrica.

La regulación sectorial estará a cargo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y de la Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos (CNSSP).

Las facultades de la CNSPP relativas al sector eléctrico se refieren a la supervisión de la ENEE, la cual, según el modelo de propiedad previsto en la ley, seguirá teniendo un papel importante en las actividades de generación y trasmisión. Entre tales facultades sobresalen las siguientes:

i) Aprobar las tarifas o precios que las instituciones descentralizadas cobren a los consumidores por los servicios públicos, de acuerdo con costos económicos reales. En el caso específico de energía, el Acuerdo N° 002441 establece que los «costos económicos son equivalentes a costos marginales de largo plazo».

¹⁵ Esta multiplicidad de instancias en los niveles normativo y regulador afecta evidentemente el ordenamiento del sector energético en general, y el de la industria eléctrica en particular.

¹⁶ Ello sin considerar los cruces potenciales con la Comisión Nacional de Energía, en caso de su reactivación.

ii) Emitir guías sectoriales específicas aplicables a cada una de las instituciones descentralizadas que abarca su jurisdicción. Entre ellas se incluyen metas de desempeño.

En forma complementaria, y hasta cierto punto redundante, las atribuciones de regulación sectorial de la CNEE son, entre otras:

i) Aplicar y fiscalizar las normas legales que rigen el subsector.

ii) Proponer al Poder Ejecutivo, por medio de la SECOPT, los reglamentos a la ley marco del subsector eléctrico.

iii) Presentar a la aprobación del Gabinete Energético los programas de expansión preparados por la CNEE.

iv) Aprobar y poner en vigencia las tarifas en barra y proponer por medio de la SECOPT a la CNSSP las tarifas para el consumidor final.

v) Proponer a aprobación de la SECOPT los contratos de compra de energía que se disponga a firmar la ENEE.

vi) Dictaminar sobre los contratos de venta de energía a las empresas distribuidoras para la aprobación de la SECOPT.

vii) Proponer a aprobación del Gabinete Energético la concesión de uso de los recursos naturales renovables en la generación eléctrica.

viii) Determinar las bases y condiciones de selección de concesiones de generación y distribución de electricidad.

ix) Prevenir conductas anticompetitivas, monopolistas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo productores y usuarios.

La CNEE estará integrada por cinco profesionales universitarios, nominados por: a) el Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras; b) el Colegio de Inge-

nieros Civiles de Honduras; c) el Colegio de Economistas de Honduras; d) el Consejo Hondureño de la Industria Privada; y e) la Confederación de Trabajadores de Honduras, la Central General de Trabajadores y la Confederación Unitaria de Trabajadores de Honduras, en forma conjunta.

La nueva estructura de la industria eléctrica, una vez aplicada la ley marco del subsector eléctrico, supone la desintegración vertical y horizontal de la ENEE. Adicionalmente, la reforma implica la privatización del segmento de la distribución y comercialización, después de seis meses de establecidas las zonas de distribución, según la propia ley lo prevé.

Por su parte, la ENEE tendrá las facultades siguientes, adicionales a las de su ley constitutiva:

i) Preparar los programas de expansión del SIN para su presentación a la CNEE;

ii) Operar el despacho de carga del sistema; y

iii) Celebrar contratos de importación y exportación de electricidad, con carácter de exclusividad.

Se pretende complementar la oferta de generación con productores privados, mediante la construcción de nuevas centrales o el arrendamiento de centrales existentes. Las empresas públicas, privadas y mixtas que se dediquen a tal actividad podrán vender su producción a un gran consumidor o a una empresa distribuidora, construyendo sus líneas de transmisión, si fuera el caso, o directamente a la ENEE. En la transmisión, el Estado se reserva para sí la conducción de la operación del Sistema de Transmisión y el Centro de Despacho. Los interesados en conectarse al SIN deberán construir sus propias instalaciones de interconexión. Los propietarios de instalaciones de transmisión o distribución permitirán la conexión de cualquier empresa eléctrica o grandes consumidores que así lo soliciten, mediante el uso remunerado de sus líneas.

Ahora bien, con respecto al segmento de la distribución, la ley prevé que la ENEE debe proceder a

dividir el país en zonas, de forma tal que de ellas resulten empresas viables y económicamente rentables. Esta actividad se debe realizar en un lapso de 12 meses, después de la entrada en vigencia de la ley. Adicionalmente, las empresas prestatarias del servicio podrán contar con facilidades de generación, cuando ésta sea la única forma de prestar el servicio, es decir, la forma más económica de hacerlo, de acuerdo con el criterio de la CNEE.

La ley define regímenes de propiedad en cada uno de los segmentos. Así, en la producción coexistirán empresas públicas, privadas y mixtas, mientras que en la transmisión, la empresa es pública. Por su parte, en la distribución podrán participar empresas privadas, municipales o cooperativas. Adicionalmente, la ENEE está obligada a vender, total o parcialmente, sus sistemas de distribución, iniciando dicho proceso seis meses después de establecidas las zonas de distribución.

El nuevo mercado eléctrico estará inicialmente constituido por usuarios regulados, sean éstos grandes consumidores o no, así como por las empresas de producción y distribución, agregándose la empresa pública de transmisión. Se ha previsto que la CNEE podrá recomendar al Gabinete Energético, para su aprobación, la conveniencia de desregular, en el futuro, ciertas porciones del mercado. En particular, serían sujeto de tal tratamiento los grandes consumidores y las empresas de distribución.

En el caso de venta de energía eléctrica a la ENEE, la ley prevé que si tal operación se realiza a iniciativa de la empresa generadora, la ENEE pagará las compras al costo marginal de corto plazo; pero si resulta de una licitación, el precio será el definido en dicho proceso.

Las empresas distribuidoras deberán suscribir con las empresas generadoras contratos de suministro por plazos que no sean inferiores a cinco años, en los que se establezcan todas las condiciones de este servicio. Asimismo, las distribuidoras están obligadas a suministrar la electricidad demandada por cualquier usuario. Otros aspectos de la distribución y comercialización se refieren a: i) las empresas distribuidoras podrán exigir a los usuarios que se beneficien de una nueva obra,

incluida la electrificación rural, un aporte que será reembolsado con posterioridad; y ii) los usuarios podrán demandar a las empresas de distribución por daños resultantes de la suspensión del servicio o de cambios en las condiciones técnicas del suministro, etc.

A su vez, por medio de su centro de despacho, la ENEE efectuará la planificación, coordinación, supervisión y control de las operaciones de las centrales generadoras y de líneas de transmisión y subestaciones que pertenecen al SIN. Según la ley marco, el centro despachará las unidades de todas las empresas generadoras, analizando económicamente la energía producida y la no servida. Las atribuciones del centro de despacho son:

- i) Coordinar, supervisar, controlar y analizar la operación del SIN, incluyendo las interconexiones internacionales;
- ii) Coordinar la programación del mantenimiento preventivo de las instalaciones del SIN; y
- iii) Obtener y procesar la información necesaria para cumplir sus funciones.

El sistema de precios previsto supone que las tarifas de generación reflejarán el costo marginal del suministro. En la compra en barras del SIN se establecen los precios de nodo, resultantes de incrementar los costos marginales a nivel de generación, mediante factores que consideren las pérdidas en dichos sistemas. En el cálculo de las tarifas de barra se tomará el promedio estabilizado de los costos marginales proyectados en un horizonte de cinco años, aunque se prevé una simplificación de la metodología de cálculo, en el caso de empresas con una capacidad inferior a 1,000 kW.

A la transmisión en las redes de interconexión con el SIN, se fijan tarifas que reflejan los costos medios de dichos sistemas. A fin de establecer las tarifas, el costo total de transmisión corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, calculados suponiendo una gestión eficiente; a su vez, la anualidad se estima sobre la base de los activos netos revaluados de las instalaciones, la vida útil y la tasa de actualización fijada por la CNEE.

Las tarifas a los usuarios finales deberán incluir las tarifas en barra, el peaje por transmisión y el valor agregado por concepto de distribución. Este último deberá basarse en el concepto de empresa modelo eficiente, incluyendo:

- i) Costos asociados al servicio, independientes de la potencia y energía del abonado;
- ii) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y
- iii) Anualidad de la inversión, suponiendo costos de inversión normales, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada, y considerando el valor neto revaluado de las instalaciones correspondientes, su vida útil y la tasa de actualización.

Las tarifas a los consumidores finales, con excepción de los residenciales, deberán cubrir entre el 100 y el 120% del costo total del suministro. Para los consumidores residenciales se establece la siguiente escala de cobertura del costo de suministro: i) en consumos superiores a 500 kWh mensual se cobrará el 110% del costo; ii) en consumos entre 301 y 500 kWh, no menos del 100%; iii) en consumos entre 101 y 300 kWh, no menos del 80%, y iv) en menores de 100 kWh, el 45%.¹⁷ Se han definido fórmulas de ajuste automático de las tarifas que contemplan cambios en los precios de los combustibles o en la tasa oficial de cambio. En el proceso de revisión y aprobación de tarifas para los consumidores finales, la CNEE celebrará audiencias públicas, con objeto de permitir la participación de los usuarios en dicho proceso. Estas tarifas tendrán una vigencia de cinco años, pudiendo ser recalculadas si el monto resultante de la aplicación de las fórmulas de ajuste llegara a ser igual al valor original de las tarifas.

El proceso de planificación corresponde, en primera instancia, a la ENEE por lo que se refiere a la producción y a la transmisión. Luego, estos planes se presentan a la CNEE y tienen carácter indi-

cativo. La parte de distribución estará a cargo de las empresas distribuidoras. Por último, estos planes se someten al Gabinete Energético para su aprobación final.

Con respecto a la electrificación rural, la ley marco crea un fondo social de desarrollo eléctrico, el cual será administrado por la ENEE y servirá para financiar los estudios y obras de electrificación con interés social. A dicho fondo harían aportes anuales el gobierno central y todas las empresas del subsector.

Las interconexiones regionales no han sido consideradas de forma explícita en las reformas a la industria eléctrica hondureña. La ley marco del subsector eléctrico define a la ENEE como encargada de celebrar contratos de importación, así como de exportación de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente y los usos y procedimientos ya establecidos. Adicionalmente, se establece que las empresas productoras podrán exportar energía eléctrica, una vez cubiertas las necesidades nacionales.¹⁸

Los aspectos ambientales, si bien no han sido considerados en forma sistemática en el proceso de reforma de la industria de Honduras, en la ley marco se han incorporado algunas consideraciones sobre la protección y conservación del medio ambiente. En particular, cabe mencionar que los nuevos proyectos de generación y transmisión deberán acatar disposiciones legales en materia de preservación ambiental. Toda la infraestructura de la industria eléctrica deberá adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y los ecosistemas involucrados, cuidando las reglamentaciones de emisión de contaminantes, así como las que en el futuro establezca la Secretaría de Estado en el Despacho del Ambiente (SEDA).

5. Nicaragua

La reforma de la industria eléctrica de Nicaragua se inició con algunas acciones implementadas a

¹⁷ Esto implica un subsidio en dos tramos a los usuarios con consumos inferiores a 300 kWh por mes. Si bien el tramo inferior responde a preocupaciones de equidad social, el otro es más cuestionable, ya que dichos niveles de consumo implican un equipamiento mayor.

¹⁸ Esto podría limitar la instalación de proyectos regionales en Honduras.

principios de 1995, mediante decretos del Poder Ejecutivo. El anteproyecto de ley que define el alcance total de dicha reforma se encontraba, a mediados de 1995, sometido a revisión del Poder Ejecutivo, para su posterior presentación al Poder Legislativo.

a) Situación de la industria con anterioridad al proceso de reformas

Se pueden identificar tres períodos en la historia de la industria eléctrica de Nicaragua. En el primer período, previo a 1958, coexistían empresas privadas y municipales, que generaban mediante unidades diesel y distribuían localmente. En 1958 el gobierno creó la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF), a fin de iniciar un programa de electrificación, conformando asimismo el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este período se mantuvieron las empresas privadas, en particular de distribución, y se crearon varias cooperativas de electrificación rural. Esta situación cambió radicalmente en 1979, con la creación del INE y la posterior nacionalización de todas las empresas privadas, y la incorporación de las cooperativas de electrificación rural, ocasionada por sus problemas financieros y técnicos. De esta forma, la industria eléctrica de Nicaragua se constituyó, a inicio de los años ochenta, como un monopolio de propiedad pública verticalmente integrado.

Posteriormente, el gobierno también asignó al INE funciones relacionadas con los hidrocarburos y las fuentes alternas de energía, así como con la planificación energética, de forma tal que dicho instituto se convirtió en el organismo rector del sector energético. Asimismo, se le adscribió la Empresa de Petróleos de Nicaragua (PETRONIC), la cual tenía como función principal la importación de los suministros de hidrocarburos para el país. En resumen, en una sola institución, el INE, se concentraban funciones normativas, reguladoras y empresariales del sector energético.

El primer cambio a esta estructura se dio con la reforma a la ley orgánica del INE, en abril de 1992, la cual contemplaba la posibilidad de que el INE

delegara, firmara contratos u otorgara concesiones para el desarrollo de proyectos energéticos o de sistemas específicos. Bajo estas cláusulas se negociaron los contratos para la exploración, explotación y desarrollo del campo geotérmico San Jacinto, y para la instalación y operación de una central constituida por unidades diesel, con una capacidad total de 28.5 MW.¹⁹ Ambos proyectos se encontraban en etapa de construcción hacia fines de 1994.

En consecuencia, a fines de 1994 las funciones normativa y reguladora estaban concentradas en el INE. Es interesante mencionar que la ley sobre la industria eléctrica aprobada en 1957 nunca fue derogada. Dicha ley establecía los límites funcionales de una Comisión de Energía, de acuerdo con los siguientes puntos: i) regular la generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica; ii) estimular la inversión de capital privado en las actividades de la industria, asegurándole una justa rentabilidad, y iii) fijar los requisitos para el otorgamiento de concesiones y permisos. Sin embargo, a partir de la creación del INE, éste ignoró los alcances de dicha ley, ya que su ley orgánica le otorgaba la función de formular y revisar el sistema nacional de precios de energía y tarifas, las cuales eran sometidas al Poder Ejecutivo para su correspondiente aprobación. En dicha ley orgánica no existía ninguna referencia acerca del nivel y la estructura de las tarifas, ni sobre la rentabilidad exigida a dicha institución.

La industria eléctrica estaba conformada por el INE —como empresa verticalmente integrada, con generación, y el monopolio de la transmisión y la distribución— y por una empresa de producción (INTERGEOTERM), cuya obra estaba aún en fase de construcción. Por otro lado, el INE continuaba teniendo el centro de despacho de carga, como responsable de la operación del sistema nacional y de los intercambios de energía eléctrica con los países del bloque sur de la Interconexión Regional de América Central.

Con el propósito de mejorar la eficiencia del sector, introducir competencia donde fuera factible, movilizar recursos financieros de la iniciativa

¹⁹ Este contrato se interrumpió durante 1995.

privada para poder concretar las expansiones del sistema energético y evitar que la falta del suministro de energía se convirtiera en un obstáculo para el crecimiento económico, el Gobierno de Nicaragua inició, en 1994, los estudios necesarios para introducir reformas legales, reguladoras, institucionales y empresariales en el sector, desconcentrando las funciones que realizaba INE en los diferentes ámbitos. Dichos estudios fueron financiados por el BID.

b) Descripción de la reforma

La propuesta realizada por el estudio mencionado contemplaba, como elemento básico, la separación de las funciones normativas, reguladoras y empresariales del INE, lo cual se traduciría en las siguientes acciones institucionales:

- i) Creación de los niveles normativo y regulador para todo el sector energía;
- ii) Creación del nivel empresarial en la industria eléctrica de propiedad pública; y
- iii) Reestructuración de la industria eléctrica nacional.

A este respecto, las principales acciones llevadas a cabo hasta el presente son las siguientes:

i) Creación de la empresa eléctrica Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), decretada el 1 de noviembre de 1994, por el Poder Ejecutivo, considerando que se requiere organizar una empresa estatal, con giro comercial, para el suministro del servicio público de energía eléctrica, la cual comprendería los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización. Las funciones de esta nueva empresa son las siguientes:

- 1) Generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica.
- 2) Comprar y vender energía eléctrica.
- 3) Investigar las necesidades presentes y futuras de energía eléctrica.

4) Investigar y explotar los recursos convencionales y no convencionales para la producción de energía eléctrica.

5) Elaborar el Plan de Expansión de la Empresa para el corto, mediano y largo plazos.

6) Coordinar el Centro Nacional de Control de Carga y la operación del Sistema Interconectado Nacional.

En este contexto, la ENEL no sólo generaría con sus propias centrales, sino que también compraría a los productores independientes y a los cogeneradores. El patrimonio inicial de esta empresa se integró con los bienes muebles e inmuebles, instalaciones, etc., que pertenecían al antiguo INE.

ii) Creación y consolidación de los niveles normativo y regulador en el INE. Paralelo a la creación de la ENEL, se conformó un nuevo INE, en el que sólo quedaron las funciones normativas del antiguo organismo, agregando las reguladoras. Su ámbito de acción cubre todo el sector energía.

iii) Preparación de un anteproyecto de ley de la industria eléctrica. El nuevo INE, junto con otros ministerios del Gobierno de Nicaragua, preparó un anteproyecto de ley de la industria eléctrica, el cual se encuentra actualmente a consideración del Poder Ejecutivo. La reforma contemplada en este anteproyecto es a fondo, pues propone una desintegración vertical del INE mediante la separación de los segmentos de generación, transmisión y distribución, así como la desintegración horizontal de la generación y la distribución, con la posible presencia de varias empresas.

c) Nueva estructura de la industria eléctrica

Para evaluar la futura organización de la industria eléctrica en Nicaragua se ha tomado como base la versión del anteproyecto de ley de junio de 1995. Tanto el nivel normativo como el regulador cubrirán todo el sector energía. El primer nivel corresponderá a un Ministerio u organismo del Estado, designado por la Presidencia, el cual no fue definido en el anteproyecto de ley. En cambio,

el nivel regulador lo ejercerá el INE, responsable de la aplicación de la ley de la industria eléctrica.

La función de regulación que ejercerá el INE tiene como objetivo «propiciar la adecuada y eficiente prestación del servicio de electricidad, cuidando por su continuidad, calidad y cobertura, y velando por impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posiciones dominantes en el mercado» (Artículo 11 del anteproyecto de ley).²⁰

Entre las principales funciones reguladoras del INE se pueden citar:

i) Defensa de los derechos de los consumidores;

ii) Otorgamiento, prórroga y cancelación de las licencias de generación y transmisión, así como de las concesiones de distribución;

iii) Aprobar y controlar las tarifas de venta de energía eléctrica de las empresas de distribución a los pequeños y medianos consumidores;

iv) Velar por la calidad del servicio eléctrico;

v) Clasificar a los consumidores de acuerdo con su consumo (grande, mediano y pequeño), y

vi) Supervisar el cumplimiento de las normas de seguridad operativa y de control ambiental de las diferentes empresas, etc.

El presupuesto del INE será financiado mediante un cargo aplicado en las tarifas por el servicio de regulación, el cual no podrá ser superior al 1.5% de la facturación de cada una de las empresas dentro de la industria eléctrica.

La nueva estructura de la industria eléctrica en Nicaragua, una vez realizados todos los cambios pertinentes, se caracterizará por una desintegración vertical, a causa de la separación de los segmentos de generación, transmisión, distribución y

comercialización, y por una desintegración horizontal, dada la existencia de varias empresas de generación y de distribución. El anteproyecto de ley define sólo el régimen de propiedad para la empresa de transmisión, la cual será pública; sin embargo, en las otras empresas no existe limitación alguna, por lo que se deduce la posibilidad de coexistencia entre empresas de régimen diverso (públicas, privadas, mixtas, municipales, etc.)

La actividad de producción de energía eléctrica estará totalmente liberada, de modo que cualquier agente económico podrá instalar sus centrales de generación, limitada sólo al cumplimiento de las normas de seguridad y de protección del medio ambiente. Por su parte, la transmisión operará con la modalidad de acceso abierto, por lo que todos los agentes económicos participantes de las actividades de la industria eléctrica o los consumidores no regulados podrán transportar electricidad de un punto a otro, a través de las instalaciones de la empresa de transmisión, sujeto al pago correspondiente. Esta actividad de transporte en alta tensión estará a cargo de una empresa pública que tendrá bajo su responsabilidad también el centro nacional de despacho de carga y las interconexiones con los países vecinos. En estos dos primeros segmentos de esta industria se requerirá una licencia de operación.

A su vez, la distribución y comercialización de energía eléctrica será cumplida por diferentes empresas, mediante una concesión. Estas empresas están autorizadas a instalar generación propia hasta 5 MW, cuando se encuentren integrados al Sistema Interconectado Nacional. Dicha limitación no se aplicará a los sistemas aislados.

El mercado eléctrico se conformará, entonces, por las empresas de producción de electricidad, transmisión y distribución, así como por los clientes (regulados o no). Ahora bien, cualquier generador podrá suscribir contratos de compraventa de electricidad con otros generadores, distribuidores o grandes consumidores, de acuerdo con las disposiciones correspondientes. Por su parte, las empresas concesionarias de distribución y

²⁰ El anteproyecto de ley define como posición dominante la ejercida por un actor económico, cuando atienda más del 25% del mercado de sus servicios.

comercialización deberán mantener capacidad suficiente, mediante contratos con empresas generadoras, para garantizar la demanda de energía eléctrica en sus áreas de concesión, en un horizonte de 24 meses.

El anteproyecto de ley identifica a los grandes consumidores como aquellos con una carga superior a los 2 MW, los cuales podrán escoger una empresa de generación para el suministro de electricidad, pagando los servicios de transporte de la empresa de transmisión y de la empresa concesionaria de distribución, en la zona donde se ubica tal consumidor. Sin embargo, se establece también que las empresas de distribución estarán obligadas a suministrar energía eléctrica a cualquier persona ubicada en su zona de concesión.

Otros elementos importantes en el segmento de la distribución se refieren a: i) la posibilidad de las empresas de distribución para solicitar a los usuarios aportes reembolsables en efectivo destinados a la construcción de las obras requeridas para su abastecimiento; ii) el servicio de alumbrado público, que estará regido por un contrato entre la empresa pública y la respectiva alcaldía municipal; iii) la obligación de realizar una encuesta de calidad, etc. Adicionalmente, se establece la responsabilidad de los agentes económicos presentes en la industria eléctrica por daños materiales ocasionados a la propiedad de sus clientes, a cuyo fin deberán constituir un fondo de reserva.

La operación del SIN estará a cargo de la empresa pública de transmisión, a través del Centro Nacional de Despacho de Carga, y su objetivo consiste en atender la demanda de energía eléctrica mediante la eficiente utilización de los recursos disponibles, asegurando la máxima confiabilidad y calidad del suministro. Las instrucciones emanadas de este centro de despacho son de carácter obligatorio para todas las empresas que operan en el SIN.

Las principales funciones del Centro Nacional de Despacho de Carga serán las siguientes:

i) Realizar la operación del SIN, incluyendo las interconexiones internacionales, al mínimo costo, y en forma segura y confiable;

ii) Coordinar la programación del mantenimiento preventivo y correctivo en el SIN;

iii) Elaborar el reglamento de operación del SIN;

iv) Determinar el valor de los intercambios de corto plazo en el mercado de ocasión resultantes de la operación del SIN, de acuerdo con el reglamento, y

v) Registrar y contabilizar la energía eléctrica producida por cada empresa generadora y entregada a cada empresa de distribución o gran consumidor.

Asimismo, se creará un Consejo de Operación, cuya función principal será el establecimiento y la fiscalización de los aspectos técnicos que garanticen una operación segura, confiable y económica del SIN, en forma integrada. Dicho Consejo estará conformado por representantes de las diferentes empresas que se encuentren operando en el SIN.

El nuevo sistema de precios contemplará un régimen de precios libres y uno de precios regulados. El primero comprenderá las transacciones entre empresas generadoras, cogeneradoras, autoproductoras, empresas de distribución y grandes consumidores, así como las importaciones y exportaciones de energía eléctrica. El régimen de precios regulado abarcará las ventas de energía de las empresas de distribución a los consumidores finales, pequeños y medianos, los peajes por transporte de energía y las remuneraciones al Centro Nacional de Despacho de Carga.

El anteproyecto de ley establece que el régimen tarifario para los consumidores finales (pequeños y medianos) deberá estar orientado por los principios de eficiencia económica (costos marginales) y autosuficiencia financiera, para las empresas de distribución y comercialización. En la definición de las tarifas para los consumidores finales regulados, el anteproyecto de ley establece que en la fórmula de cálculo se tomarán en cuenta: i) costos de compra de energía eléctrica, la cual debe ser adquirida mediante un proceso competitivo; ii) costos de inversión de las redes de distribución; iii) costos de protección al ambiente, y

iv) gastos de administración, operación y mantenimiento, por unidad de potencia máxima suministrada. Para cuantificar los niveles de pérdida de energía y potencia, se utilizarán como referencia los niveles característicos de empresas eficientes comparables. Estas tarifas podrán incluir ajustes automáticos por concepto de variación en el costo de la compra de energía eléctrica, debido a cambios en el costo del combustible.

Por su parte, las tarifas por los servicios de transporte (peaje), tanto para la transmisión como para la distribución, así como por los servicios prestados por el Centro Nacional de Despacho de Carga, serán definidos por el ente regulador (INE). Estas tarifas se calcularán basándose en la cantidad de energía y potencia transmitidas, los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas eléctricas del sistema involucrado, bajo el supuesto de que dichos sistemas han sido dimensionados en forma óptima desde el punto de vista económico.

Con referencia al proceso de planificación de las inversiones, la función correspondiente a los sistemas de generación y de transmisión corresponde al nivel normativo, por medio del ministerio encargado por el poder ejecutivo. Sin embargo, la planificación de los sistemas de distribución estará bajo la responsabilidad de las correspondientes empresas de distribución, a base de los criterios determinados por el INE, como ente regulador. Los planes de expansión resultantes deberán cumplir con diversos criterios como mínimo costo, confiabilidad, flexibilidad, respetando las regulaciones ambientales. Conviene mencionar que los planes de expan-

sión de la producción y la transmisión son de carácter indicativo, de forma que ninguna entidad será responsable de la seguridad de suministro de electricidad al país.

Con respecto a la electrificación rural, tema de gran importancia en un país con un índice de cobertura de sólo 50%, ésta será responsabilidad directa del gobierno, el cual destinará recursos presupuestarios por conducto de los organismos competentes. Asimismo, el gobierno impulsará estrategias que permitan el uso de fuentes alternas de energía para el suministro de electricidad.

El proceso regional de interconexión eléctrica no figura explícitamente en el proceso de reforma sectorial. Sin embargo, existen las correspondientes previsiones para que el Centro de Despacho de Carga administre los correspondientes intercambios internacionales de electricidad y los contratos correspondientes.

El tema ambiental ha merecido la inclusión de un capítulo especial en el anteproyecto de ley. Dicho capítulo contempla que los diferentes actores de la industria eléctrica deben dar cumplimiento a las disposiciones reguladoras pertinentes, así como a las normas técnicas, bajo la vigilancia y control del INE y del Ministro de Recursos Naturales y Medio Ambiente (MARENA). Adicionalmente, la ley estipula que la evaluación sistemática de los impactos ambientales, en cualquiera de las etapas, será responsabilidad de los agentes propietarios, quienes deberán tomar las medidas de control, reducción y compensación de dichos impactos. Por último, se establece el procedimiento a seguir en caso de urgencias.

III. PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DE LA GENERACION EN EL SUBSECTOR ELECTRICO REGIONAL

En este capítulo se presentan las proyecciones de demanda y planes de equipamiento de los sistemas eléctricos de los países centroamericanos, cuyo conocimiento servirá para evaluar las posibilidades de proyectos de generación regionales. Se ha incluido el sistema panameño, con lo que el mercado de la energía eléctrica se amplía 23%; sin embargo, el énfasis se pone en el desarrollo de los cinco países centroamericanos.

Se han tomado en cuenta algunas actualizaciones²¹ de los planes de expansión de los países, correspondientes a revisiones finalizadas en el período comprendido entre febrero de 1994 y febrero de 1995. Inicialmente se analizan las proyecciones de demanda de energía eléctrica, y luego se aborda el tema de los programas para expandir la generación, que representa el 80% o más de las inversiones del sector.

1. Proyecciones de la demanda

El cuadro 13 contiene las proyecciones de demanda (requerimientos de energía, o sea, ventas de

energía más pérdidas) para el período 1995-2005. Asimismo, aparecen en dicho cuadro los resultados históricos obtenidos en el período 1990-1994. A continuación se exponen los aspectos más relevantes de las proyecciones, a nivel regional y por país.

a) En promedio los cinco países centroamericanos proyectan un crecimiento en el período 1995-2005 de 5.5% para la energía y de 5.5 % para la potencia, cuyo ritmo es más intenso en el quinquenio 1995-2000 (6.5 y 6.3% de energía y potencia, respectivamente), lo cual parece razonable en el corto plazo, si se compara con el desempeño registrado durante el quinquenio 1990-1994 (6.7% de la potencia y 7% de la energía). Así, en un período de 12 años se estaría duplicando los requerimientos de potencia, de manera que en el 2005 la demanda de potencia se habría incrementado 87% con respecto a la registrada en 1994 (aproximadamente 222 MW/año).

b) Pese a las diferencias entre los crecimientos estimados en cada país, se espera que en el 2005 continúen manteniendo una posición relativa si-

²¹ En la evaluación presentada se utilizó la información de los planes de expansión de los países contenida en los siguientes documentos:

-INE, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (1994-2013), Dirección General de Planificación, febrero de 1994.

-IRHE, Actualización del Plan de Expansión. Sistema de Generación. Informe Final, Departamento de Plancamiento del Sistema Eléctrico, Gerencia Nacional de Desarrollo, marzo de 1994.

-ENEE/CIDA, Honduras: Power System Master Plan, Summary Report, SNC-Shaawinigan Inc./CINSA, mayo de 1994.

-INDE, Plan Nacional de Electrificación. Resumen Ejecutivo, Departamento de Planificación, mayo de 1994.

-ICE, Planes de Expansión de la Generación (Escenario Base), julio de 1994.

-MONENCO AGRA, CEL, Plan de expansión del sistema de generación y análisis costo-beneficio, febrero de 1995.

Cuadro 13

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	Costa Rica			El Salvador			Guatemala			Honduras			Nicaragua		
	GWh	MW	%	GWh	MW	%	GWh	MW	%	GWh	MW	%	GWh	MW	%
1990	3,697	682	61.9	2,166	412	60.0	2,317	452	58.5	1,939	351	63.1	1,319	253	59.5
1991	3,813	718	60.6	2,236	448	57.0	2,425	495	55.9	2,092	377	63.3	1,399	271	58.9
1992	4,079	763	61.0	2,369	476	56.8	2,712	553	56.0	2,314	433	61.0	1,459	286	58.2
1993	4,384	814	61.5	2,797	530	60.3	2,950	579	58.2	2,533	447	64.7	1,486	296	57.3
1994	4,683	858	62.3	3,064	566	61.8	3,237	624	59.2	2,307	453	58.1	1,528	312	55.9
1995	4,850	933	59.3	3,198	598	61.0	3,562	683	59.5	2,918	529	63.0	1,886	342	63.0
1996	5,123	985	59.4	3,308	609	62.0	3,781	723	59.7	3,023	548	63.0	2,007	364	62.9
1997	5,403	1,037	59.5	3,463	638	62.0	4,025	767	59.9	3,130	567	63.0	2,151	390	63.0
1998	5,692	1,092	59.5	3,617	666	62.0	4,279	814	60.0	3,297	597	63.0	2,327	422	62.9
1999	6,002	1,150	59.6	3,815	702	62.0	4,541	861	60.2	3,500	634	63.0	2,520	457	62.9
2000	6,327	1,211	59.6	4,042	732	63.0	4,810	910	60.3	3,707	671	63.1	2,757	500	62.9
2001	6,667	1,275	59.7	4,281	776	63.0	5,107	961	60.7	3,918	709	63.1	2,967	538	63.0
2002	7,021	1,342	59.7	4,499	815	63.0	5,423	1,016	60.9	4,135	748	63.1	3,181	578	62.8
2003	7,388	1,410	59.8	4,695	851	63.0	5,760	1,075	61.2	4,356	788	63.1	3,419	620	63.0
2004	7,764	1,481	59.8	4,884	885	63.0	6,119	1,137	61.4	4,587	830	63.1	3,662	664	63.0
2005	8,123	1,547	59.9	5,080	920	63.0	6,501	1,204	61.6	4,824	873	63.1	3,915	710	62.9
Tasas de crecimiento															
1990-2019	6.1	5.9		9.1	8.3		8.7	8.4		4.4	6.6		3.7	5.4	
1995-2020	5.1	5.9		4.7	4.4		6.8	6.5		8.2	6.8		10.3	8.2	
2000-2020	5.2	5.1		4.9	4.6		6.2	5.7		5.5	5.5		7.6	7.6	
1995-2020	5.1	5.5		4.7	4.5		6.5	6.2		6.9	6.1		8.9	7.8	

/Continúa

Cuadro 13 (conclusión)

RESUMEN

	Centroamérica			Panamá			Total Bloque Norte			Total Bloque Sur			Total de la región		
	GWh	MW	%	GWh	MW	%	GWh	MW <u>a/</u>	MW <u>b/</u>	GWh	MW <u>a/</u>	MW <u>b/</u>	GWh	MW <u>a/</u>	MW <u>b/</u>
1990	11,439	2,150	60.7	2,738	464	67.4	4,483	864	815	9,693	1,750	1,652	14,176	2,614	2,467
1991	11,964	2,309	59.2	2,894	489	67.6	4,660	943	890	10,198	1,855	1,751	14,858	2,798	2,641
1992	12,932	2,511	58.8	3,002	518	66.2	5,081	1,029	971	10,854	2,000	1,888	15,935	3,029	2,859
1993	14,151	2,666	60.6	3,193	541	67.4	5,747	1,109	1,047	11,597	2,098	1,980	17,344	3,207	3,027
1994	14,819	2,813	60.1	3,437	592	66.3	6,301	1,190	1,123	11,955	2,215	2,090	18,256	3,405	3,213
1995	16,414	3,085	60.7	3,518	595	67.5	6,760	1,281	1,209	13,172	2,399	2,264	19,932	3,680	3,473
1996	17,242	3,229	61.0	3,696	625	67.5	7,089	1,332	1,257	13,849	2,522	2,380	20,938	3,854	3,638
1997	18,172	3,399	61.0	3,879	656	67.5	7,488	1,405	1,326	14,563	2,650	2,501	22,051	4,055	3,827
1998	19,212	3,591	61.1	4,069	688	67.5	7,896	1,480	1,397	15,385	2,799	2,642	23,281	4,279	4,039
1999	20,378	3,804	61.2	4,266	722	67.5	8,356	1,563	1,475	16,288	2,963	2,796	24,644	4,526	4,271
2000	21,643	4,024	61.4	4,468	756	67.5	8,852	1,642	1,550	17,259	3,138	2,961	26,111	4,780	4,511
2001	22,940	4,259	61.5	4,668	790	67.5	9,388	1,737	1,639	18,220	3,312	3,125	27,608	5,049	4,765
2002	24,259	4,499	61.6	4,915	832	67.5	9,922	1,831	1,728	19,253	3,500	3,303	29,175	5,331	5,031
2003	25,618	4,744	61.6	5,174	875	67.5	10,455	1,926	1,818	20,337	3,693	3,486	30,792	5,619	5,303
2004	27,016	4,997	61.7	5,444	921	67.5	11,003	2,022	1,908	21,457	3,896	3,677	32,460	5,918	5,585
2005	28,443	5,254	61.8	5,727	969	67.5	11,581	2,124	2,005	22,589	4,099	3,868	34,170	6,223	5,863
Tasas de crecimiento															
1990-2019	6.7	7.0		5.9	6.3		8.9	8.3	8.3	5.4	6.1	6.1	5.8	5.7	5.7
1995-2020	6.5	6.1		4.5	4.2		5.8	5.5	5.5	6.3	6.0	6.0	6.5	6.3	6.3
2000-2020	5.7	5.5		5.0	5.0		5.6	5.2	5.2	5.6	5.6	5.6	5.5	5.4	5.4
1995-2020	6.1	5.8		4.8	4.6		5.7	5.4	5.4	6.0	5.8	5.8	5.5	5.4	5.4

a/ Demanda máxima no coincidente

b/ Estimación de la demanda máxima coincidente

milar, en cuanto a su participación en el mercado eléctrico de la región. Por ende, los países del bloque norte representarían 34% del mercado eléctrico regional, y los del bloque sur el 66% restante. Si se compara con lo registrado en 1994, ello significa un decrecimiento de 0.5% en la participación del bloque norte.²²

c) Los requerimientos de generación de Costa Rica aumentarán a 8,123 GWh en el último año de estudio, a una tasa de crecimiento promedio anual de 5.1%, inferior a la obtenida en el período 1990-1994 (6.1%). La demanda máxima se elevará a 1,547 MW en el año 2005, a una tasa de 5.5%. Debe observarse que no se refleja el efecto de los programas de ahorro y uso eficiente de la energía en los pronósticos de ese país, aunque sí existen programas de conservación.

d) El Salvador proyecta incrementar sus requerimientos de energía a 5,080 GWh al finalizar el período considerado, lo que equivale a una tasa de crecimiento anual de 4.7%, valor bastante inferior al promedio histórico presentado entre 1990 y 1994 (9.7%).²³ Por su lado, la demanda máxima alcanzaría 920 MW al final del período (4.5% de aumento promedio anual), mejorando el factor de carga del sistema.

e) En las proyecciones de demanda de Guatemala se estima una tasa de crecimiento de 6.5% en el período 1995-2005, incrementándose los requerimientos de energía eléctrica a 6,501 GWh. Al igual que en El Salvador, esta tasa también es inferior a la observada en el período 1990-1994 (8.7%). La demanda máxima alcanzaría 1,204 MW, a una tasa promedio anual de 6.2%, mejorando así el factor de carga.

f) En Honduras los requerimientos de generación se incrementarían a una tasa promedio anual de 6.9% durante todo el período de referencia, ritmo también inferior al observado en el período

1990-1993 (9.3%). Los requerimientos de generación llegarían a 4,824 GWh en el 2005; por su lado, la demanda máxima se elevaría a 873 MW, a una tasa de 6.1%, mejorando el factor de carga.

g) Nicaragua presentaría la mayor tasa de crecimiento (10.3%) de la región entre 1995-2005, duplicando los requerimientos de generación a 3,915 GWh en el último año. Estos valores son definitivamente altos, si se comparan con los registros históricos del período 1990-1994 (3.7%); sin embargo, la situación económica durante esos años era recesiva y también existía una demanda restringida por los racionamientos presentados. La demanda máxima aumentaría a 710 MW (8.2% anual), decreciendo el factor de carga.

h) Aunque es innegable el progreso alcanzado por las empresas eléctricas nacionales en cuanto a las metodologías de proyección de demanda, parece necesario realizar un mayor esfuerzo en la relación y aplicación de los modelos para la proyección de la demanda en el corto y mediano plazos, así como en la discusión de las bases e hipótesis que la sustentan. La tarea se complica sobre todo por la demanda restringida que sigue existiendo por lo menos en cuatro de los países y las incertidumbres para satisfacer las necesidades de esos sistemas en los próximos años.

2. Programas de ampliación de los sistemas de generación nacionales

Los programas individuales de expansión de los sistemas de generación de los países incluyen la adiciones de nuevas centrales que les permitirían satisfacer los incrementos de la demanda. Además, las empresas eléctricas podrían retirar plantas antiguas que ya han cumplido su vida útil. Asimismo, en algunos países dichos planes consideran la rehabilitación de unidades existentes, principalmente centrales termoeléctricas de mayor tamaño cuyo refaccionamiento requiere períodos

²²No debe olvidarse que con la entrada de la línea de interconexión El Salvador-Honduras, prevista a fines de 1998, y con los reforzamientos de las redes de interconexión, en el futuro tendrá menos sentido hacer referencia a los bloques interconectados actuales.

²³Las proyecciones anteriores, hechas por los especialistas de la CEL, mostraban una expansión mucho mayor; sin embargo, en la última actualización del Plan, la institución multilateral que financió los estudios cuestionó las premisas macroeconómicas de aquéllas. Las nuevas proyecciones son bastante conservadoras, ya que aun en el corto plazo prevén crecimientos entre 3.4% y 4.7%, que no parecen acordes con el programa económico del país.

Cuadro 14

PLANES DE EXPANSION NACIONALES

Año	MW	Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua		Panamá	
1995	232	Toro 1, 24 Autop. 1, 8	H H	Diesel Privado 80	T	Cogenerador II, 36 Bobos 10 Zunil I. 24	B H G	Autoprod. 39	T	Diesel 5 T. Gas 35	T T		
1996	402.5	D. Gutiérrez 20 Toro 2, 66 T. Gas, 36 Autop. 2, 34 Autop. 3, 20	H H T H H	Aguachapán II, 7	G	Cogenerador III, 40	B	Diesel 2 x 12	T	Diesel 5 x 5.5	T	C. Combinado 128	T
1997	383	Miravalles II, 55 Autop. 4, 57	G H	Aguachapán III, 10 Berlín 2 x 26	G T	Matanzas, Cuevas 36 Vapor 100 Cogenerador IV, 40	H T B	Nacaome 1 Diesel 12	H T	San Jacinto 20	G	Rehab. B. Minas 37.5	T
1998	366	Angostura, 177 Miravalles III, 55	H G	Aguachapán IV, 20	G	R. Hondo y Pasab. 40 Cogenerador V. 10	H B	Diesel 2 x 12	T	San Jacinto 2 x 20	G		
1999	237					13 Aguas, P. Verde 57	H	El Cajón 120	H	San Jacinto 2 x 20 P. Argüello 20	G G		
2000	490	Autop. 5, 115	H	5 de Noviembre 80 Carbón 141	H T	Amatitlán 20	G	Diesel 3 x 12	T	Larreynaga 20	H	Esti I. 38 T. Gas 40	H T
2001	224	Autop. 6, 35	H			Santamaria 60 Zunil II, 20	H G	T. Gas 34	T	T. Gas 35	T	T. Gas 40	T
2002	217					Palín 8 Tecuamburro 50	H G	Diesel 3 x 12	T	T. Gas 35	T	Esti II. '88	H
2003	463	T. Gas, 2 x 36	T			El Palmar 23	H	El Cangrejal 80	H	Brito 250	H	Gualaca 38	H
2004	473	T. Gas, 2 x 36	T	Carbón 141	T	Camotán 59	H	Diesel 3 x 12	T			Barú 165	H
2005	531	Guayabo 234	H			Orégano 69	H	Patuca 193	H	El Hoyo 35	G		
TOTAL	4,018.5	1,090.0		531.0		702.0		596.0		562.5		537.0	
Hidroeléctricas	2,195.0	760.0		80.0		362.0		394.0		270.0		329.0	
Geotérmicas	468.0	110.0		89.0		114.0				155.0			
Otros	166.0	40.0				126.0							
Térmicas	1,189.5	180.0		362.0		100.0		202.0		137.5		208.0	

Notas: H: Hidroeléctricas; G: Geotérmicas; T: Térmicas (turbina de gas, diesel, vapor a base de búnker o carbón y ciclos combinados); E: Eólicas; B: Cogeneración con bagazo de caña. Otros: Incluye eólicas y cogeneración; Autop.: Generador independiente.

de hasta dos años. Otro punto interesante es que, en algunos casos, los planes de expansión son de tipo indicativo, pues representan bloques de generación con características definidas (tipo de generación y factor de planta), cuyo desarrollo y operación se encargaría a inversionistas privados.

En el cuadro 14 se presenta un resumen, por país, de las adiciones a la generación, en el período 1995-2005. Algunas observaciones sobre estos programas de expansión se formulan a continuación.

a) Los cinco países centroamericanos proyectan instalar entre 1995 y 2005 un total de 3,481

MW, 53.6% de los cuales (1,866 MW) son hidroeléctricos, el 28.2% (981.5 MW) térmicos a base de combustibles fósiles, el 13.4% (468 MW) geotérmicos y el restante 4.8% (166 MW) corresponde a proyectos de cogeneración en Guatemala y 40 MW en centrales eólicas de Costa Rica. El ritmo de crecimiento de la expansión de la generación es de 316.5 MW/año. Incluyendo Panamá, el programa de expansión de generación se incrementaría un 15% (537 MW); así, en el Istmo Centroamericano se estarían construyendo, en promedio, 365 MW/año. El cuadro 15 muestra un resumen, por tipo de generación, de las adiciones planificadas para la región. Se incluyen en dicho cuadro los retiros considerados en cada plan.

Cuadro 15

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LAS ADICIONES DE GENERACION, 1995-2005

(MW)

	Total a/	Hidro	Geotermia	Termo	Otros	Retiros
Total Istmo	4,019	2,195	468	1,190	166	-286
Centroamérica	3 481	1 866	468	982	166	-223
Bloque Sur	2,786	1,753	265	728	40	-150
Costa Rica	1,090	760	110	180	40	-27
Honduras	596	394	-	202	-	-20
Nicaragua	563	270	155	138	-	-40
Panamá	537	329	-	208	-	-63
Bloque Norte	1,233	442	203	588	126	-136
El Salvador	531	80	89	362	-	-40
Guatemala	702	362	114	226	126	-96

a/ En el total únicamente se incluyen las adiciones de potencia de los nuevos proyectos; no se han descontado los retiros. En la clasificación, «otros» se abarcan proyectos eólicos (en Costa Rica) y de cogeneración (en Guatemala).

b) El programa de ampliación de Costa Rica es el mayor del Istmo y contempla la adición de 1,090 MW. La generación hidroeléctrica del programa representa un 73.3% de las adiciones e incluye las centrales Toro I y II, Daniel Gutiérrez, Angostura y El Guayabo, que totalizan 521 MW. Adicionalmente, seis centrales de empresas autoproductoras desarrollarían proyectos hidroeléctricos por un total de 239 MW. Los requeri-

mientos de energía de base serán complementados por las centrales geotérmicas Miravalles II y III, con una capacidad instalada de 110 MW. Para la cobertura de la demanda pico se incluyen 180 MW de turbinas de gas. Costa Rica es el único país que considera el uso de fuentes nuevas y renovables, por medio de dos proyectos eólicos de 20 MW, uno de ellos a cargo de la iniciativa privada.

c) Por su parte, la instalación de 531 MW en El Salvador significa la menor potencia adicionada en la región.²⁴ En la generación hidroeléctrica sólo se prevé la expansión de la central 5 de Noviembre (80 MW). En centrales geotérmicas se instalarán 89 MW. Las adiciones térmicas están constituidas por un generador independiente, que inició operaciones a mediados de 1995, y el desarrollo de una carboeléctrica, en dos etapas, con una potencia efectiva total de 282 MW. En de estas cifras no se incluye la rehabilitación de la termoeléctrica de Acajutla, iniciado durante 1994.

d) En Guatemala se programa la instalación de 702 MW en nuevas centrales, 362 MW de los cuales corresponden a centrales hidroeléctricas. Entre las más importantes sobresalen Santa María II (60 MW, descontando el retiro de la pequeña central existente en dicho sitio), El Palmar (23 MW), Camotán (59 MW) y Orégano (64 MW); éstas se complementan con ocho centrales hidroeléctricas cuyas capacidades son de 10 MW o menores. El plan considera 114 MW de centrales geotérmicas en Zunil (44 MW), Amatitlán (20 MW) y Tecumburro (50 MW). En cuanto a plantas termoeléctricas, se incluyen una de vapor III, de 100 MW, y cogeneración en ingenios azucareros que aportarán 126 MW al sistema. Varias centrales hidroeléctricas, así como la geotérmica de Zunil, se desarrollan con participación de la iniciativa privada.

e) Honduras proyecta ampliar 596 MW su capacidad de generación, 66% de los cuales (394 MW) corresponde a hidroeléctricas y el restante 34% a térmicas (202 MW), principalmente generadores diesel y turbinas de gas. Las adiciones hidroeléctricas incluyen Nacaome (20 MW), la expansión de El Cajón (120 MW), Cangrejal (80 MW) y Patuca (193 MW). En cuanto al componente termoeléctrico, se considera en el corto plazo la incorporación de un autoproducer que adicionará 39 MW al sistema. En esas cifras no se contemplan la rehabilitación del parque térmico existente ni la instalación de las turbinas de gas prestadas por México (60 MW) a raíz de la crisis,

dos de las cuales empezaron a operar a fines de 1994 y comienzos de 1995, respectivamente.

f) El plan de expansión de Nicaragua considera la instalación de 562.5 MW, 48% de los cuales (270 MW) corresponde a hidroeléctricas, 28% (155 MW) a geotérmicas y el 24% restante (137.5 MW) a termoeléctricas, a base de derivados del petróleo. Las adiciones hidroeléctricas provienen de los proyectos Larreynaga (20 MW) y Brito (250 MW). En el caso de esta última central, a causa de algunas dudas sobre las consecuencias ambientales que provocaría su construcción, el INE cuenta con un programa alternativo a dicho proyecto. La componente geotérmica está integrada por las centrales San Jacinto (100 MW en tres etapas) y El Hoyo (35 MW), y por la tercera unidad de Patricio Argüello (20 MW). El complemento térmico se conforma con tres turbinas de gas (105 MW) y una central de combustión interna (29 MW), a cargo de un generador independiente. El proyecto geotérmico San Jacinto se está desarrollando con participación privada. No se incluyen en las cifras anteriores las correspondientes a la rehabilitación de las centrales térmicas programada en principio para 1995.

g) Los planes de ampliación estimaron un escenario favorable de los precios del petróleo, acorde con las previsiones de organismos especializados, lo cual explica el hecho de que en cuatro países centroamericanos las adiciones térmicas y la participación de dicha componente continuaría aumentando. Únicamente en El Salvador se incluyen carboeléctricas; sin embargo, en otros países este tipo de centrales se contemplaron dentro del proceso de evaluación de los respectivos planes.

h) Con respecto a la capacidad total a instalarse, resaltan tres niveles: en el primero se encuentra Costa Rica (1,090 MW y el 31% de las adiciones); en el segundo, Guatemala (702 MW, y el 20% de las adiciones); y en el tercero Honduras, Nicaragua y El Salvador, con adiciones de 596, 563 y 531 MW (entre 17 y 15% de las adiciones). Además de poseer el mayor sistema, la capacidad añadida

²⁴ Consecuente con las bajas previsiones en el crecimiento de la demanda, el plan salvadoreño también muestra menores requerimientos de nueva generación que las previsiones anteriores. La evolución durante 1995 y 1996 debe dar las pautas a la CEL para optar por planes alternativos y actualizar su plan de expansión a partir de una hipótesis de crecimiento mayor para la demanda.

en el sistema costarricense proviene de adiciones hidroeléctricas.

i) Las adiciones de termoeléctricas a base de combustibles fósiles son mayores en El Salvador (362 MW), Honduras (202 MW) y Nicaragua (138 MW). En el caso de Costa Rica debe aclararse que los 180 MW considerados corresponden a turbinas de gas, que operarán con bajo factor de planta, principalmente para cubrir la carga de punta y durante los meses de estiaje. En Guatemala, además de una central de vapor de 100 MW se consideran adiciones de cogeneración en ingenios azucareros (126 MW), los cuales requerirán derivados del petróleo (sobre todo búnker) para poder operar fuera de la temporada de zafra. Solamente este país ha contemplado la cogeneración dentro de sus planes de expansión.

j) Con excepción de Honduras, todos los países incluyen proyectos geotérmicos. Nicaragua es el que adiciona la mayor cantidad de ese tipo de centrales (155 MW), seguido de Guatemala (114 MW), Costa Rica (110 MW) y El Salvador (89 MW).

k) Tomando como referencia el año 1994, con excepción de El Salvador, los restantes países incrementaron la participación de la generación a base de recursos autóctonos. El índice de autoproducción eléctrica de la región, o sea, la participación de la hidroelectricidad, la geotermia y las fuentes nuevas, sería del 68% en el año 2000 y del 73% en el 2005. Destaca el caso de Costa Rica, que tendría una autosuficiencia de 100% y dispondría de excedentes de energía hidroeléctrica para exportación. (Véase el cuadro 16.)

Cuadro 16

CENTROAMERICA: EVOLUCION ESPERADA DE LA AUTOSUFICIENCIA ELECTRICA

(Porcentajes)

	1994	2000	2005
Total	64	68	73
Costa Rica	82	100	100
El Salvador	57	53	42
Guatemala	49	59	68
Honduras	62	56	65
Nicaragua	36	49	75

l) La participación de generación privada será relevante casi en todos los países, pero su forma de participación presentará diferencias aún no precisadas, debido a que la reestructuración del subsector apenas se halla en proceso en varios países.

3. Debilidad de los programas de expansión

Excepto Costa Rica, los países han enfrentado serios problemas para poner en marcha sus planes de expansión. La mayor parte de las adiciones realizadas por dichos países durante el período 1990-1995 no correspondieron a recomendaciones de los planes, sino a decisiones de las empresas para afrontar situaciones de virtual desabastecimiento. La debilidad de los programas de expansión de esos países continúa manifestándose en la falta de estudios de reinversión y de financiamiento, no sólo en proyec-

tos de generación, sino también en la transmisión y distribución de electricidad. La carencia de marcos reguladores sólidos, el retraso de los programas de ajuste y reordenamiento, así como la falta de un tratamiento comercial de las empresas eléctricas públicas, parecen ser la causa de las dificultades para acceder a financiamientos de la banca multilateral o atraer a los inversionistas privados. La mayor parte de los proyectos de generación, incluso varios ya identificados dentro del corto y mediano plazos, no cuentan con estudios de factibilidad. Asimismo, están retrasadas las gestiones de financiamiento con la banca multilateral. Por otra parte, es frecuente que, cuando se ha recurrido a la iniciativa privada, ésta ha enfrentado problemas en la obtención de financiamiento para ejecutar determinados proyectos de generación, y ya se han dado varios ejemplos de incumplimiento de los potenciales generadores independientes.

IV. EVALUACION DE ESQUEMAS DE GENERADORES PRIVADOS ACTUALMENTE EN OPERACION

En el transcurso de la presente década, los países centroamericanos, como respuesta a la crisis de abastecimiento eléctrico, han comenzado a ensayar nuevas estrategias a fin de encontrar soluciones que les permitan normalizar el suministro de energía eléctrica y evitar racionamientos. En los últimos cuatro años estos racionamientos vienen sucediéndose en forma reiterada, lo que representa una traba para cualquier perspectiva de desarrollo y competitividad del sector industrial de la región. Uno de los elementos de esta nueva estrategia consiste en la apertura al sector privado del segmento de la generación de electricidad, por medio de contratos de largo plazo que incluyen obligaciones de inversión en nuevas instalaciones de producción y, eventualmente, de transporte, así como la compraventa de la energía producida, a un precio pactado, bajo condiciones de suministro preestablecidas entre éstos y las empresas públicas de electricidad.

Como ya se expuso, en todos los procesos de reforma de los marcos reguladores de los países del Istmo Centroamericano se ha contemplado la participación de la empresa privada. Sin embargo, las primeras experiencias en la región indican que tres factores se han constituido como los principales obstáculos para asegurar su eficiencia y un menor costo para la sociedad. Estos factores son la debilidad institucional, la ausencia de marcos reguladores adecuados y las situaciones de virtual desabastecimiento eléctrico que han vivido, en

mayor o menor grado, cinco de los seis países de la región. Las condiciones anteriores, sumadas al reducido tamaño de los sistemas de la región, han sido determinantes en impedir la creación de verdaderas condiciones de competencia en el segmento de la generación con la participación de los nuevos actores.

En algunos países la participación de empresas privadas en la producción de electricidad ya es significativa, precisamente por el tamaño de los sistemas y por el rezago en las inversiones del subsector. A nivel regional, la generación privada participó con sólo 0.3% de la generación total (40 GWh) en 1992, mientras que en los dos años siguientes su participación se incrementó a 4.8% (673 GWh) y 7.1% (1,045 GWh), respectivamente. De acuerdo con los planes de expansión y los contratos firmados y en proceso, se esperan incrementos aun mayores en los próximos años. El cuadro 17 muestra un resumen, por país, de la situación en agosto de 1995, para proyectos de generación privada en operación, contratados y en etapa de gestión para su desarrollo posterior (estudios, contratos iniciales y licitación).

A continuación se describen los aspectos más importantes de la participación privada en la generación de cada uno de los países y, posteriormente, en los casos de centrales en operación o con contrato, se presenta un breve análisis de los esquemas utilizados y de las principales características de los contratos.

Cuadro 17

CENTROAMERICA: RESUMEN DE LOS PROYECTOS DE
GENERACION PRIVADA EN OPERACION,
CONSTRUCCION Y GESTION ^{a/}

(MW)

	Total	Operación	Contratados	Gestión
Total	1,671.8	501.7	378.0	792.1
Costa Rica	650.9	27.5	153.3	470.1
El Salvador	80.0	80.0	-	-
Guatemala	545.4	228.2	185.2	132.0
Honduras	205.5	166.0	39.5	
Nicaragua	190.0	-	-	190.0

^{a/} Información hasta agosto de 1995. Las cifras de las centrales en operación se refieren a capacidades contratadas.

1. Participación del sector privado en la generación de energía eléctrica en Centroamérica. Estado actual

a) Costa Rica

Es el único país en el cual la participación de la generación independiente fue antecedida por la elaboración, discusión y aprobación de las leyes respectivas. Anteriormente la participación del sector privado en la actividad de la industria eléctrica se veía entorpecida por la exigencia legal de aprobación por parte del Poder Legislativo para aquellas empresas que requirieran instalar plantas con capacidad superior a los 368 kW. En 1989, debido a la conjunción de factores internos y externos, se impulsó la inserción del sector privado en la producción de energía eléctrica y se declaró de interés público la compra de energía por parte del ICE a las generadoras privadas. Estas tendencias se vieron plasmadas en la sanción de la ley 7200, en octubre de 1990, en la cual se define con mayor claridad la participación privada en el segmento de la generación. El 21 de marzo de 1991 fue publicado el decreto 20346-MIRENEM, que reglamentaba la ley en mención. Posteriormente, en mayo de 1995, la Asamblea Legislativa aprobó la ley 7508, que modifica la ley 7200, profundizando la reforma de la industria eléctrica de Costa Rica.

consistían en que no se habían creado condiciones de competencia y no existían incentivos reales para optimizar las compras de energía por parte del ICE. Por un lado, el ICE declara la elegibilidad de los proyectos en función de criterios técnico-económicos que consideran la factibilidad del proyecto, pero que no lo ponen en competencia con otros proyectos privados; es decir, no es elegido el mejor proyecto desde el punto de vista de la minimización de costos para el sistema nacional, sino el que llega primero al trámite administrativo. Por otra parte, tampoco el sector privado debe competir en un concurso de precios para la construcción de las centrales convocado por el ICE, en aquellos proyectos que tiene en cartera pero que considera conveniente sean construidos y operados por empresas privadas.

Los cambios contenidos en el decreto 7508 permitirán al ICE introducir condiciones de competencia. Mientras que la ley 7200 admitía sólo proyectos de menor tamaño, especialmente pequeñas hidroeléctricas, se supone que las modificaciones introducidas en la nueva ley promoverían el desarrollo de proyectos de mayor tamaño y con capacidad de regulación, en el caso de hidroeléctricas. Además, el ICE estará en condiciones de reducir la incertidumbre en el desarrollo de algunos proyectos.

En la ley 7200, los puntos más cuestionales para la inserción del sector privado en la generación

La generación privada termoeléctrica a base de combustibles ha quedado descartada, aun la

cogeneración mediante bagazo de caña, que eventualmente podrían producir en forma continua utilizando otro tipo de combustible en períodos fuera de la zafra. Se procura así la reducción de las emisiones de contaminantes, que en la industria eléctrica significa disminuir generación termoeléctrica a base de combustibles fósiles.

De acuerdo con las leyes mencionadas, la generación independiente funciona por medio de contratos tipo BOOT (concesión de construcción, posesión y operación de la central, y su transferencia a la empresa eléctrica pública al final del período de concesión).²⁵

El precio promedio actual de compra de energía a los productores privados en Costa Rica es del orden de los 63 dólares/MWh. Se fija anualmente en función de un criterio algo confuso, ya que tiene en cuenta el concepto de costo evitado y el de costo marginal de largo plazo elaborado por el ICE. La legislación establece que a los contratos celebrados durante el período de vigencia del nivel tarifario autorizado se aplicará dicho nivel de precios sumándole los ajustes por inflación. Sin embargo, a un contrato de un proyecto similar firmado en otro período tarifario se asignaría otro precio (mayor o menor), creando una figura de aparente discriminación en función de las estimaciones de costos del ICE, y un problema administrativo motivado por la existencia de múltiples contratos con precios diferentes. Ni los poderes públicos ni el ICE tienen oficialmente cuantificado el impacto que las compras de energía tendrían sobre las finanzas de la empresa pública.

Los problemas relativos a la inserción del sector privado en la industria eléctrica se discuten en el Comité Consultivo de Alto Nivel, en el cual participan el Ministro de Energía, el Director del SNE, el Director Sectorial de Energía del MIRENEM, representantes tanto del sector privado organizados en la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE) como de las organizaciones sindicales. En esta mesa de diálogo se exponen las principales preocupaciones de los

actores y se estudian los problemas planteados en forma organizada a través de subcomisiones que se ocupan específicamente de los temas a resolver.

En el clima prevaleciente en el ámbito de los inversionistas privados sobresale la buena relación entre las partes involucradas. La aprobación de la elegibilidad de un proyecto por parte del ICE constituye un respaldo a estos inversionistas para la consecución de los financiamientos. Por otro lado, existe una alta capacidad en la ingeniería local, cuya mayor parte proviene de la experiencia del ICE, pues un fuerte grupo de los consultores se formó en ese instituto.

El interés de la iniciativa privada se demuestra por la gran cantidad de solicitudes presentadas, a tal grado que hasta noviembre de 1994 se había autorizado un número suficiente de concesiones, alcanzando el 15% de participación establecido por la ley (alrededor de 160 MW). Los planes de expansión del ICE ya incluyen proyectos privados. Según información proporcionada por la Asociación Costarricense de Productores Privados de Energía (ACOPE), se han identificado proyectos que representan unos 700 MW. Además de los proyectos hidroeléctricos, también se está analizando la aprobación de una central eólica, la cual requerirá consideraciones contractuales especiales.

En el marco de la ley 7200, hasta agosto de 1995 se encontraban operando 27.5 MW provenientes de empresas privadas de generación. Se habían contratado proyectos por una potencia de 153.3 MW, y se encontraban en trámite de elegibilidad 21 proyectos que incorporarían una potencia adicional de 413.8 MW, mientras que el ICE estudiaba varios proyectos con una capacidad de 56.4 MW. De esta forma, el potencial total que el sector privado podría aportar en los próximos años al subsector eléctrico de Costa Rica se ubica en alrededor de 650 MW. (Véase el cuadro 18 y las notas explicativas al pie de dicho cuadro.)

²⁵ Otros esquemas comúnmente utilizados son los denominados BOO (construir, poseer y operar) y ROM (rehabilitación, operación y mantenimiento).

Cuadro 18

COSTA RICA: PROYECTOS DE GENERACION INDEPENDIENTE

(Situación al 21 de octubre de 1994)

Resumen

	Cantidad	Capacidad contratada (kW)
Total	74	617,996
Centrales en operación	9	11,304
Proyectos contratados	13	137,232
Elegibilidad concedida	21	170,973
En estudio	31	298,487
Centrales hidroeléctricas	64	463,496
Centrales geotérmicas	1	19,300
Centrales con bagazo de caña	2	9,000
Centrales eólicas	7	126,200

Nombre del proyecto	Clase	Ubicación del proyecto	Capacidad contratada (kW)
A. En operación			11,304
Eléctrica Tapezco	H	Tapez Alfaro Ruíz	80
Coopejibaye	H	Pejibaye Turrialba	125
San Gabriel	H	Aserri, San José	200
San Rafael	H	San Rafael, Naranjo	300
Santa Rufina	H	Sarchi Norte, Valv. Verga	400
Caño Grande	H	Venecia, San Carlos	1,995
El Angel	H	Cinchona, Alajuela	3,850
Azucarera El Viejo	B	Filadelfia, Guanacaste	4,000
La Lucha	H	Desamparados, San José	354
B. Contratados			137,232
Taus	1 H	Jiménez, Cartago	1,950
Platanar	1 H	Platanar, San Carlos	15,000
Ganadera Montezuma	1 H	Guanacaste	822
Los Negritos	1 H	Venecia, San Carlos	50
Rebeca I	1 H	San Carlos, Alajuela	50
Don Pedro	2 H	Sarapiquí, Heredia	14,000
Aguas Zarcas	2 H	San Carlos, Alajuela	13,100
Ampliación Suerkata	2 H	Vera Blanca, Sarapiquí	16,760
San Lorenzo	3 H	Alajuela	15,000
Volcán 3X	3 H	Sarapiquí, Heredia	17,000
Río Lajas	3 H	Guayabo, Turriaba	10,000
Doña Julia	4 H	Puerto Viejo, Sarapiquí	16,000
La Paz	4 H	Cinchona, Alajuela	17,500
C. Con declaratoria de elegibilidad			170,973
Dos Novillos	H	Guácimo, Limón	563
Poas I y II	H	San Pedro de Poas	1,400
Altrojas	H	Bajos del Toro, Alajuela	1,470
El Gato	H	Jiménez, Cartago	13,000
San Valentín	H	Guapiles, Limón	14,300
La Esperanza	H	La Tigra, San Carlos	5,000
Proyecto Eólico Privado	E	Tilarán, Guanacaste	19,800
Quebrada Azul	H	Florencia, San Carlos	250

/Continúa

Cuadro 18 (Conclusión)

Nombre del proyecto	Clase	Ubicación del proyecto	Capacidad contratada (kW)
Guácimo	H	Guácimo, Limón	7,000
Tenorio II	H	Canas, Guanacaste	3,500
Queb. Honda, Joyas	H	Paraíso, Cártago	500
La Vieja	H	San Carlos, Alajuela	3,000
Sarapiqui	H	Sarapiqui, Heredia	16,000
El Embalse	H	Ciudad Quesada, Alajuela	1,997
Florencia	H	Florencia, San Carlos	20,000
Parismina	H	Guácimo, Limón	7,500
Molinos de Viento, Arenal	E	Tilarán, Guanacaste	20,000
Chuta	H	El Castillo, La Fortuna	593
Bagaces	H	Bagaces, Guanacaste	15,000
Arch. Generación	H	Sarapiqui, Heredia	19,800
Caño Grande II	H	San Carlos, Alajuela	300
D. Con solicitud de elegibilidad			298,487
Buena Vista	H	Pérez Zeledón, San José	20,000
Tuis	H	Tuis, Turrialba	1,500
Santa Clara I	H	San Carlos, Alajuela	4,900
Saret I	G	Bagaces, Guanacaste	19,300
San Luis I	H	Pérez Zeledón, San José	19,966
San Luis II	H	Pérez Zeledón, San José	19,968
Río Banano-Asunción	H	Limón, Limón	20,000
Guayabo 2000	E	Bagaces, Guanacaste	20,000
Turbinas de Viento de C	E	Tilarán, Guanacaste	20,000
Energía Eólica	E	Bagaces, Guanacaste	20,000
Caño Grande III	H	Venecia, San Carlos	1,953
Cañas 2000	E	Bagaces, Guanacaste	20,000
Suerkata	H	Vara Blanca, Sarapiqui	700
Acroenergía	E	Bagaces, Guanacaste	6,400
Providencia	H	Copey, Dota, San José	19,000
Roncador	H	Copey, Dota, San José	19,600
Río Limón	H	Coto Brus, Puntarenas	20,000
Río Navarro	H	San Francisco, Cártago	1,200
Pedregoso	H	Pérez Zeledón, San José	7,000
Pejibaye	H	Jiménez, Cártago	17,000
Vientos de Energía	H	Tilarán, Guanacaste	20,000
Tenorio I	H	Canas, Guanacaste	1,000
Don Rafael	H	Sarapiqui, Heredia	15,000
La Anita	H	Orosi, Cartago	149
Don Eladio	H	Guásimo, Limón	3,975
Bagaces-Piedras	H	Bagaces, Guanacaste	14,200
La Angelita	H	Cinchona, Alajuela	1,000
Sarapiqui-Angel	H	Cinchona, Alajuela	8,000
Poas-Angel	H	Cinchona, Alajuela	3,500
Taboga	H	Cañas, Guanacaste	5,000
Río Blanco	H	Coronado, San José	10,000

Notas: H Hidroeléctricas 1 En avanzado estado de construcción
 B Cogeneración, bagazo de caña 2 Se ha iniciado la construcción
 E Eólicas 3 Se cree poco probable que este proyecto se concrete
 G Geotérmicas 4 No se conoce el grado de avance de este proyecto
 Al 31 de agosto de 1995, la situación era la siguiente:

Centrales en operación:	27.5
Proyectos con contrato:	153.4
Proyectos con elegibilidad:	413.8
Con solicitud:	56.4
Total:	651.1

b) El Salvador

La participación de la empresa privada se inició en mayo de 1994, con la firma de un contrato de generación para una central térmica entre la CEL y la compañía TRIGEN Energy Corporation, firma que posteriormente cedió sus derechos al consorcio formado por Coastal Corporation, de capital estadounidense, y la Casa Castro, de capital local. Las operaciones comenzaron en julio de 1995; funcionan 17 motores diesel, cada uno de 5.5 MW, que suman una capacidad instalada de 93 MW y entregan su producción en 115 kV a la subestación Nejapa.²⁶ La capacidad contratada es de 80 MW por un período de 20 años. Con la inclusión de este generador independiente, la capacidad instalada en El Salvador ascenderá a 906 MW.

A raíz de la confidencialidad de la información acordada entre las partes, no se tuvo a la vista el contrato suscrito; sin embargo, se sabe que un equipo especializado de la CEL empezó a trabajar desde mediados de 1993 con el objetivo de proponer y negociar las mejores condiciones para esta contratación, a partir del análisis de experiencias tanto de la región como de otros países latinoamericanos. Las instalaciones realizadas por la CEL durante 1992 y 1993 le permitieron contar con cierto margen de maniobra para negociar con menores presiones los contratos con los actores privados, situación diferente a la ocurrida en otros países de la región, en donde ya se registraban o amenazaban con presentarse problemas de racionamiento de electricidad. Se debe poner de relieve que dicho contrato se firmó antes de la aprobación de las nuevas leyes del sector energético, las cuales, en sus versiones de anteproyecto, establecen la creación de un ente regulador del sector y un marco regulador del subsector eléctrico.

Opiniones expresadas por técnicos de la CEL coinciden en que la apertura hacia la participación privada se encuentra de alguna manera frenada

por las exigencias desmesuradas que dicho sector plantea. La CEL tiene interés en impulsar una política agresiva de desarrollo de la cogeneración, sobre la base de que existe una decena de ingenios en condiciones de vender sus excedentes a la red pública por un total de 111 MW, con una inversión estimada de 100 millones de dólares. Esto permitiría resolver los problemas de equipamiento de corto plazo. La disminución de la generación térmica significa un ahorro de divisas y a la vez permite diferir el programa de inversiones de la CEL. Los costos de inversión unitarios de la empresa actualmente representan 2,300 dólares/kW en la geotérmica; 1,390 dólares/kW en la hidroelectricidad y 1,665 dólares/kW en el carbón. Por ende, los 1,000 dólares/kW en cogeneración serían competitivos. Quizás el mayor obstáculo sea la transición por la que atraviesa la industria azucarera, lo cual podría atrasar los proyectos de cogeneración.

c) Guatemala

En la actualidad, Guatemala es el país centroamericano que muestra la mayor participación de generación independiente, situación que obedece a condiciones muy particulares. En primer lugar, los continuos retrasos en los planes de expansión del subsector y la postergación de mantenimientos mayores en varias centrales, provocaron una paulatina reducción de los márgenes de reserva del sistema eléctrico; sumado a ello, las adversas condiciones meteorológicas ocasionaron serios racionamientos durante 1991 y 1994. En segundo lugar, influyó el endurecimiento de las relaciones con la banca internacional de desarrollo, que incluso llevó a revocar en 1992 la utilización de un préstamo aprobado desde 1986 para finalizar la construcción de la central geotérmica de Zunil I (20 MW). Por su parte, el INDE, evidenciando su inmovilismo, instaló su última unidad generadora en 1985, consistente en una turbina de gas usada donada por la Agencia Internacional de los Estados Unidos para el Desarrollo (AID).

²⁶ Se trata de motores diesel modelo Wartsila 18V32. Las principales actividades de Costal están relacionadas con la comercialización, explotación y producción de petróleo, gas y carbón, además de poseer algunas centrales térmicas que operan como generadores independientes en varios países. La Casa Castro se ha dedicado al desarrollo de obras de ingeniería y a la distribución de equipos y servicios a la industria.

Cuadro 19

GUATEMALA: PROYECTOS DE GENERACION INDEPENDIENTE

(Situación al 31 de diciembre de 1994)

A. Resumen general

	Cantidad	Capacidad contratada (kW)
Total	21	595,400
Generadores independientes existentes	4	157,200
Generadores actuales	4	36,000
Centrales en construcción y contrato	11	259,200
Cogeneradores futuros y ampliaciones	2	143,000

B. Resumen por tipo de generación

	Cantidad	Capacidad contratada (kW)
Total	22	530,400
Centrales hidroeléctricas	11	164,200
Centrales geotérmicas	1	24,000
Cogeneración en ingenios	6	179,000
Centrales térmicas	4	163,200

C. Productores independientes actuales y futuros

Nombre del proyecto	Tipo de contrato	Tipo de central	Ubicación del proyecto	Capacidad contratada (kW)	Entrada en operación
Total				416,400	
1. En operación				157,200	
ENRON	BOO	D	Puerto Quetzal	100,000	1992
Stewart	ROM	TG	Escuintla	50,000	1994
El Capullín	A	H	Escuintla	4,000	1991
INTECSA a/	BOO	D	Petén	3,200	1993
2. En construcción				109,000	
Orzunil I	BOOT	G	Quezaltenango	24,000	1995

/Continúa

Cuadro 19 (Conclusión)

Nombre del proyecto	Tipo de contrato	Tipo de central	Ubicación del proyecto	Capacidad contratada (kW)	Entrada en operación
Río Bobos-Fabrigás	BOOT	H	Izabal	10,000	1995
TAMPA	BOO	TG	Escuintla	75,000	1995
3. Contratados				150,200	
Trece Aguas, S.A.	BOOT	H	Alta Verapaz	10,000	1997
Tecnoguat, S.A.	BOOT	H	Baja Verapaz	10,000	1997
Papeles Elaborados, S.A.	BOOT	H	Santa Rosa	10,000	1997
Selmeca	BOOT	H	Suchitepéquez	1,200	1997
IMDC	BOOT	H	Quezaltenango	25,000	1997
Pasabien	BOOT	H	Zacapa	10,000	1998
EDC-Río Hondo	BOOT	H	Zacapa	30,000	1998
Hidro-Mopán	BOOT	H	Petén	12,000	1998
Renace, S.A.	BOOT	H	Alta Verapaz	42,000	1999

D. Programa de cogeneración en ingenios azucareros

Ingenio	Ubicación	Capacidad contratada				
		1994	1995	1996	1997	1998
Total capacidad contratada	36,000	47,000	96,000	174,000	179,000	
Existentes		36,000	36,000	70,000	104,000	109,000
Concepción	Escuintla	12,000	12,000	15,000	25,000	25,000
Magdalena	Escuintla	4,000	4,000	5,000	14,000	14,000
Pantaleón	Escuintla	12,000	12,000	20,000	30,000	35,000
Santa Ana	Escuintla	8,000	8,000	30,000	35,000	35,000
Futuros			11,000	26,000	70,000	70,000
La Unión	Escuintla		6,000	6,000	30,000	30,000
Madre Tierra	Escuintla		5,000	20,000	40,000	40,000

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA).

Notas: 1. La capacidad instalada de los cogeneradores era de 41 MW a fines de 1994. La capacidad contratada corresponde a la garantizada durante el periodo de zafra, que empieza en noviembre del año especificado y finaliza en mayo del siguiente año.

2. En agosto de 1995 ya se encontraba en operación la hidroeléctrica Río Bobos y la turbina de gas de TAMPA. Por otra parte, se había rescindido el contrato ROM para operar la turbina de gas Steward.

Nomenclaturas: H: Hidroeléctricas; G: Geotérmicas; TG: Turbinas de gas; D: Generadores ciclo diesel; A: Autoproducer; BOO: Construcción-posesión-operación; BOOT: Prevé transferencia al final del periodo de contratación; ROM: Rehabilitación-operación-mantenimiento.

a/ Sistema aislado.

La participación privada en Guatemala se empezó a considerar hacia fines de la década pasada, y se ha manifestado hasta la fecha bajo las modalidades de generadores independientes y de cogeneración. El cuadro 19 muestra un resumen de dichos proyectos. A continuación se hace una descripción de los proyectos contratados y en operación.

i) *Generadores independientes.* La Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA) es la titular de los siguientes contratos.

1) ENRON.²⁷ Representó la primera contratación de generación independiente, firmada a fines de 1991 por la EEGSA, como parte de una política conjunta con el INDE encaminada a satisfacer el abastecimiento eléctrico del país. Comenzó sus operaciones a fines de 1992; se instalaron 20 motores diesel de 5.5 MW cada uno (110 MW) en una barcaza situada en el Puerto Quetzal. La negociación incluyó también el financiamiento y construcción de una línea de 230 kV de aproximadamente 50 km de longitud y la construcción y ampliación de las subestaciones respectivas. El contrato fue inicialmente suscrito con la compañía estadounidense Texas-Ohio Corporation, la cual posteriormente cedió sus derechos a ENRON.

2) ENRON. En 1992 la EEGSA adquirió, por encargo del INDE, una turbina de gas marca Stewart Stevenson (40/50 MW en ciclos simple y cerrado), que se instaló en la subestación Escuintla, propiedad del INDE. Por existir diferendos sobre los procedimientos para la adquisición de la unidad, nunca se formalizó la transferencia de dichos activos al INDE; en vista de ello, EEGSA optó finalmente por contratar a ENRON, en septiembre de 1994, para la operación, rehabilitación y mantenimiento de dicha central, que reinició su servicio en diciembre de 1994.

3) TAMPA. En diciembre de 1994 se contrató a esta compañía para suministrar 75 MW. Fueron instaladas dos turbinas de gas, así como se efectuó la transformación necesaria para entregar di-

cha generación, en 230 kV, a la subestación Alborada, cercana a la ciudad de Escuintla. Se puso en marcha en junio de 1995 y existe la posibilidad de una futura ampliación a 110 MW, operando en un ciclo cerrado.

Por su parte, el INDE, al amparo del acuerdo 4-93, firmó 12 contratos, la mayoría de los cuales podría tipificarse más apropiadamente como carta intención (véase nuevamente el cuadro 19, sección C y cuadro 20 al final de este párrafo). En caso de materializarse, implicarían la adición de aproximadamente 187 MW, en el período 1995-2000. De estos 12 contratos, 10 corresponden a proyectos hidroeléctricos, uno a un proyecto geotérmico y el restante (único en servicio) es una central termoeléctrica diesel aislada, en la zona de El Petén, que tiene una potencia instalada de 3 MW. La hidroeléctrica del Río Bobos (10 MW), debía iniciar operaciones en mayo de 1995, pero tuvo un retraso a causa de fallas del transformador elevador. El mismo grupo que construyó este proyecto ya entrega energía a EEGSA, como autoproducer, mediante una minicentral hidroeléctrica de 3 MW, denominada El Capulín.

Cuadro 20

GUATEMALA: RESUMEN DE CONTRATOS DE GENERACION PRIVADA SUSCRITOS POR EL INDE

Tipo	Número de contratos	Capacidad (MW)
Total	12	187.5
Geotérmico	1	24.0
Hidráulico	10	160.2
Térmico	1	3.3

ii) *Cogeneradores y autoproduceres.* En 1987 se iniciaron las negociaciones entre el INDE, la EEGSA y los ingenios azucareros, los cuales tienen sus principales instalaciones ubicadas en la zona sur del país, precisamente en el área de operación de la empresa EEGSA. Durante 1989 y 1990 se formaron diferentes comisiones cuyo objetivo era analizar las metodologías para fijar los precios

²⁷ La principal actividad de ENRON es la exploración, manejo y producción de combustibles, además de operar varias centrales termoeléctricas.

de transferencia de los cogeneradores hacia las empresas eléctricas, y facilitar de esta forma la producción de energía por parte de los agentes privados. En estas tareas se contó con la cooperación de la AID. Actualmente, se encuentran en servicio 41.5 MW, conformados por los ingenios Pantaleón (14 MW), Santa Ana (12.5 MW), Concepción (10 MW) y Magdalena (5 MW).

Se pretende que el aporte futuro de la cogeneración a EEGSA se eleve a 179 MW en 1998, por medio de ampliaciones en los cuatro ingenios actuales y la incorporación de dos ingenios adicionales (véase nuevamente el cuadro 14, sección D).

El INDE, con el propósito de superar la crisis de suministro, ha venido adquiriendo energía de Cementos Novella (10 MW).

iii) *Otras negociaciones.* A fines de 1992, al amparo del acuerdo gubernamental específico, el INDE suscribió un contrato con Wartsila Diesel Inc. para el suministro, en una primera fase, de 44 MW, y en una segunda fase de hasta 88.7 MW, que serían entregados en Puerto Barrios. Por considerarla lesiva a los intereses de la nación, esta contratación fue rescindida por el gobierno a mediados de 1993. Posteriormente, el INDE convocó a fines de 1994 un concurso público para la instalación de una central térmica de hasta 150 MW, nuevamente en Puerto Barrios. Los grupos concursantes agregarían a la inversión prevista una línea de interconexión de 230 kV, de aproximadamente 260 km, hasta el sistema de transmisión guatemalteco. Hubiera sido éste el primer caso en el que se presentaría una real situación de competencia; sin embargo, al detectarse fallas en el procedimiento el Presidente de la República ordenó cancelar la licitación.

d) Honduras

Las contrataciones de generación privada en Honduras se han hecho en el marco de la mayor

crisis de suministro eléctrico ocurrida hasta la fecha en la región del Istmo Centroamericano. Los antecedentes de la participación de los actores privados son parecidos a los mencionados en la crisis de suministro de Guatemala, pero agravados por la alta dependencia de la componente hidráulica que ha existido en Honduras, principalmente en la producción de la central Francisco Morazán. Las tres principales situaciones que precedieron o acompañaron a la generación privada, se mencionan a continuación.

i) Frecuentes retrasos y postergaciones de los programas de equipamiento y mantenimiento. Entre 1989 y 1990 se llevó a cabo, con apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), una revisión de los planes de expansión de la ENEE, de la que surgió la recomendación de un programa de equipamiento a base de turbinas de gas y de unidades diesel de baja velocidad,²⁸ las cuales deberían instalarse a partir de 1992. Luego, en 1992, la CEPAL colaboró con la ENEE en la revisión de sus programas de expansión, y anticipó en ese estudio la inminente crisis de abastecimiento, motivo por el cual se recomendaba, como medida de emergencia, la instalación en el corto plazo de turbinas de gas, con una capacidad total de 125 MW en 1994, en el supuesto de que la ENEE iniciaría de inmediato un programa de rehabilitación y mantenimiento de su parque térmico.²⁹

ii) Alto crecimiento de la demanda. A nivel de generación neta disponible, tanto en el período 1985-1990 como entre 1990 y 1993, se registraron crecimientos del orden de 6.9%, que constituyen los más altos registrados en la región en esos años.

iii) Situación financiera difícil y complicaciones en la obtención de financiamiento con la banca internacional de desarrollo. Se conoce que Honduras hizo esfuerzos para concretar el financiamiento de las nuevas turbinas de gas, pero éste no pudo concluirse.

²⁸ Véase, PNUD/ENEE/Campero, Franklin, *Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de Honduras*, informe final, enero de 1990.

²⁹ Véase, CEPAL, *Subsector Eléctrico de Honduras: Análisis de la Expansión de la Generación* (LC/MEX/R.366), 5 de octubre de 1992.

En esas circunstancias, la ENEE firmó, en diciembre de 1993, un contrato con la empresa Electricidad de Cortés Sociedad Anónima (ELCOSA). Posteriormente, celebró otros contratos de generación privada, que se analizan a continuación (véase cuadro 21).

Cuadro 21

HONDURAS: RESUMEN DE CONTRATOS DE GENERACION PRIVADA SUSCRITOS POR LA ENEE

Compañía	Esquema	Capacidad (MW)
Total		205.5
ELCOSA	BOO	80.0
EMCE	ROM	86.0
LUFUSSA	BOO	39.5

i) *ELCOSA*. Esta empresa se había constituido con anterioridad para suministrar energía a varias industrias, reunidas en el grupo denominado Compañía Eléctrica de Honduras, S. A. de C. V. (HECO, por sus siglas en inglés de Honduras Electric Company). Por medio de este contrato, suscrito a fines de 1993, ELCOSA se comprometía a entregar a ENEE 24 MW a partir de abril de 1994, suministro que aumentaría a 60 MW a partir de diciembre del mismo año; esto último, a través de generadores diesel de media velocidad, con capacidad de 10 MW cada uno. En 1995 se acordó incrementar la capacidad de ELCOSA a 80 MW.

ii) *Puerto Cortés y La Ceiba*. Por medio de un concurso de características privadas se adjudicó, en septiembre de 1994, un contrato de tipo ROM (Rehabilitación, Operación y Mantenimiento) a la Empresa de Mantenimiento, Construcción y Electricidad S. A. de C. V. (EMCE), grupo industrial de capital local, luego de un proceso de negociación en el cual se descartó la mejor oferta por presentar exigencias inaceptables para la ENEE. Este contrato comprende la rehabilitación y operación de las centrales termoeléctricas de Puerto Cortés (60 MW) y La Ceiba (26 MW), con una potencia

instalada total de 86 MW, aproximadamente 54 MW de los cuales se incorporarían al sistema en febrero de 1994.

iii) *LUFUSSA*. A principios de 1995, la ENEE suscribió con la empresa Luz y Fuerza de San Lorenzo S. A. de C. V. (LUFUSSA) un contrato para el suministro de 39.5 MW y hasta 295 GWh/año. A tal fin se instalará una turbina de gas en la subestación Pavana, ubicada en la zona sur del país.

iv) *Otras contrataciones*. Mediante un proceso de licitación pública internacional se había llegado a un acuerdo con la firma AIPDC, de origen estadounidense, para instalar una turbina de gas, con posibilidad de operar con un ciclo de recuperación. Se trataba de una contratación bajo el esquema BOO, con una potencia instalada total de 110 MW, que entraría en servicio en ciclo simple con una potencia reducida a 75 MW, supuestamente a partir de febrero de 1995. El grupo inversionista debía construir, además, una línea de transmisión en 230 kV, de 12 km de longitud. La AIPDC finalmente tuvo dificultades para la consecución del financiamiento, por lo cual la ENEE se vio obligada a revocar la contratación. En sustitución se efectuó la mencionada contratación con LUFUSSA.

Es interesante reseñar las dificultades que afrontó la ENEE para impulsar la contratación con AIPDC. A diferencia de la contratación de ELCOSA, si existió un proceso licitatorio competitivo, el cual fracasó en el primer llamado, en 1993, en la fase de negociaciones precontractuales con la firma adjudicataria —Wartsila—, porque no hubo acuerdo ni en los niveles de precios ni en las garantías solicitadas por el oferente. En 1994 se realizó una segunda convocatoria y, si bien una cantidad apreciable de empresas adquirieron los pliegos de cotización, solamente se presentaron dos ofertas; una no cumplía con los requerimientos indicados, y por ello se negoció el contrato con el otro oferente. Esto pone de manifiesto las dificultades para establecer procesos de competencia en las actuales condiciones de crisis de las empresas públicas de la región.³⁰ En todos los casos citados de contratos de compra de electricidad a firmas privadas por

³⁰ De acuerdo con lo comentado por funcionarios de la ENEE.

parte de la ENEE fue necesaria la aprobación parlamentaria previa a la firma del contrato.

e) Nicaragua

La participación de la generación privada en este país también arrancó por la presión de racionamientos en el servicio eléctrico. Sin embargo, la magnitud de esta crisis ha sido menos severa que en los dos casos anteriores ya que su demanda ha mostrado un crecimiento menos pronunciado. No obstante, se han registrado en Nicaragua retrasos en los programas de mantenimiento, así como en los planes de expansión. A continuación se describen las principales contrataciones efectuadas o en curso.

i) *Proyecto geotérmico de San Jacinto*. Se está desarrollando un proyecto de capital mixto para la construcción y operación de una planta geotérmica de 120 MW, mediante un consorcio rusonicaragüense. El INE contribuye actualmente con el 20% de la inversión, aunque goza de la opción de elevar su participación hasta el 51%, de acuerdo con sus posibilidades. En el plan de incorporación de potencia se prevé contar con una capacidad disponible de 23 MW en 1997, 46 MW adicionales en 1998 y otros 46 MW en 1999. El precio promedio de compra de energía podría ubicarse en torno a 0.055 dólares/kWh. El precio promedio de venta de energía del INE al usuario final se encuentra en el orden de 0.08 dólares/kWh, el cual daría al INE un margen de intermediación en las transacciones con los generadores privados.

ii) *Otros proyectos y negociaciones*. Existen negociaciones con los ingenios San Antonio y Victoria, en la modalidad de cogeneración, para el suministro de los excedentes de energía eléctrica durante el período de zafra. Estos proyectos podrían aportar cerca de 23 MW cada uno. Sin embargo, los precios exigidos por estos ingenios (en principio, de 0.07 dólares/kWh), plantean un obstáculo al eventual acuerdo. Aunque la justificación de este precio alto remite al riesgo asociado al país para ese tipo de inversiones, su valor se alinearía con los resultados obtenidos por los ingenios en Guatemala.

Por otro lado, en el marco de las negociaciones entre los gobiernos de México y Nicaragua, se

acordó realizar intercambios de deuda por activos (*swaps*); en ese sentido, se hallan avanzadas las negociaciones con el grupo mexicano IUSA, el cual se haría cargo de la operación y rehabilitación de la central geotérmica Patricio Argüello (70 MW). No se conocen los términos de esta negociación.

iii) *Otros contratos*. En septiembre de 1994 se suscribió un contrato de generación privada con la compañía US Power and Light, a fin de instalar una central térmica con una capacidad de 28.5 MW, cuya generación comenzaría en agosto de 1995, en tanto que el precio promedio oscilaría en 0.06 dólares/KWh. Por incumplimiento de la firma oferente, esta contratación fue rescindida.

2. Principales aspectos de los contratos con generadores independientes en Costa Rica, Honduras, Guatemala y Nicaragua

La participación del sector privado en la generación de energía eléctrica en la región contribuiría, en el corto plazo, a solucionar desfases entre la oferta y la demanda. Empero, una estrategia de largo plazo exige que las empresas privadas de generación compitan entre sí y con las empresas públicas que subsistan. Este tipo de competencia supone un mercado eléctrico sujeto a reglas operativas y comerciales claras que otorguen seguridad jurídica a los inversionistas.

La inserción del sector privado en el subsector eléctrico puede materializarse en distintos escenarios de política económica, siempre y cuando sean aceptadas las condiciones reglamentarias y de control previamente establecidos.

A continuación se mencionan los aspectos más relevantes de las experiencias con generación independiente en Costa Rica, Guatemala, Honduras y Nicaragua.

En Costa Rica se aprecian los resultados de conducir la participación privada a través de un proceso ordenado. Primero, se discutieron los aspectos legales y reguladores y, paulatinamente, tomando en consideración las experiencias de los primeros generadores independientes y condiciones externas a la industria eléctrica —como las restriccio-

nes que imponen los mercados de capitales—, se han promovido los cambios adecuados. Por supuesto, el contexto de mayor estabilidad del país, una eficiente y ordenada gestión del ICE y la labor de la SNE han cumplido un papel catalizador del proceso. Se ha arribado así a consensos de trascendencia nacional sobre la forma de expandir el sistema eléctrico, entre los que se pueden mencionar el objetivo de utilizar los recursos nacionales, particularmente la hidroelectricidad, sobre una base de eficiencia y racionalidad.

En coherencia con el marco regulador vigente en Costa Rica, el ICE dispone de un modelo de contrato tipo.³¹ Dada la existencia de claras reglas de juego, dicho contrato es relativamente simple, ya que ciertas normas reguladoras son controladas por el SNE y al estar legisladas no requieren su introducción en este tipo de documentos. Como requisito previo a la firma del contrato, la empresa privada debe tener aprobado, por el MIRENEM, el correspondiente estudio de impacto ambiental y obtener la concesión para la construcción de la planta otorgada por el SNE.

En cuanto a tarifas, la empresa privada puede optar, cada año, por tres tipos de tarifas: la primera (0.063 dólares/kWh promedio en 1994), aplicable a los generadores que están en condiciones de garantizar el suministro de una potencia determinada; la segunda (0.055 dólares/kWh promedio en 1994) no exige la entrega de potencia y solamente se remunera la energía y potencia aportadas, sin penalización en caso de falla; y la tercera, válida para la energía entregada por los ingenios azucareros, se calcula a partir de los costos de generación del ICE para el período de zafra (enero a mayo de cada año). La moneda de pago es la vigente en Costa Rica. El precio promedio correspondiente a la tarifa 1 representó en 1994 aproximadamente 95% de la tarifa promedio del ICE a los usuarios finales (0.0657 dólares/kWh). Por ello, el costo de compra al sector privado podría resultar oneroso para el ICE en una estrategia de largo plazo. La introducción de esquemas de competencia en la generación podría determinar que bajaran los costos de compra de la energía.

En los otros países centroamericanos se ha venido dando, con matices, la situación contraria a la de Costa Rica. En todos los casos las negociaciones con los inversionistas privados han ocurrido ante situaciones de virtual desabastecimiento eléctrico; baja disponibilidad de los sistemas de generación, principalmente a causa de aplazar los programas de mantenimiento; altas tasas de crecimiento de la demanda; debilidad financiera, y la carencia de marcos jurídicos y reguladores de la participación privada.

En el caso de Guatemala se patentizan los efectos provenientes de carecer de una legislación específica. Los contratos de compraventa de electricidad con los generadores independientes son sumamente complejos, y reflejan los factores de riesgo percibidos por los inversionistas privados. Además, el precio de la potencia y energía está estipulado en dólares estadounidenses, aunque el pago puede efectuarse en moneda local (quetzales) al cambio vigente a la fecha de facturación. La percepción de riesgo se trasluce en los altos requerimientos de fianza y, en el caso del contrato con ENRON, en los anticipos reembolsables fijados para este contrato.

El contrato con ENRON, si bien no surgió de un proceso competitivo, fue la respuesta a una situación de desabastecimiento a la cual el sector público no pudo aportar soluciones por sí solo y, por tanto, aceptó el ofrecimiento de la mencionada firma. Según opiniones de los técnicos de INDE y de la EEGSA, se ha mantenido una buena comunicación con este generador, lo cual ha permitido, dentro de ciertos límites, flexibilizar su operación y producción de acuerdo con las necesidades del sistema. Algunas cláusulas de este contrato han persistido en las siguientes contrataciones, sin obedecer a criterios económicos o financieros, como el hecho de fijar de antemano la escala y el ajuste por inflación para los cargos operativos del generador, en promedio 2.4% anual o superior, en tanto que en los otros países de la región se aplica un ajuste anual (o trimestral) de acuerdo con la evolución real de los índices de precios en los Estados Unidos y en el país correspondiente.

³¹ Véase «Borrador contrato entre el Instituto Costarricense de Electricidad y la Empresa de Generación Privada. Contrato para compraventa de energía eléctrica», ICE, San José de Costa Rica, mayo de 1994.

Es innegable la presión que existe en Guatemala por parte de los generadores independientes en el sentido de obtener un mejor precio del que se paga a ENRON. Por no tener estudiadas ni justificadas tarifas específicas para cada tipo de generación, se envían señales equivocadas a los inversionistas, quienes podrían desperdiciar los recursos. Por ejemplo, en el caso de la cogeneración, debido a que se emplea el bagazo —un subproducto de escasa demanda en la industria del azúcar— y se garantiza una menor energía firme (50% de factor de planta versus 85% en el caso de ENRON), debería esperarse un precio más bajo de la energía. De manera análoga, en los proyectos hidroeléctricos, porque no se distingue entre el precio para la energía de valle y de punta, el inversionista no procurará optimizar la regulación de la central (la capacidad de embalse).

En Honduras se observan características y consecuencias semejantes a las descritas en Guatemala, y en el caso del primer contrato suscrito con ELCOSA, probablemente más drásticas. Este contrato es sensiblemente más caro que los negociados posteriormente, lo que podría explicarse, en parte, por la falta de experiencia de la ENEE que, además, debió actuar presionada a consecuencia del desabastecimiento. Es importante resaltar que los primeros contratos requirieron la aprobación de los poderes ejecutivo y legislativo, en virtud de que la legislación vigente hasta ese momento en el país no preveía la participación privada en la industria eléctrica. Además, el cumplimiento de las obligaciones contractuales de la ENEE estaba garantizado por el Gobierno de Honduras, situación que en principio debiera haberse reflejado en condiciones más favorables para la compra de la energía.

Otro factor observado en Honduras y que lo diferencia del resto de los países del área se refiere a las altas tasas impositivas que pesan sobre la importación de carburantes, con lo cual la cadena generador independiente-ENEE-usuarios se convierte en un elemento importante para la recaudación de impuestos, pero poco eficiente por los márgenes de intermediación implícitos. La importación por parte de la ENEE de los combustibles requeridos por la industria eléctrica y la exoneración fiscal de dichas importaciones, son esencia-

les para eliminar las distorsiones existentes en los precios de la electricidad.

En general, en Guatemala y Honduras los inversionistas privados se han visto favorecidos con exoneraciones tributarias o bien la empresa pública se ha hecho cargo de todos los impuestos, tributos y/o tarifas arancelarias de importación de los equipos. Por otra parte, las pruebas de capacidad demostrada y las penalizaciones a los generadores independientes son bastante benignas, por lo cual no existe plena garantía de contar con la completa y continua disponibilidad de la capacidad contratada.

En Nicaragua, las condiciones que se habían alcanzado en la contratación de la U.S.A. Power & Light Inc., eran más favorables que otras semejantes efectuadas en la región. La estructura de este contrato era simple y de fácil entendimiento, a la vez que presentaba una relación equilibrada entre las partes. Si bien en algunos aspectos guardaba semejanza con los contratos establecidos en Honduras, los precios obtenidos eran sustancialmente inferiores y las condiciones exigidas por el inversionista privado marcaban cierto grado de confianza hacia el INE. La importación de combustibles quedaba a cargo del INE y se consideraban mejores controles para garantizar la calidad y continuidad de la energía comprada. Lamentablemente, por incumplimiento del oferente, dicho contrato fue rescindido.

En todos los casos analizados, la empresa pública se obliga a comprar toda la energía aportada por el generador. En algunas ocasiones, los compromisos de entregas mínimas pueden presentar conflictos con el despacho de las centrales hidroeléctricas de las empresas eléctricas públicas, principalmente durante el período de lluvias.

Salvo en Costa Rica, donde se han establecido tarifas «en pico» y «fuera de pico», en los restantes casos analizados sólo se reconoce una tarifa única para el kilovatio generado. Esta omisión afectará negativamente la potencia disponible de los proyectos de generación privada. En cuanto a los proyectos hidroeléctricos, no existe un incentivo para realizar una optimización del recurso, la cual se obtendría mejorando la dimensión de los

embalses y, en algunos casos, considerando más de un proyecto en cascada. En cuanto a los proyectos térmicos, el inversionista siempre tratará de instalar la menor capacidad que le permita cumplir con los requerimientos de energía objetivo en el plazo establecido. Esto se relaciona con las pruebas de capacidad demostrada, las cuales, por ser menos frecuentes y rigurosas, también reducirán la capacidad efectiva de los autoproductores.

Los ajustes de los precios contratados reflejan, en todos los casos, la evolución de los índices de precios internos y de los Estados Unidos para el cargo fijo y, salvo en Costa Rica, la evolución de los precios de combustibles que utilizarán los proyectos que entren en operación. En Guatemala, sin embargo, los cargos fijos se indexan anualmente, con un valor fijo que varía entre 2.5 y 3%, lo cual redundará en un alza anual del precio del kilovatio-hora, de aproximadamente 1.00 a 1.03%. Estos incrementos desvinculan el precio de compra de la energía de la evolución de los precios de la economía, y en el futuro podrían presionar sobre los índices inflacionarios generales. En Guatemala y Honduras los ajustes del cargo fijo son trimestrales, y mensuales los del cargo variable. En Nicaragua los ajustes son anuales y el combustible se abona mensualmente en función de lo realmente pagado por el generador por este concepto. En Costa Rica se prevén ajustes del precio de compra contratado cada vez que el cálculo del índice combinado supere el valor del 3%.

Los contratos en todos los casos duran 15 años. Esto revela que la solución buscada a problemas coyunturales ha producido un efecto estructural en el segmento de generación de la industria eléctrica, dando lugar a la instalación de empresas privadas por un largo plazo, que en el futuro coexistirán con las empresas públicas que no sean privatizadas. De esta forma, se materializa cierto grado de desintegración vertical de la industria al nivel de la producción, y se admite, de hecho, la pérdida de su carácter monopolista.

Otro punto que muestra la debilidad de las empresas eléctricas es el relacionado con la calificación de los antecedentes legales y financieros de los potenciales generadores independientes. Se han dado múltiples casos de compañías que ope-

ran como «traders» o intermediarios, que después no han podido conseguir el financiamiento para desarrollar los proyectos, creando una situación difícil a las empresas eléctricas.

También deben mencionarse los vacíos en cuanto a legislación ambiental para proyectos de generación eléctrica. Si el generador debe realizar gastos en virtud de nuevas leyes sobre el ambiente o de cambios a las existentes, trasladará dicho valor a los precios aduciendo mayores costos no atribuibles a su responsabilidad.

En cuanto al impacto que sobre las empresas públicas del subsector eléctrico ha ejercido la estrategia de inserción privada en la generación de electricidad, el primer punto a destacar es la necesidad de descubrir nuevas formas de financiamiento para la expansión de los sistemas de generación y la atención de los requerimientos de la demanda de energía eléctrica por parte de los usuarios finales, en un contexto de crecimiento de la economía. Las empresas públicas, con una situación financiera muy delicada, no están actualmente en condiciones de financiar planes de expansión con fondos propios, a lo que debe agregarse que los créditos de los organismos multilaterales para obras eléctricas se han restringido notablemente.

En el caso del ICE, por el volumen que las compras a los generadores independientes representarán, dichas compras se mantendrán en valores absolutamente controlables para el sector público. La factura que el ICE debería pagar por este suministro no sobrepasaría el 6% de sus ingresos por ventas en 1999. Cuando se observa la relación (89%) entre el precio de compra y la tarifa media que aplica el ICE a sus usuarios finales, se la percibe como demasiado elevada. No debe olvidarse que la empresa eléctrica debe hacer frente, además, a costos de transporte, distribución y comercialización, administración, etc., con lo que su estructura no soportaría proporciones tan elevadas en el rubro generación, si los volúmenes de compra aumentaran por algún motivo. (Véase nuevamente el cuadro 20.)

En Guatemala la generación privada en 1994 aportó, aproximadamente, el 28% de las ventas to-

tales de energía de las empresas públicas.³² Si se concreta el cronograma de entrada en servicio de productores privados independientes y cogeneradores, podrían llegar a representar 72% de las ventas conjuntas del INDE y de la EEGSA en 1997. Esto implicaría que 89% de los ingresos por ventas de las empresas públicas debería dedicarse a la compra de electricidad al sector privado en dicho año. En 1994, el 35% de los ingresos por ventas se destinaron a la compra de energía. El precio de compra de la energía durante todo el período proyectado resulta superior en un 125% a la tarifa media vigente en Guatemala, la cual se supuso se incrementaría un 2.5% anual acumulado entre 1994 y 1999. Estos valores indicarían que, de no efectuarse urgentes correcciones tanto en los niveles y en la estructura tarifaria como en los precios de compra a los productores privados, introduciendo condiciones de competencia crecientes que presionen a la baja estos precios, la inserción de generadores privados en estas condiciones no es sustentable en el mediano y largo plazo.

En Honduras la relación compras de energía eléctrica al sector privado/ventas totales pasaría del 8% en 1994 a más del 50% en 1995, estabilizándose y descendiendo ligeramente hasta el 46% en 1999, evolución que obedece a la crítica situación de abastecimiento que atraviesa el país en la actualidad. En este sentido, se aprecia que se negociaron precios altos para 1994, en que la relación precio de compra/tarifa media era del 134%. Al año siguiente descendieron hasta una relación del 90% entre precio y tarifa, la que luego se incrementó a consecuencia del aumento a 0.08 dólares/kWh y la posterior fijación de las tarifas medias percibidas por la ENEE hasta 1999, así como por los precios de compra, ajustes que, como mínimo, reflejan el índice de inflación externo e interno (se adoptó en forma optimista un ajuste del 2.5%). En estas condiciones, en 1994 se destinó cerca del 10% de las ventas al rubro compra de energía, relación que pasó en 1995 al 47% y que se estabilizará alrededor de ese valor hacia el fin de siglo. Esto ocurriría si se ajustaran según lo previsto las tarifas medias de la ENEE a usuarios finales. En caso contrario, se podría reproducir la situación observada en Guatemala.

En cuanto a Nicaragua, considerando exclusivamente como aporte del sector privado en la generación de energía eléctrica un proyecto semejante al USA Power & Light, estas compras tendrían un peso nada despreciable para la ENEL, pero no parecen comprometer por sí solas las finanzas de la empresa pública. La situación debería evaluarse cuando surgieran nuevos contratos privados de generación.

En el gráfico 6 se puede apreciar la relación entre el precio de compra a generadores privados y la tarifa media a usuarios finales de las empresas públicas de los países analizados, en el período comprendido entre 1994 y 1999. En el gráfico 7 se muestra una comparación de los precios de compra a generadores independientes durante 1994 y en el cuadro 22 se hace una estimación de algunos indicadores del impacto de dichos generadores sobre las finanzas de las empresas.

3. Otras consideraciones sobre la generación independiente en Centroamérica

Al evaluar algunos contratos se ha advertido que en la mayoría de casos se han negociado precios relativamente elevados con relación a las tarifas medias que el sector público fija para los usuarios finales; asimismo, el inversionista privado se resguarda de riesgos potenciales, más allá de lo que una negociación equilibrada aconsejaría. Por otra parte, se detecta que la empresa pública de electricidad, presionada por la crisis, ha debido negociar en condiciones que en un régimen normal no aceptaría. Sin embargo, en aquellos casos en que se encuentran funcionando centrales eléctricas operadas por empresas privadas, se ha evidenciado una marcha aceptable de las instalaciones, una convivencia posible entre las empresas y un aporte esencial para disminuir las penurias de la población, por lo que a abastecimiento eléctrico se refiere.

Para que esta respuesta también sea válida en el mediano y largo plazos, sería necesario:

a) Que los países que aún no lo han hecho definieran una estrategia política y sancionaran la

³² Si se considera la relación «compras a privados/ventas» sólo a la EEGSA, este valor se incrementa apreciablemente.

Gráfico 6

RELACION PRECIO DE COMPRA A GENERADORES PRIVADOS/TARIFA MEDIA DE LA EMPRESA PUBLICA 1994/1999

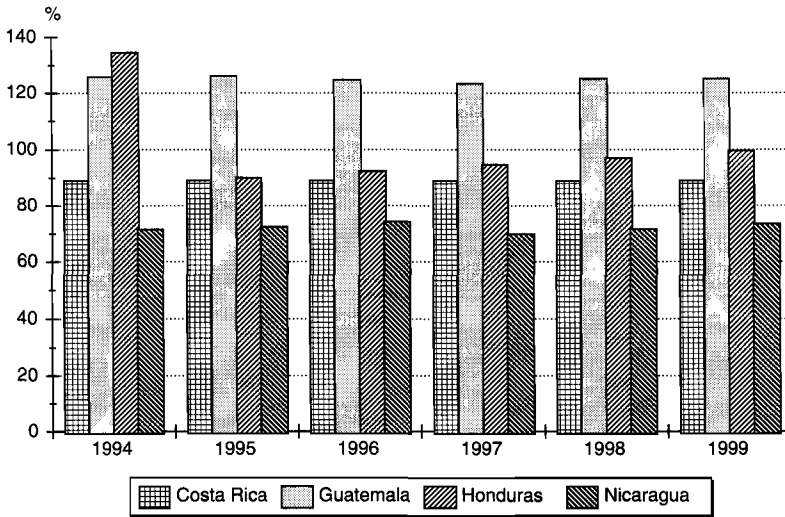
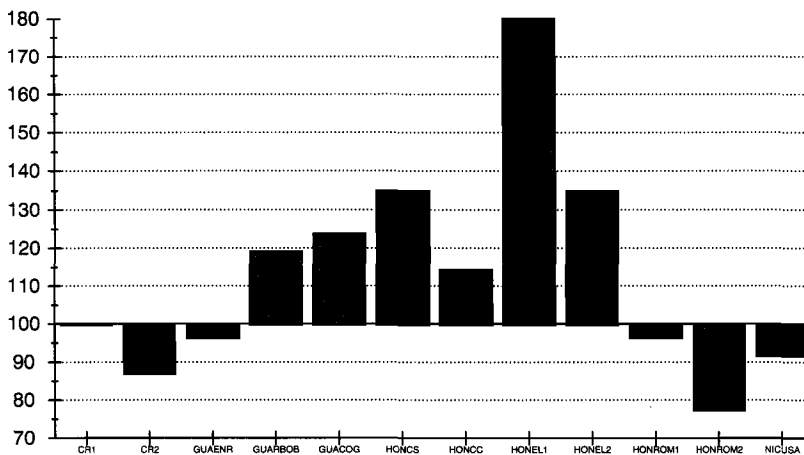


Gráfico 7

COMPARACION DE PRECIOS DE COMPRA A GENERADORES PRIVADOS EN 1994



Tarifa 1 Costa Rica CR1 = 100

Notas: CR1: Costa Rica Tarifa 1; CR2: Costa Rica Tarifa 2; GUAENR:ENRON-EEGSA (Guatemala); GUARBOB: INDE-Río Bobos (Guatemala); GUACOG: EEGSA-Cogeneradores (Guatemala); HONCS: ENEE-APDIC Ciclo Simple (Honduras); HONCC: Idem anterior Ciclo Combinado (Honduras); HONEL1: ENEE-ELCOSA período emergencia (Honduras); HONEL2: Idem anterior período permanente energía objetivo (Honduras); HONROM1: ENEE Rehabilitación (Honduras); HONROM2: ENEE Operación y Mantenimiento (Honduras), NICUSA: INE-USA Power & Light (Nicaragua).

Cuadro 22

IMPACTO DE LAS COMPRAS DE ENERGIA ELECTRICA A GENERADORES INDEPENDIENTES SOBRE LAS EMPRESAS PUBLICAS DE ELECTRICIDAD DE COSTA RICA, GUATEMALA, HONDURAS Y NICARAGUA

Pais	Unidad	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Tasas (%)
Costa Rica								
Ventas de energia	GWh	4,183.700	4,476.559	4,745.153	5,029.862	5,306.504	5,598.362	6.0
Tarifa media	Dólares/kWh	0.070	0.072	0.074	0.075	0.077	0.079	2.5
Ingresos por ventas	Millones de dólares	292.859	321.193	348.976	379.163	410.017	443.382	8.6
Compra de energia	GWh	49.512	128.352	255.372	299.172	386.772	430.572	54.1
Tarifa compra privados	Dólares/kWh	0.063	0.065	0.066	0.068	0.070	0.071	2.5
Costo compra privados	Millones de dólares	3.119	8.288	16.903	20.297	26.896	30.691	58.0
Relación compra/venta	%	0.183	1.867	4.382	4.948	6.289	6.691	
Relación costo/ingresos	%	0.065	1.580	3.844	4.353	5.560	5.922	
Relación precio/tarifa	%	89.000	89.000	89.000	89.000	89.000	89.000	
Guatemala								
Ventas de energia	GWh	2,707.100	2,896.597	3,070.393	3,254.616	3,433.620	3,622.469	6.0
Tarifa media	Dólares/kWh	0.056	0.057	0.059	0.060	0.062	0.063	2.5
Ingresos por ventas	Millones de dólares	151.598	166.265	180.647	196.272	212.244	229.516	8.6
Compra de energia	GWh	777.888	1,189.170	1,631.112	2,366.952	2,428.272	2,489.592	26.2
Tarifa compra privados	Dólares/kWh	0.071	0.073	0.074	0.075	0.078	0.080	2.4
Costo compra privados	Millones de dólares	55.230	86.809	120.702	177.521	189.405	199.043	29.2
Relación compra/ventas	%	27.735	40.054	52.124	71.726	69.720	67.726	
Relación costo/ingresos	%	35.432	51.212	65.817	89.446	88.239	85.723	
Relación precio/tarifa	%	125.786	126.178	124.775	123.366	125.186	125.186	

/Continúa

Cuadro 22 (Conclusión)

Pais	Unidad	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Tasas (%)
Honduras								
Ventas de energia	GWh	1,675.000	2,235.000	2,487.000	2,737.000	2,905.000	3,082.000	13.0
Tarifa media	Dólares/kWh	0.068	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	3.4
Ingresos por venta	Millones de dólares	113.565	178.800	198.960	218.960	232.400	246.560	16.8
Compra de energia	GWh	147.000	1,179.000	1,220.000	1,343.000	1,418.000	1,472.000	58.5
Tarifa compra privados	Dólares/kWh	0.092	0.073	0.075	0.076	0.078	0.080	-2.7
Costo compra privados	Millones de dólares	13.524	85.802	91.005	102.685	111.130	118.246	54.3
Relación compra/ventas	%	7.776	51.752	48.055	48.068	47.812	46.761	
Relación costo/ingresos	%	10.909	46.988	44.740	45.897	46.818	46.958	
Relación precio/tarifa	%	134.693	89.969	92.243	94.574	96.963	99.412	
Nicaragua								
Ventas de energia	GWh	1,128.000	1,194.000	1,272.000	1,370.000	1,486.000	1,611.822	7.4
Tarifa media	Dólares/kWh	0.080	0.081	0.081	0.081	0.081	0.081	0.2
Ingresos por ventas	Millones de dólares	90.240	96.714	103.032	110.970	120.366	130.558	7.7
Compra de energia	GWh	203.000	203.000	203.000	203.000	203.000	203.000	-
Tarifa compra privados	Dólares/kWh	0.058	0.059	0.061	0.057	0.059	0.060	0.8
Costo compra privados	Millones de dólares	11.774	12.068	12.370	11.652	11.944	12.242	0.8
Relación compra/ventas	%	16.996	16.002	14.959	13.818	12.661	11.594	
Relación costo/ingresos	%	12.047	11.478	11.006	9.500	8.923	8.377	
Relación precio/tarifa	%	71.500	72.395	74.230	69.864	71.636	73.452	

legislación correspondiente, a fin de brindar seguridad jurídica a los inversionistas y superar las condiciones de necesidad y urgencia en las que han comenzado a operar. En particular, esto se aplicaría a Guatemala y Nicaragua; en Honduras debería evaluarse la aplicación de la nueva ley sancionada.

b) Que esta legislación, con miras a constituir un mercado eléctrico nacional en el corto plazo y regional en el mediano y largo plazos, sienta bases transparentes a las transacciones físicas y comerciales y establezca las remuneraciones a los generadores y transportistas, con criterios de competencia para acceder al mercado en calidad y precios.

c) Que se formen organismos reguladores independientes de las empresas públicas y, en lo posible, del poder político, los cuales controlen la transparencia de los mercados, eviten la formación de prácticas monopolistas, aprueben las tarifas, otorguen las concesiones correspondientes, etc.

d) Que se reformulen los cuadros tarifarios a fin de diferenciar tarifas estacionales y en bandas horarias (punta y fuera de punta). El único país que aplica este tipo de cuadros tarifarios es Costa Rica.

La inserción controlada del sector privado en la industria eléctrica puede resultar beneficiosa en el largo plazo y dar una respuesta válida a los problemas estructurales que se plantean actualmente. En cambio, si esta inserción fuera descontrolada, buscando el beneficio inmediato en función de precios de oportunidad y condiciones de venta que no tienen en cuenta la operación coordinada de los sistemas, el impacto que produciría sobre el sector público haría inviable su aplicación y llevaría al fracaso de una estrategia que se presenta actualmente como apropiada para ayudar a superar la crisis de la industria. En Guatemala, este proceso estaría fuera de control e influye sobre el sector público, haciendo peligrar el cumplimiento de los compromisos contraídos. Algo similar podría ocurrir en Honduras si no se ajustan sus niveles tarifarios a consecuencia de

los altos precios negociados con los generadores privados.

Los poderes públicos deben asumir funciones que son indelegables, y que se refieren esencialmente a la inclusión de esta estrategia en la planificación de los sistemas eléctricos nacionales, así como llevar al seno de organismos como el Consejo Eléctrico de América Central (CEAC) la misma tarea en el plano regional.

Otros aspectos que deben ser seguidos con detalle son los referidos al seguimiento por parte de organismos regionales, grado de avance de los distintos proyectos en gestación y evaluación de la respuesta del sector privado. Tanto los poderes políticos como los organismos de crédito multilaterales deberían evaluar sistemáticamente el compromiso de colaborar en la búsqueda de financiamiento para aquellos proyectos privados que se consideren interesantes para consolidar la estrategia adoptada.

Para que el mercado eléctrico adquiera una dimensión atractiva y se establezcan condiciones de competencia que permitan presionar un descenso de los precios, se requiere, además, una escala que sólo el nivel regional le puede otorgar. En este sentido, se considera prioritario concluir rápidamente las interconexiones eléctricas en 230 kV entre Honduras y El Salvador, entre Guatemala y Honduras, así como la aproximación de los sistemas en zonas de frontera, logrando establecer una red confiable que haga viables las interconexiones fuertes en mayores niveles de tensión. La interconexión haría factible, en el largo plazo, la implementación de un despacho unificado que pondría en competencia a las distintas unidades generadoras de la región. Estas tareas podrían ser encaradas por las empresas públicas de electricidad de la región.

De esta forma, se daría carácter institucional a una estrategia de inserción del sector privado en la generación de electricidad en América Central, con la posibilidad de coordinar acciones que configuren un futuro mercado regional, como instrumento para salir de la crisis y como respuesta positiva a la modernización de la industria eléctrica.

V. ANALISIS DE LOS BENEFICIOS DE LA OPERACION COORDINADA Y PROYECTOS DE GENERACION REGIONALES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTROAMERICANO

En cuanto al reforzamiento del sistema de interconexión actual, en el corto y mediano plazos, ciertas acciones permitirían seguir avanzando en la integración eléctrica y obtener beneficios de las interconexiones. Entre dichas acciones figuran:

1. Interconexión El Salvador-Honduras. Por medio de una donación del Gobierno de China, se inició a fines de 1994 la actualización de los estudios de factibilidad de dicho enlace, cuya construcción sería financiada por el BID. El proyecto podría entrar en operación a fines de 1998. Como resultado, los seis países conformarían un único sistema eléctrico en el Istmo Centroamericano.

2. Reforzamiento de los sistemas de 230 kV. Costa Rica y Panamá cuentan ya con financiamientos otorgados para el reforzamiento de sus sistemas de 230 kV. El Salvador ha incluido dichas obras en sus planes de desarrollo. En el caso de Costa Rica, se construirá la línea La Caja-Río Macho, 2x230 kV, 30 km; en El Salvador, la línea Ahuachapán-15 de Septiembre, 230 kV, 163 km, y en Panamá, la línea Veladero-Llano Sánchez-Panamá, que adicionará una segunda ruta a la ya existente en 230 kV. Con las obras mencionadas, se completará una ruta en 230 kV enlazando los seis países del Istmo Centroamericano.

En el largo plazo, el reforzamiento general de la interconexión y su evolución hacia un mayor vol-

taje se ha venido discutiendo en el proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central). Inicialmente se planteó el desarrollo de una línea troncal, en 500 kV y 1,680 km de longitud, que pasaría por los seis países del Istmo Centroamericano; sin embargo, evaluaciones posteriores han criticado dicho planteamiento por no constituir una solución «robusta».³³ Los países centroamericanos, con apoyo del BID, preparan una actualización de los estudios, con el propósito de definir la mejor opción de reforzamiento de la interconexión centroamericana. En todo caso, se estima que los reforzamientos propuestos por el SIEPAC podrían empezar a materializarse después del año 2002, aunque la viabilidad del proyecto descansará en los acuerdos que alcancen los países para una mejor utilización de las interconexiones. Estos acuerdos posibilitarán beneficios provenientes de:

1. La operación coordinada de los sistemas interconectados, o sea, una forma de operación que promueva la explotación coordinada de los sistemas de generación, a fin de reducir los costos globales de operación, incluyendo los riesgos de falla.

2. Proyectos de generación regionales y coordinación en los planes de desarrollo eléctrico de los países. En los resultados obtenidos por el SIEPAC, los mayores beneficios derivan de la coordinación de los planes de expansión de los países, ahorros que se explican tanto por las

³³ Véase Power Technologies, Inc, *Estudios de la factibilidad del desarrollo coordinado del sector eléctrico de la región centroamericana*, Informe preparado para el BID, 24 de abril de 1995.

economías de escala como por las mejores posibilidades para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de gran capacidad.

En los estudios del SIEPAC se identificó la conveniencia de construir proyectos hidroeléctricos o unidades termoeléctricas de mayor escala. Específicamente, se examinó la ejecución del proyecto Boruca, de 1,520 MW, así como la instalación de unidades carboeléctricas de 350 MW en los años 2004 y 2005.³⁴ Se retoma esa idea en este capítulo, y a continuación se presentan los resultados de una primera evaluación sobre los efectos de coordinar los planes de expansión; asimismo, se identifican las dimensiones de un proyecto termoeléctrico para servicio de dos o tres países, cuantificándose los potenciales beneficios de dicha central. En el marco de ese análisis se consideran implícitos los acuerdos de la operación coordinada y se cuantifican los beneficios asociados a dicha forma de operación.

1. Propósito de analizar proyectos regionales y supuestos básicos

a) Propósitos

El propósito de este análisis es determinar la conveniencia de incluir proyectos de alcance regional en la expansión de la capacidad de generación, susceptibles de ser ejecutados en el mediano plazo, entre 1995 y el 2005.

Existen proyectos hidroeléctricos (Brito —Nicaragua—, y Guayabo —Costa Rica— que superan los 200 MW de potencia, y la central Boruca —Costa Rica— con 1520 MW) cuya instalación tendría un indudable impacto regional por la necesidad de exportar excedentes.

En este trabajo no se examinaron los efectos de dichos proyectos debido a que su puesta en servicio difícilmente ocurrirá antes del 2005, por las restricciones de financiamiento que afronta el

sector eléctrico y por el escaso tiempo disponible para completar las gestiones de financiamiento y estudios de preinversión necesarios.

Sin embargo, el análisis que aquí se realiza no presupone la automática exclusión de los proyectos hidroeléctricos. Su ejecución dependerá del estado de avance de los estudios de preinversión correspondientes y del mayor o menor éxito que la región tenga en atraer capitales de inversión al sector eléctrico. Los proyectos hidroeléctricos requieren estudios de preinversión con componentes de análisis hidrológico, geología, topografía, costos, ingeniería, etc. Una correcta evaluación de los proyectos hidroeléctricos implica estudios de preinversión realizados con criterios homogéneos de precisión y calidad.

Por estas razones, la opción de alcance regional que se examina es la instalación de unidades termoeléctricas de generación. Se ha considerado como unidades térmicas candidatas un catálogo de 12 unidades de diferentes características y tamaños. Entre ellas se definió como proyectos de alcance regional los generadores carboeléctricos de 350 MW, para su operación en horas de base, y unidades turbogás de 98 MW, en horas de demanda de punta.

Por tratarse de una evaluación preliminar, no se ha analizado lo referente a la ubicación específica de la central, tema que rebasa los alcances fijados en este estudio y que será uno de los objetivos del estudio específico que financia el BCIE.³⁵ Se estima que, dada la magnitud de las transferencias de energía y potencia que estas unidades de escala relativamente grande suponen, su ejecución será factible sólo si los países refuerzan adecuadamente sus sistemas de transmisión.

b) Planes de expansión

Las adiciones de capacidad de generación previstas en los seis países entre los años 1995 y

³⁴ De acuerdo con los planes de expansión coordinados B.1 y B.2, Tablas 3 y 4, PROYECTO SIEPAC, volumen I, mayo de 1993.

³⁵ Con financiamiento del Gobierno de México y del BCIE, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) realizará el «Estudio de nueva capacidad de generación eléctrica a base de combustibles fósiles para el sistema eléctrico centroamericano», el cual incluye la factibilidad de una central termoeléctrica para el servicio de dos o más países de la región. La supervisión de dicho estudio estará a cargo del CEAC y del INE.

2005, corresponden a las presentadas en el capítulo III. En cuanto a la capacidad de transferencia entre los sistemas, se ha partido de las limitaciones del sistema de transmisión existente, el cual permite transferencias del orden de 100 MW entre países vecinos. Se considera también la premisa incluida en los planes de cada país, en el sentido de buscar la autosuficiencia individual de los sistemas, es decir, se prevé instalar capacidad de generación que cubra los requisitos de demanda con márgenes de reserva que garanticen la continuidad y confiabilidad de la oferta, sin tener que recurrir a la compra de energía eléctrica de países vecinos.

c) Modelación del sistema eléctrico

El análisis se realizó con el modelo WASP.³⁶ A fin de verificar la calidad de los datos básicos, una primera actividad fue la revisión de cada uno de los programas de expansión con dicho modelo. Adicionalmente, se obtuvo la homogeneización de los planes basándose en criterios similares de confiabilidad. Este análisis mostró la posibilidad de postergar, en algunos casos, la ejecución de algunas inversiones, generalmente para centrales que entrarán en operación después del año 2000. En el cuadro 23 se presentan las adiciones de capacidad de generación por país que resultan de esta homogeneización.³⁷

Una vez verificados los datos básicos a nivel de cada país, se examinó el sistema de generación del conjunto de los seis países, con los proyectos de impacto regional y sin ellos. La diferencia en los costos totales permitió calcular el valor de los beneficios del proyecto de generación en cuestión. Se estudió sólo la expansión del parque de generación. Se supuso que el sistema de transmisión futuro sería el mismo para

todas las opciones de expansión de la generación. Posteriormente, al analizar los beneficios de los proyectos regionales se estiman los márgenes disponibles para el reforzamiento de la transmisión.

Con respecto a las centrales de generación incluidas en los planes nacionales, se asumieron los siguientes criterios. Se mantuvo como válida la instalación de todas las unidades de generación térmica previstas en los años 1995 y 1996, así como la de la unidad a vapor, de 100 MW, en 1997 en Guatemala. El resto de las centrales termoeléctricas se presentaron como opciones al modelo de optimización sujeto a evaluación. Adicionalmente, se consideraron inalterables las fechas de puesta en marcha de los proyectos geotérmicos, así como todos aquellos proyectos incluidos en contratos con el sector privado.

En cuanto a las centrales hidroeléctricas, se continuó con el programa de inversiones en el corto plazo, en el supuesto de que su financiamiento y ejecución estarían ya comprometidos. Sólo a partir del 2002 se permitió que las centrales hidroeléctricas compitieran para su ejecución con las unidades térmicas.

Como generadores termoeléctricos futuros se utilizó un catálogo de 12 unidades de generación térmica. Se supuso que las características técnicas y los costos de inversión y operación de las unidades se aplicarían a los seis países.

d) Consideraciones preliminares

Con fines de análisis se supuso que el costo de inversión de las unidades térmicas futuras es el

³⁶ El Wien Automatic System Planning Package (WASP) es una herramienta que ayuda a calcular, por medio de simulaciones con programación dinámica, las políticas de expansión óptima de un sistema de generación eléctrica. Fue originalmente desarrollado por la Tennessee Valley Authority (TVA) y el Oak Ridge National Laboratory (ORNL), de los Estados Unidos, a inicios de los setenta. Posteriormente, la CEPAL y la Organización Internacional de la Energía Atómica (OIEA) realizaron modificaciones a dicho código para poder representar de mejor forma la producción de centrales hidroeléctricas de acuerdo con las necesidades de los países centroamericanos, generando así la versión III de dicho modelo, en 1980.

³⁷ Las modificaciones introducidas como resultado de la homogeneización no pretenden «corregir» los planes nacionales de expansión de la capacidad de generación. El objetivo principal era contar con un escenario básico para la evaluación de los proyectos regionales, usando los mismos criterios de planificación.

Cuadro 23

PLANES DE EXPANSION NACIONALES OPTIMIZADOS

Año	MW	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1995	232	Toro 1, 24 Autop. 1, 8	Diesel privado 80	Cogenerador II, 36 Bobos 10 Zunil I, 24		Diesel 5 T. Gas 35	
1996	402.5	D. Gutiérrez 20 Toro II, 66 T. Gas 36 Autop. 2, 34 Autop. 3, 20	Aguachapán II, 7	Cogenerador III, 40	Diesel 2 x 12	Diesel 5 x 5.5	C. Combinado 128
1997	383	Miravalles II, 55 Autop. 4, 57	Aguachapán III, 10 Berlín 2 x 26	Matanzas, Cuevas 36 Vapor 100 Cogenerador IV, 40	Nacaome 1 Diesel 12	San Jacinto 20	Rehab. B. Minas 37.5
1998	189	Miravalles III, 55	Aguachapán IV, 20	R. Hondo y Pasab. 40 Cogenerador V, 10	Diesel 2 x 12	San Jacinto 2 x 20	
1999	414	Angostura 177		13 Aguas, P. Verde 57	El Cajón 120	San Jacinto 2 x 20 P. Argüello 20	
2000	269	Autop. 5, 115		Amatitlán 20	Diesel 3 x 12	Larreynaga 20	Esti I, 38 T. Gas 40
2001	365	Autop. 6, 35	Carbón 141	Santamaría 60 Zunil II, 20	T. Gas 34	T. Gas 35	T. Gas 40
2002	129			Palín 8 Tecuamburro 50	Diesel 3 x 12	T. Gas 35	
2003	406	T. Gas 36			El Cangrejal 80	Brito 250	T. Gas 40
2004	196	T. Gas 2 x 36			Diesel 3 x 12		Esti II, 88
2005	666	Guayabo 234	Carbón 141	El Palmar 23	Patuca 193	El Hoyo 35	T. Gas 40
Total	3,651.5	1,054.0	451.0	574.0	596.0	562.5	414.0
Hidroeléctricas	1,824.0	800.0		234.0	394.0	270.0	126.0
Térmicas	1,827.5	254.0	451.0	340.0	202.0	292.5	288.0

Nota: Los planes nacionales fueron optimizados simulando su expansión con el programa WASP III. Constituye una optimización respecto de los planes originales de cada país (cuadro 19, capítulo IV) hecha con fines de homogeneizar criterios, previo a evaluar proyectos de generación regionales.

mismo, ya sea que se trate de la primera unidad o de una segunda a ser instalada en una central termoeléctrica con varias unidades del mismo tamaño. El mismo razonamiento es aplicable a los costos de suministro de combustible y a los costos fijos de operación y mantenimiento. Sin embargo, estas diferencias no son consideradas en el análisis porque su inclusión añadiría poca precisión.

Asimismo, se tomaron en cuenta las variaciones estacionales de la demanda y de la oferta, dividiendo cada año en seis períodos iguales. La disponibilidad de energía generable en las centrales hidroeléctricas se modifica no sólo estacionalmente sino también de acuerdo con la hidrología. La incertidumbre en la hidrología ha sido tratada ordenando las hidrologías anuales históricas de menor a mayor precipitación pluvial. Los años hidrológicos se han subdividido en tres grupos, con probabilidades de ocurrencia de 22.5, 55 y 77.5%, denominados «año seco», «año medio» y «año húmedo».

En el caso de unidades térmicas, existentes y futuras, de propiedad del sector privado, se estimaron los costos de generación a base de los términos contractuales que establecen costos fijos, por capacidad disponible (dólares/kW-mes), y costos variables por energía generada (dólares/MWh). Las centrales hidroeléctricas futuras de propiedad del sector privado suponen un costo de inversión estimado, considerando una rentabilidad para el inversionista sobre la base del costo contratado por kWh.

Todos los costos de inversión, operación y mantenimiento, combustible, etc. se actualizaron a enero de 1995. La tasa de descuento utilizada fue de 12% por año. No se incluyeron previsiones de elevación de precios por inflación.

El costo de la energía no servida (ENS) es un parámetro económico difícil de medir. Además, depende de la cuantía del racionamiento, su duración y del país. En los planes de expansión estudiados por los seis países se han utilizado valores muy diversos, los cuales se muestran en el cuadro 24.

Cuadro 24

COSTOS ESTIMADOS DE LA ENERGÍA NO SERVIDA (ENS)

(Dólares por MWh)

	ENS
Costa Rica	1,200
El Salvador	800
Guatemala	1,500
Honduras	300
Nicaragua	600
Panamá	500
Istmo (SIEPAC)	1,500

Tomando en cuenta que los valores estimados para la energía no entregada han oscilado entre 300 y 1,500 dólares por MWh, se adoptó un valor intermedio de 800 dólares por MWh.

El período de análisis cubre los años 1995 - 2005. Para tomar en cuenta los efectos de frontera, se extiende el análisis del modelo WASP hasta el año 2010, manteniendo constante la demanda a partir del año 2005.

2. Resultados obtenidos

a) Escenario base para análisis de los proyectos regionales

De acuerdo con lo explicado anteriormente, el escenario base para el análisis de proyectos regionales se diseñó suponiendo la posibilidad de postergar las termoeléctricas y las hidroeléctricas que se pondrían en operación a partir de 1997 y el 2002, respectivamente. Las centrales aludidas son: Guayabo, en Costa Rica; Palín, El Palmar, Orégano y Camotán, en Guatemala; El Cangrejal y Patuca, en Honduras; Brito en Nicaragua, y Estí II, Gualaca y Barú, en Panamá; en total, 916 MW. Dichas centrales fueron sustituidas por dos adiciones termoeléctricas de 400 y 200 MW en el 2004 y 2005, respectivamente.

Examinando dichas sustituciones en cada uno de los países, en relación con los planes de expansión originales (no sometidos a ninguna optimización), se verificó que el plan de expansión más afectado sería el de Guatemala, con cuatro

plantas hidroeléctricas sustituidas. Con el propósito de reducir esta desigualdad, se reconsideró la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Palín, aunque postergándola del 2002 al 2003. De igual forma, se observó que El Salvador no tenía ninguna central hidroeléctrica sujeta a sustitución por unidades térmicas. Por esta razón se permitió que la central 5 de Noviembre, cuya puesta en operación está programada para el año 2000, compita con las unidades térmicas candidatas. El resultado fue su sustitución por generadores termoeléctricos. De este modo se redujo la desigual sustitución de las centrales hidroeléctricas en los seis países.

b) Unidades térmicas candidatas

Inicialmente se adoptó como unidades candidatas 12 unidades identificadas (véase el cuadro 25) como representativas de las diferentes tecnologías disponibles actualmente. Posteriormente, mediante un análisis paramétrico, fueron comparados entre sí los costos medios de generación de las 12 unidades candidatas, a fin de identificar las seis unidades más económicas que serían consideradas candidatas a optimizar la expansión de la capacidad de generación.

Cuadro 25

UNIDADES TERMICAS CANDIDATAS	
Tipo de central	Capacidad (MW)
Térmica Convencional	100
Térmica Convencional	75
Térmica Convencional	50
Carboeléctrica	150
Carboeléctrica	350
Turbogás Industrial	98
Turbogás Industrial	49
Turbogás Aeroderivada	44
Ciclo Combinado Diesel	150
Ciclo Combinado Diesel	75
Diesel	20
STIG	49

c) El crecimiento de la demanda y el tamaño de las unidades futuras

En el último año del período de análisis (el 2005), solamente la demanda de uno de los países supera los 1,500 MW (véase el cuadro 26). Antes del año 2000 todos los mercados nacionales tendrán demandas inferiores a 1,500 MW; además, los incrementos anuales de demanda serán inferiores a 100 MW en cada uno de los seis países. En estas condiciones, las unidades térmicas adicionales al servicio de un solo país, deberían de ser de un tamaño inferior a los 200 MW, dado que un mayor incremento implicaría un sobredimensionamiento de las necesidades individuales de cada país.³⁸

Cuadro 26

DEMANDA PROYECTADA

	MW
Istmo Centroamericano	5,059
Centroamérica	5,254
Costa Rica	1,547
El Salvador	920
Guatemala	1,204
Honduras	873
Nicaragua	710
Panamá	969

Existen dos razones que justifican esta restricción. La primera es el tiempo en que la unidad es utilizada en su totalidad al incrementarse la demanda. Este tiempo de manera regular no supera los dos años. En consecuencia, si la demanda anual crece menos de 100 MW, las unidades mayores no deberían de superar los 200 MW. En segundo lugar, las máquinas térmicas están sujetas a períodos de mantenimiento programado del orden de un mínimo de 4 semanas por año, en promedio. También existe el riesgo de salidas forzadas. En estas dos eventualidades, el sistema eléctrico no dispone de la unidad térmica. En un sistema eléctrico cuya demanda es del orden de 1,500 MW o menor, la indisponibilidad de 200 MW significa una reducción de más de 10% de la

³⁸ Las adiciones propuestas en los planes de los países confirman esta hipótesis. La mayor adición térmica considerada se da en el plan de El Salvador, con una carboeléctrica en dos etapas, de 150 MW cada una, y un desfase de cuatro años.

capacidad de generación, riesgo que normalmente se evita instalando unidades generadoras de menor tamaño. Por estas razones, los planes de expansión nacionales, que consideran sólo el mercado propio, no prevén normalmente la instalación de unidades térmicas con capacidades superiores a los 200 MW.

Cuando se examina al Sistema Interconectado Centroamericano como un solo mercado, la situación es distinta. La demanda total en el año 2005 será superior a los 5,000 MW, con un crecimiento anual de más de 200 MW. En este mercado se podrían instalar unidades nuevas de hasta 400 MW sin incurrir en riesgos excesivos por indisponibilidad, o costos innecesarios al requerir más de dos años para que el incremento de la demanda cubra la capacidad de la unidad adicional.

En conclusión, las unidades térmicas mayores en la expansión de los sistemas eléctricos nacionales deben tener un tamaño menor a los 200 MW. Si se considera el Sistema Interconectado Centroamericano como un mercado agregado, se podrían instalar unidades de hasta 400 MW.

d) Expansión no coordinada (escenario sin proyecto regional)

Se ha denominado así a la expansión del Sistema Interconectado Centroamericano en la hipótesis de evolución de los sistemas eléctricos nacionales con criterios independientes o eléctricamente separados. En esta hipótesis se supone que se instalarán unidades térmicas de hasta 150 MW de potencia. En otras palabras, no se admite la ejecución de unidades mayores, como carboeléctricas de 350 MW o unidades turbogás de 98 MW.³⁹

El plan de expansión óptimo seleccionado con las restricciones anteriores incluye sólo 6 unidades térmicas convencionales de 100 MW, identificadas como unidades a vapor. La primera unidad se pondría en marcha en el 2003; tres unidades adicionales en el 2004; y dos unidades más en el

2005. El resumen de las adiciones de capacidad previstas se muestra en el cuadro 27.

El costo total actualizado, calculado con el modelo WASP, asciende a 4,981.8 millones de dólares (véase el cuadro 28). Dicha suma contempla el total de los costos de operación y mantenimiento, el combustible y el valor económico de la energía no entregada, correspondientes al período 1995-2010. Respecto de los costos de inversión, se incluyen las inversiones en las centrales hidroeléctricas excepto El Cajón. Las inversiones de la central El Cajón, las unidades geotérmicas y las contratadas con el sector privado no se abarcan en el programa WASP por ser comunes a todas las alternativas de expansión examinadas.

e) Expansión coordinada (escenario con proyecto regional)

En la hipótesis de una expansión de los sistemas eléctricos en forma coordinada entre los diversos países, sin restricciones de transmisión, permitiendo así intercambios de energía cuando se instalan unidades de mayor escala, se tomó como candidatas a todas las unidades del caso anterior, añadiendo las unidades carboeléctricas de 350 MW y las turbogás de 98 MW.

Las únicas máquinas generadoras seleccionadas fueron dos carboeléctricas de 350 MW. La primera unidad a ser puesta en marcha en el 2004, la segunda en el 2005.

El cuadro 29 muestra las adiciones de capacidad necesarias. Entre 1995 y 2004, el Sistema Interconectado Centroamericano no requiere otras unidades adicionales excepto las centrales hidroeléctricas mencionadas en el punto anterior, las unidades geotérmicas y todas aquellas que resultan de contratos con el sector privado.

El costo total actualizado, de acuerdo con el modelo WASP, asciende a 4,943.2 millones de dólares (véase el cuadro 30), monto inferior en 38.6 millones de dólares al costo de expansión no co-

³⁹ En horas de punta, las unidades candidatas más económicas son los generadores turbogás de 98 MW, seguidos de los turbogás de 49 MW. Por su tamaño, se consideró que los turbogás de 98 MW no se adecuan a un mercado eléctrico nacional.

Cuadro 27

PLANES DE EXPANSION UNINODALES CON RESTRICCIÓN DE TRANSMISION

Año	MW	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Adiciones
1995	232	Toro 1, 24 Autop. 1, 8	Diesel privado 80	Cogenerador II, 36 Bobos 10 Zunil I, 24		Diesel 5 T. Gas 35		
1996	402.5	D. Gutiérrez 20 Toro II, 66 T. Gas 36 Autop. 2, 34 Autop. 3, 20	Aguachapán II, 7	Cogenerador III, 40	Diesel 2 x 12	Diesel 5 x 5.5	C. Combinado 12	
1997	371	Miravalles II, 55 Autop. 4, 57	Aguachapán III, 10 Berlín 2 x 26	Matanzas, Cuevas 36 Vapor 100 Cogenerador IV, 40	Nacaome 1	San Jacinto 20	Rehab. B. Minas	
1998	165	Miravalles III, 55	Aguachapán IV, 20	R. Hondo y Pasab. 40 Cogenerador V, 10		San Jacinto 2 x 20		
1999	414	Angostura 177		13 Aguas, P. Verde 57	El Cajón 120	San Jacinto 2 x 20 P. Argüello 20		
2000	193	Autop. 5, 115		Amatitlán 20		Larreynaga 20	Esti 1, 38	
2001	115	Autop. 6, 35		Santamaria 60 Zunil II, 20				
2002	50			Tecuamburro 50				
2003	8			Palín 8				
2004	435							Vapor 4 x 100
2005	200					El Hoyo 35		Vapor 2 x 100
Total	2,585.5	712.0	169.0	551.0	145.0	242.5	166.0	
Hidroeléctricas	956.0	566.0		211.0	121.0	20.0	38.0	
Térmicas	1,629.5	146.0	169.0	340.0	24.0	222.5	128.0	600.0

Nota: Este caso corresponde al escenario "sin proyectos regionales de generación" (expansión coordinada).

Cuadro 28

ISTMO CENTROAMERICANO: EXPANSION NO COORDINADA

(Miles de dólares)

Año	Unidades adicionales	Inversión P. en marcha		Costos anualizados			Costo actualizado	Costo actualizado acumulado
		Hidroeléctrica	Térmica	Inversión	Operación y mantenimiento	E.N.S.		
1995	T. gas, 38 MW		39,060					
	Toro I, 24 MW	53,062						
	Bobos, 10 MW	16,237		13,325	471,168	329	484,822	432,877
1996	T. gas, 38 MW		39,060					
	D. Gutiérrez, 20 MW	49,986						
	Toro II, 66 MW	69,676						
1997	C. Combinado, 128 MW		114,278	47,285	516,374		563,659	449,346
	Vapor, 100 MW		123,980					
	Matanzas, Las Cuevas y Turingia, 36 MW	48,852						
1998	Nacaomé, 1 MW	4,000		69,040	508,221		577,262	410,884
	Río Hondo y Pasabien, 40 MW	32,516		72,956	511,562	168	584,687	371,579
	Trece Aguas, Posa Verde y Renace, 57 MW	74,932						
1999	Angostura, 177 MW	485,971		140,498	497,824	146	638,468	362,284
	Larreynaga, 20 MW	43,076						
2000	Esti I, 38 MW	107,551		158,636	509,067	432	668,135	338,498

/Continúa

Cuadro 28 (Conclusión)

(Miles de dólares)

Año	Unidades adicionales	Inversión P. en marcha		Costos anualizados			Costo actualizado	Costo actualizado acumulado	
		Hidroeléctrica	Térmica	Inversión	Operación y mantenimiento	E.N.S.			Total
2001	Santa María, 60 MW	184,470		180,849	544,197	13	725,059	327,980	2,693,447
2002				180,849	592,264	301	773,414	312,369	3,005,816
2003	Palín, 8 MW	7,888		181,799	660,871	29	842,698	303,885	3,309,701
2004	Térmica convencional, 4 x 100 MW		495,920	243,365	708,470	6	951,841	306,467	3,616,168
2005	Térmica convencional, 2 x 100 MW		247,960	274,147	757,401	46	1,031,594	296,559	3,912,727
2006				274,147	757,401	46	1,031,594	264,784	4,177,511
2007				274,147	757,401	46	1,031,594	236,415	4,413,926
2008				274,147	757,401	46	1,031,594	211,085	4,625,011
2009				274,147	757,401	46	1,031,594	188,468	4,813,479
2010				274,147	757,401	46	1,031,594	168,275	4,981,754
2033				274,147	757,401	46	1,031,594	12,417	6,280,576

Fuente: Cifras obtenidas con el modelo WASP, sobre la base de información oficial y datos de la CEPAL.

Nota: No incluye inversiones en proyectos geotérmicos y contratos con el sector privado, pero sí comprende la totalidad de los costos de operación.

Cuadro 29

PLANES DE EXPANSION UNINODALES SIN RESTRICCIONES DE TRANSMISION

Año	MW	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Adiciones
1995	232	Toro 1, 24 Autop. 1, 8	Diesel privado 80	Cogenerador II, 36 Bobos 10 Zunil 1, 24		Diesel 5 T. Gas 35		
1996	402.5	D. Gutiérrez 20 Toro II, 66 T. Gas 36 Autop. 2, 34 Autop. 3, 20	Aguachapán II, 7	Cogenerador III, 40	Diesel 2 x 12	Diesel 5 x 5.5	C. Combinado 128	
1997	371	Miravalles II, 55 Autop. 4, 57	Aguachapán III, 10 Berlín 2 x 26	Matanzas, Cuevas 36 Vapor 100 Cogenerador IV, 40	Nacaome 1	San Jacinto 20	Rehab. B. Minas 37.5	
1998	165	Miravalles III, 55	Aguachapán IV, 20	R. Hondo y Pasab. 40 Cogenerador V, 10		San Jacinto 2 x 20		
1999	414	Angostura 177		13 Aguas, P. Verde 57	El Cajón 120	San Jacinto 2 x 20 P. Argüello 20		
2000	193	Autop. 5, 115		Amatitlán 20		Larreynaga 20	Estí 1, 38	
2001	115	Autop. 6, 35		Santamaria 60 Zunil II, 20				
2002	50			Tecuamburro 50				
2003	8			Palín 8				
2004	385							Carboeléctrica 350
2005	350					El Hoyo 35		Carboeléctrica 350
Total	2,685.5	712.0	169.0	551.0	145.0	242.5	166.0	700.0
Hidroeléctricas	956.0	566.0		211.0	121.0	20.0	38.0	
Térmicas	1,729.5	146.0	169.0	340.0	24.0	222.5	128.0	700.0

Nota: Este caso corresponde a la expansión "con proyectos regionales de generación" (expansión coordinada).

Cuadro 30

ISTMO CENTROAMERICANO: EXPANSION COORDINADA

(Miles de dólares)

Año	Unidades adicionales	Inversión P. en marcha		Costos anualizados			Costo actualizado	Costo actualizado acumulado		
		Hidroeléctrica	Térmica	Inversión	Operación y mantenimiento	E.N.S.			Total	
1995	T. gas 38 MW Toro I, 24 MW Bobos, 10 MW	53,062 16,237	39,060	13,324	471,168	329	484,822	432,877	432,877	
1996	T. gas, 38 MW D. Gutiérrez, 20 MW Toro II, 66 MW C. Combinado, 128 MW	49,986 69,676	39,060	47,285	516,374		563,659	449,346	882,223	
1997	Vapor, 100 MW Matanzas, Las Cuevas y Turingia, 36 MW Nacaomé, 1 MW	48,852 4,000	123,980	69,040	508,221		577,262	410,884	1,293,106	
1998	Río Hondo y Pasabien, 40 MW	32,516		72,956	511,562	168	584,687	371,579	1,664,685	
1999	Trece Aguas, Posa Verde y Renace, 57 MW Angostura, 177 MW	74,932		485,971	140,498	497,824	146	638,468	362,284	2,026,969
2000	Larreynaga, 20 MW Estí I, 38 MW	43,076 107,551	158,636	509,067	432	668,135	338,498	2,365,467	2,365,467	
2001	Santa María, 60 MW	184,470		180,849	544,197	13	725,059	327,980	2,693,447	
2002				180,849	592,264	301	773,414	312,369	3,005,816	
2003	Palín, 8 MW	7,888		181,799	660,871	29	842,698	303,885	3,309,701	
2004	Carboeléctrica 350 MW		456,400							
2005	Carboeléctrica 350 MW		456,400	238,458	695,434	15	933,907	300,693	3,610,394	
2006				295,118	711,546	134	1,006,798	289,430	3,899,824	
2007				295,118	711,546	134	1,006,798	258,420	4,158,244	
2008				295,118	711,546	134	1,006,798	230,732	4,388,977	
2009				295,118	711,546	134	1,006,798	206,011	4,594,987	
2010				295,118	711,546	134	1,006,798	183,938	4,778,926	
2010				295,118	711,546	134	1,006,798	164,231	4,943,156	
2033				295,118	711,546	134	1,006,798	12,118	6,210,759	

Fuente: Cifras obtenidas con el modelo WASP, sobre la base de información oficial y datos de la CEPAL.

Nota: No incluye inversiones en proyectos geotérmicos y contratos con el sector privado, pero sí comprende la totalidad de los costos de operación.

ordinada. Cabe reiterar que los costos mencionados están actualizados a enero de 1995.

f) *Discusión de los resultados*

El proyecto que se evalúa es la ejecución de centrales de generación de energía eléctrica de alcance regional. Las unidades de generación de índole regional, consideradas como candidatas en la expansión del Sistema Interconectado Centroamericano, son las turbinas a gas de 98 MW para operación en horas de punta, y las carboeléctricas de 350 MW para operación en base.

Las otras cuatro unidades candidatas, por su menor tamaño, pueden formar parte de un plan de expansión desde una óptica «nacional», que considere sólo el consumo del país como mercado potencial, aceptando sólo excepcionalmente los intercambios de energía entre países.

En consecuencia, el escenario que funciona «con el proyecto» incluye la evaluación de los seis tipos de unidades térmicas como candidatas. La situación «sin el proyecto» excluye, del catálogo de unidades futuras potenciales, a las carboeléctricas de 350 MW y las turbinas a gas de 98 MW.

En los resultados obtenidos se observa que en condiciones con el proyecto y sin él, se seleccionan las carboeléctricas de 350 MW y las de vapor de 100 MW, respectivamente. Ambos tipos de unidades tienen bajo costo de producción cuando operan en horas de base, es decir, más de 6,000 horas por año. La carboeléctrica tendría un costo medio de 36.9 dólares/MWh operando 8,760 horas al año y un costo de 45.3 dólares/MWh operando 6,000 horas al año. La unidad de vapor de 100 MW arrojaría un costo medio de 49.2 dólares/MWh, funcionando 8,760 horas por año y un costo de 57.2 dólares/MWh al generar durante 6,000 horas al año.⁴⁰

Las unidades de menor costo medio para operación en horas de punta son las turbinas a gas de 98 MW y 49 MW, ninguna de las cuales fue seleccionada. Este resultado se explica debido a que la restricción crítica en los sistemas eléctricos centroamericanos es la disponibilidad de energía, no la disponibilidad de potencia. Los sistemas centroamericanos requieren la instalación de unidades térmicas que puedan suministrar energía adicional en la eventualidad de años hidrológicos secos.

3. Evaluación económica de proyectos de generación de alcance regional

La diferencia de costos totales entre la alternativa «con el proyecto» de una expansión coordinada de los sistemas eléctricos de la región, y aquella «sin el proyecto», mide el valor económico de los «beneficios del proyecto».

La diferencia de costos es de 38,598 millones de dólares. Estos costos están expresados en dólares constantes de mediados de 1994 (sin inflación), actualizados a enero de 1995. Estos mismos beneficios, actualizados a enero del año 2004, año en que se instalaría la primera unidad carboeléctrica, ascienden a 107,035 millones de dólares.

En la opción «con el proyecto» se instalan dos unidades carboeléctricas cuya potencia total es de 700 MW. En la opción «sin el proyecto» se reemplazan las unidades carboeléctricas mediante seis unidades térmicas convencionales, a vapor, con una potencia total de 600 MW. Aunque la alternativa «con el proyecto» añade 100 MW de potencia, su contribución en términos de capacidad de generación es equivalente por la mayor probabilidad de indisponibilidad, ya sea ésta por mantenimiento programado o por falla. En rigor, la expansión con las unidades térmicas convencionales y aquella con las unidades

⁴⁰ Los costos de combustibles utilizados fueron los mismos empleados en los estudios del Grupo de los Tres. Estos costos, expresados en dólares de 1994, a precios cif puerto de importación, sin impuestos, transferencias o subsidios, son los siguientes:

	Dólares/GCal	Dólares/bbl
Combustóleo	10.93	16.21
Carbón	6.99	46.67
Diesel	18.84	25.94

carboeléctricas son comparables, puesto que satisfacen la misma demanda, con un nivel de confiabilidad y continuidad del servicio muy similar, puesto que los niveles de probabilidad de pérdida de carga (LOLP) son casi iguales a partir del año final (período 2005-2032).⁴¹

a) Ampliación del período de análisis

El período de análisis que abarca el programa WASP supone que la demanda de electricidad crece hasta el año 2005. En el análisis se incluyen cinco años adicionales, con una demanda constante, a fin de examinar los efectos de borde. Este artificio permite medir con mayor exactitud los beneficios o costos del proyecto.

Las unidades carboeléctricas, cuyas ventajas o desventajas se pretende evaluar, tienen una

vida útil de 30 años. La primera unidad, instalada en el 2004, se sujeta a evaluación durante sólo 7 años. Una evaluación más correcta examinaría un período de 30 años, correspondiente a la vida útil del proyecto.

No fue posible extender el análisis hasta el año 2033 por limitaciones del programa WASP. Por esta razón, se han extrapolado los resultados del programa WASP hasta el año 2033, para las dos condiciones: con el proyecto y sin él. El detalle de los resultados se muestra en los cuadros 32 y 34.

Extendiendo el período de análisis hasta el año 2033, los beneficios del proyecto se incrementan de 38.6 millones de dólares a 69.8 millones de dólares, actualizados a 1995. Actualizados al 2004, los beneficios se elevan de 107 a 193.6 millones de dólares, lo que se muestra en el cuadro 31.

Cuadro 31

COSTO TOTAL DE LAS ALTERNATIVAS ACTUALIZADO A 1995 Y 2004

(Miles de dólares)

	Período de análisis	
	1995-2010	1995-2032
Expansión no coordinada	4,981,754	6,280,576
Expansión coordinada	4,943,156	6,210,759
Diferencia actualizada al año 1995	38,598	69,817
Diferencia actualizada al año 2004	107,035	193,608

En consecuencia, la ejecución de un proyecto de alcance regional (la instalación de generadores carboeléctricos de 350 MW) es conveniente económicamente. Su ventaja se mantiene incluso en el caso de que la operación de unidades de 350 MW requiera inversiones adicionales para reforzar la capacidad de transmisión de electricidad en el Istmo. La única condición es que dichas inversiones adicionales y los eventuales costos adicionales de operación y mantenimiento tengan un

costo total, actualizado al año 2004, inferior a 193.6 millones de dólares.

b) Ventajas del generador carboeléctrico

Cada generador carboeléctrico de 350 MW exige una inversión de 456.4 millones de dólares (costo actualizado al año de puesta en marcha); la inversión total en dos unidades es igual a 912.8 millones. En cambio, las unidades de vapor de 100

⁴¹ La expansión con unidades carboeléctricas tiene un índice LOLP igual a 0.028%, equivalente a 2.45 horas por año, a partir del año 2005; la alternativa con unidades a vapor tiene un LOLP de 0.029%, que corresponde a 2.54 horas por año.

MW reemplazadas cuestan 124 millones de dólares cada una; la inversión en 6 unidades totaliza 744 millones de dólares.⁴² En total, las unidades carboeléctricas tienen un costo inicial de inversión 170 millones de dólares superior.

La ventaja de las unidades carboeléctricas radica en su menor costo variable. Cada MWh generado tiene un costo variable de 18.8 dólares, mientras que las máquinas a vapor arrojan un costo de 31.9 dólares por MWh. Gracias a esta diferencia, la opción de instalar generadores carboeléctricos reduce los costos anuales de operación en 45.9 millones de dólares,⁴³ generando con estas máquinas un total de 3,500 GWh por año. Dicha generación corresponde a una operación de aproximadamente 5,000 horas por año de los generadores carboeléctricos y 5,800 horas de las unidades a vapor.

c) Eventuales refuerzos en el sistema de transmisión

A partir de 1998 está previsto que el sistema de transmisión conectará entre sí a los seis países del Istmo, mediante líneas en 230 kV. La capacidad de transmisión, entre países eléctricamente vecinos, será por lo menos de 100 MW. Al instalar una carboeléctrica de 350 MW, su capacidad de generación podría ser absorbida de inmediato si, por ejemplo, en horas de base generara 150 MW para el mercado del país donde se instaló, de los cuales se destinaran 100 MW a cada uno de sus dos vecinos. Es obvio que esto implica que la unidad de generación no se instalaría ni en Panamá ni en Guatemala, países ubicados en los extremos del sistema de transmisión eléctrica.

En la hipótesis extrema de instalar una unidad carboeléctrica de 350 MW en Panamá o Guatemala, el costo de construcción de una línea de transmisión adicional a las existentes no superaría los 193.5 millones de dólares. En efecto, la lí-

nea de 230 kV entre Guatemala y El Salvador (nodos Guatemala Este y Ahuachapán) alcanza una longitud de 120 km, y entre Panamá y Costa Rica (nodos Río Macho y Progreso) 217 km. El costo de una línea en 230 kV se estima en 74,000 dólares/km de línea. La inversión en ampliar una subestación de 230/115 kV, de 100 MVA, se estima en 2.4 millones de dólares. La ampliación de una bahía de 230 kV cuesta aproximadamente 630,000 dólares. En resumen, el costo de una línea adicional en 230 kV entre Panamá y Costa Rica se expone en el cuadro 32.

Cuadro 32

COSTO DE INVERSIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ENTRE COSTA RICA Y PANAMA ^{a/}

	Miles de dólares
Línea 230 kV, 217 km	16,058
Dos S/E, 230/115 kV, 100 MVA	4,804
Dos bahías 230 kV	1,268
Total	22,130

^{a/} Estas cifras fueron obtenidas del informe de consultoría «Estudio Sobre los Costos de Inversión en los Programas de Expansión de los Países del Istmo Centroamericano», CEPAL, febrero de 1995.

Si bien es cierto que no se incluyen los intereses durante la construcción y los costos de operación y mantenimiento de estas instalaciones adicionales, su costo es tan inferior al límite de 193.6 millones de dólares que se puede concluir que la instalación de las unidades carboeléctricas sería conveniente incluso tomando en cuenta eventuales refuerzos que el sistema de transmisión podría requerir.

En la hipótesis extrema de construir una línea de 250 km de longitud, en 500 kV, su costo se estima en 66.5 millones de dólares. Esta línea tiene una capacidad de transmisión del orden de 200

⁴² El costo de inversión de las centrales carboeléctricas incluye los equipos de manejo de carbón y cenizas en la planta y de control de partículas (precipitador electrostático). No se incluyen los costos de equipo para control de emisiones de óxidos de azufre ni las obras de recepción y manejo del carbón fuera de la central.

⁴³ El costo anual de operación y mantenimiento de la alternativa carboeléctrica, a partir del año 2005, es de 711.5 millones de dólares, en tanto que el correspondiente a unidades de vapor se ubica en 757.4 millones de dólares. Por ende, la diferencia de costos es de 45.9 millones de dólares.

MW. Su costo de construcción es todavía muy inferior al tope de 193.6 millones de dólares de beneficios que resultan del proyecto de instalación de dos unidades carboeléctricas de 350 MW.

Sin duda, existen otras opciones para reforzar el sistema de transmisión entre los países del Istmo-Centroamericano, tales como la construcción de dobles ternas en 230 kV o circuitos en 400 kV (si ese voltaje es aceptado). Estas opciones tendrían costos de inversión intermedios entre las dos hipótesis examinadas.

4. Operación coordinada

En el análisis se supone que en la región se han logrado acuerdos y se ha puesto en práctica la operación coordinada de los sistemas interconectados, o sea, la explotación de los recursos de los sistemas con el objetivo de lograr la reducción de los costos de operación globales de los seis sistemas. Las economías de una operación coordinada derivan principalmente de la reducción del consumo de combustibles que se obtendría al despacharse primero las unidades más eficientes; de la optimización del agua en los embalses sobre un horizonte de operación de largo plazo (al menos dos años) y de la reducción de los riesgos de falla.

Metodológicamente se han logrado algunos avances en los países de la región, sobre todo por las herramientas de planificación operativa que fueron obtenidas dentro del proyecto denominado PARSEICA,⁴⁴ sin embargo, todavía falta lograr acuerdos en temas como el peaje en las líneas de interconexión, las eficiencias y costos operativos de las centrales térmicas, los mecanismos de pago de las transacciones de energía, los costos de los combustibles en cada empresa y central y la conformación de un centro de despacho regional. Una de las prioridades actuales del CEAC es la conformación de los grupos de trabajo que dis-

cutirán los temas anteriores y que propondrán soluciones con miras a la operación coordinada.

De acuerdo con evaluaciones hechas por la CEPAL, el beneficio que obtendrían los países de una operación coordinada se calcula en alrededor de 20 millones de dólares anuales,⁴⁵ considerando únicamente la reducción de los consumos de combustibles. Este beneficio se incrementaría al cuantificar la disminución de los riesgos de falla y energía no servida en los países. También se tendrían ahorros en las facturas pagadas a generadores independientes, dado que podría realizarse un manejo de la capacidad y energía de dichos generadores.

Finalmente, debe aclararse que los beneficios de una operación coordinada (excluyendo la planificación coordinada) no fueron considerados en la evaluación de la central carboeléctrica, dado que en los escenarios comparados se considera implícita esta forma de operación.

5. Conclusiones y recomendaciones

La expansión de la capacidad de generación eléctrica del Istmo Centroamericano es más económica si se instalan unidades de generación carboeléctricas de 350 MW. Este tipo de expansión supone una coordinación en la planificación de los sistemas eléctricos nacionales, puesto que las unidades de 350 MW son excesivamente grandes si se comparan con los incrementos de demanda de cada uno de los países.

Si no se logra una coordinación entre los sistemas eléctricos nacionales, será necesario reemplazar las unidades carboeléctricas con unidades térmicas convencionales, de vapor, de 100 MW, cuya instalación puede distribuirse geográficamente. Las dos carboeléctricas de 350 MW a ser puestas en marcha en los años 2004 y 2005 serían reemplazadas por seis unidades de vapor de

⁴⁴El Programa de Actividades Regionales para el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA) fue financiado por el BID y finalizado en 1993. Dentro de este programa fueron desarrollados modelos para la planificación y seguridad operativa de sistemas interconectados y también se proporcionó capacitación y entrenamiento a técnicos de las seis empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

⁴⁵Véase, CEPAL, *Istmo Centroamericano: Perspectivas del subsector eléctrico durante el periodo 1995-2005* (LC/MEX/R.503/Rev.1), 25 de mayo de 1995.

100 MW. Las primeras cuatro unidades se instalarían en el año 2004, y dos unidades más en el 2005.

La instalación de las unidades carboeléctricas permite reducir los costos totales de inversión, operación y mantenimiento, combustible y energía no servida, en un rango de 193.6 millones de dólares, actualizados al año 2004. Este monto supera ampliamente los eventuales refuerzos que podría necesitar el sistema de transmisión entre los diferentes países.

Las máquinas carboeléctricas también posibilitan el ahorro en divisas por la reducción de costos de combustible. Esto se logra por la mayor eficiencia térmica de las unidades carboeléctricas y el menor costo del carbón en relación con los hidrocarburos líquidos. Se estimó un ahorro de 45.9 millones de dólares por año en los costos operativos, que casi íntegramente corresponde a bienes importados. Otra ventaja que ofrecen los generadores carboeléctricos es la diversificación de los combustibles utilizados en la generación térmica. Esta diversificación aminora el riesgo en la eventualidad de incrementos en el precio de los hidrocarburos. Por esta razón, sería conveniente que la instalación de unidades carboeléctricas incluyera convenios de largo plazo para el suministro de carbón, con cláusulas que minimicen las variaciones de precios en la eventualidad de futuras crisis energéticas internacionales.

Los resultados de este análisis no excluyen, de ningún modo, la conveniencia de ejecutar proyectos hidroeléctricos de escala relativamente grande, tales como Brito, Patuca, Guayabo y Boruca. El período de gestación de esos proyectos, incluyendo los estudios de preinversión y la obtención de los financiamientos, es de alrededor de 10 años o más. Su construcción dependerá más bien de la disponibilidad de recursos de inversión, del mayor o menor éxito que la región tenga en atraer capitales de inversión del sector privado y, finalmente, de los eventuales logros en materia de coordinación e intercambios de energía y potencia que se alcancen en la región. En este sentido, sería oportuno continuar con la realización de estudios de preinversión para la construcción de los proyectos en cuanto se resuelvan los actuales problemas de escasez de recursos financieros.

El período de maduración de una termoeléctrica como la propuesta en este análisis es bastante más corto que el de una central hidroeléctrica mayor. Los cronogramas de ejecución para un generador carboeléctrico, incluyendo la realización de estudios de preinversión y gestiones de financiamiento, son de aproximadamente 6 años, mientras que una central hidroeléctrica requiere típicamente de unos 9 años.

No se identifica en este estudio la exacta localización de las futuras unidades carboeléctricas de 350 MW, ya que existen varias opciones, suponiendo la existencia de un sistema de transmisión reforzado. Es obvio que los países «centrales», eléctricamente conectados a otros dos países (El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica), tienen una relativa ventaja por su conexión directa con dos mercados eléctricos, además del propio. Sin embargo, no se excluye la posibilidad de su instalación en los «periféricos» (Guatemala y Panamá). La política costarricense de continuar y favorecer el desarrollo de sus recursos renovables y contribuir de esta forma a la reducción de contaminantes y del efecto invernadero, eliminan a ese país como opcional para un desarrollo termoeléctrico regional; sin embargo, no se descartan las compras de energía en Costa Rica para disminuir la operación de sus termoeléctricas.

Otro factor favorable a la instalación de generadores a carbón es la accesibilidad de su suministro. El carbón sería transportado desde la costa del Atlántico de Colombia. En consecuencia, los sitios más ventajosos para la ubicación de las unidades carboeléctricas deberían disponer de puertos en dicha costa para minimizar los costos de transporte.

La instalación de las unidades carboeléctricas podría realizarse en más de un país. En los primeros años, dicho país sería un exportador neto de energía. Eventualmente, una vez que el crecimiento de la demanda del mercado nacional hubiera absorbido la capacidad de la unidad instalada, ese mismo país se convertiría en importador de energía de otro país donde la instalación de las unidades carboeléctricas fuera más reciente. Este esquema de alternabilidad en la instalación de pro-

yectos de alcance regional desvanecería el concepto de la dependencia unilateral energética en pro de una dependencia mutua.

Por ejemplo, un esquema de distribución de la carga entre tres países vecinos podría ser la que se muestra en el cuadro 33.

Cuadro 33

EJEMPLO DE DISTRIBUCION DE CARGA PARA UN PROYECTO TERMICO REGIONAL

(Porcentajes)

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Pais sede	33	50	65	80	100
Pais 2	33	25	18	10	-
Pais 3	33	25	17	10	-

Un generador carboeléctrico de 350 MW demanda una inversión del orden de 340 millones de dólares, monto que no sería muy alto para su ejecución con recursos provenientes

del sector privado, en el año 2004, suponiendo un incremento gradual de la participación de los empresarios en el sector eléctrico regional.

VI. EL FINANCIAMIENTO DE LA INDUSTRIA ELECTRICA CENTROAMERICANA⁴⁶

En este capítulo se presenta una estimación de las necesidades de financiamiento de los programas de inversiones en generación, transmisión, distribución (incluyendo los eventuales proyectos en cogeneración), uso racional de la energía y del medio ambiente, en función de las previsiones de cada país para el período 1995-2005. Además, se aborda un análisis sobre los nuevos enfoques de financiamiento de la industria eléctrica.

Determinar los esquemas alternativos de financiamiento constituye un auténtico desafío frente al agotamiento del modelo vigente en el subsector. El mundo actual pretende alcanzar la globalización financiera mediante la interdependencia económica, superando los problemas que genera la volatilidad de las tasas de interés y de cambio y utilizando el conocimiento que en tiempo real brindan los mercados electrónicos, OTC (*over the counter*).⁴⁷ Surge así el uso de nuevas herramientas, lo que induce a que las economías emergentes aprovechen la oportunidad de capitalizar la experiencia que desde hace 10 años posee la mayoría de los países más desarrollados.

Hace poco más de un lustro⁴⁸ se planteaba la problemática del financiamiento desde la óptica clásica o histórica. El desconocimiento de los instrumentos que comenzaban a usarse en el mundo y la conciencia de que los problemas de las empresas privadas estaban íntimamente relacionados con la crisis de la deuda externa (1982) llevaron a plantear las soluciones desde un contexto histórico.

El análisis presentado en este capítulo contempla los aspectos tradicionales para el financiamiento del sector: la situación financiera de las empresas, las necesidades futuras de inversión en el sector eléctrico y la identificación de las alternativas adecuadas de financiamiento. Además, se contemplan tanto el desafío creativo que en la actualidad estimulan los mercados de capitales como la necesidad de desarrollar un programa de capacitación y formación en la ingeniería financiera.

1. Situación financiera de las empresas eléctricas de Centroamérica en el período 1990-1995

La situación de las principales empresas públicas en Centroamérica, durante el período 1990-1995, se presenta a continuación.

⁴⁶ Los cuadros aparecen al final del capítulo.

⁴⁷ Como en la mayoría de las disciplinas técnicas, la nueva terminología está integrada predominantemente por vocablos de origen anglosajón. Al referirse al OTC se entiende el mercado de instrumentos derivados, que ha venido creciendo en forma muy acelerada. Instituciones especializadas estiman que el riesgo de derivados está alcanzando al riesgo en actividades más tradicionales como los préstamos.

⁴⁸ Alternativas de Financiamiento del Sector Energía de América Latina y el Caribe, Subsector Eléctrico, OLADE-Banco Mundial-Naciones Unidas, 1989, Quito, Ecuador.

a) Costa Rica

El trienio 1993-1995 se caracterizó por una disminución relativa importante en el autofinanciamiento de las empresas ICE y CNFL, a consecuencia de las fuertes inversiones que realizaron y por la falta de un incremento de tarifas. El déficit resultante exigió el ingreso de préstamos locales, ya ocurridos en 1994 y que se mantendrían en un nivel similar en 1995. En el futuro se maneja una hipótesis de desembolsos más modestos que fluctuarían entre 13 y 17% en el periodo 1996-1999 (véase el cuadro 34).

Contrario a lo ocurrido en otros países de la región, los programas de expansión nunca han sido suspendidos; y a partir de 1992, con la aprobación de las leyes respectivas, se ha venido dando una importante participación de inversionistas privados. También se distingue este país por el desarrollo que han tenido los estudios de preinversión, de manera que en 1994 el ICE ya se encontraba definiendo con la banca multilateral el financiamiento de los proyectos que entrarán en operación a fines de la presente década.

El nivel de desarrollo del subsector eléctrico estará estrechamente ligado a los desembolsos que los organismos multilaterales concreten en el periodo 1995-1997, en un promedio que variará entre un 40 y 44%. En cuanto a las aplicaciones (usos), el programa se basa en un nivel de inversiones fuerte y sostenido tendiente a proveer un sustancial equipamiento en generación. Los recursos previstos en la distribución son menores, debido al alto coeficiente de electrificación del país.

Es favorable el hecho de que exista una baja incidencia relativa del servicio de la deuda, el cual representa, en promedio, menos de un tercio del total de los usos. Por ello es coherente fomentar una mayor participación del financiamiento de nuevas fuentes (proveedores y el sector bancario local).

Mantener el nivel de inversiones futuras en el corto plazo supone lograr una relevante participación de la inversión privada. Los problemas estructurales se manifestarían si el sobre-

deudamiento proveniente de las divisas fuertes (por las grandes diferencias de cambio y la falta de coberturas) ocasionara un daño financiero irreparable.

b) El Salvador

Hasta 1985 la CEL presentaba resultados operativos anuales positivos. Es a partir de 1986 que comienzan los déficits, que se revierten en el bienio 1994-1995, mediante la reestructuración de la empresa, el control de los gastos, sensible reducción del personal y un ajuste tarifario, conjuntamente con el control inflacionario de la economía nacional. El ajuste financiero se logró merced a los aportes realizados por el gobierno, especialmente en el periodo 1992-1994, en respuesta a la terminación de los conflictos armados internos que tantos perjuicios acarrearón a la sociedad, a los que la empresa eléctrica no pudo escapar.

Los créditos externos recibidos en forma esporádica por la empresa no representaron más de 15% del total de las fuentes (1980-1989). A partir de la presente década se registra una activa participación de la industria y la banca local, que aportaron un importante financiamiento en el periodo 1990-1992, muy bien complementado en el trienio 1993-1995 por préstamos externos. (Véase el cuadro 35.)

Las fuertes devaluaciones del colón y la necesidad de tener actualizados los activos fijos determinan que en los estados de origen y aplicación de fondos aparezcan aumentos de los activos en los usos, y como contrapartida, ajustes similares en los pasivos, producto de las grandes diferencias por tipo de cambio desfavorable a la posición financiera de la empresa.

Otro elemento de considerable peso, que no ha podido ser medido en esta oportunidad, es la diferencia (absorbida por la empresa) entre los precios *spots* de compra de los derivados petroleros para generar electricidad y las previsiones presupuestarias realizadas. También los bajos caudales hidráulicos de los últimos años incidieron en una mayor participación de la generación térmica y consumos superiores de combustibles.

Cuadro 34

COSTA RICA: ESTRUCTURA DEL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Origen (fuente)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Autofinanciamiento				56.0	40.0	38.0	39.0	41.0	55.0	54.0	40.0	43.0	44.0	47.0	45.0
Préstamos a largo plazo				44.0	60.0	62.0	61.0	59.0	45.0	46.0	60.0	57.0	56.0	53.0	54.0
Locales				19.0	27.0	22.0	17.0	15.0	13.0	17.0	26.0	26.0	24.0	21.0	18.0
Externos (O.I.)				25.0	33.0	40.0	44.0	44.0	32.0	29.0	34.0	31.0	32.0	32.0	36.0
Aplicaciones (usos)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Inversiones				63.0	71.0	79.0	76.0	74.0	70.0	69.0	72.0	71.0	72.0	66.0	72.0
Generación				44.0	53.0	63.0	50.0	45.0	46.0	55.0	65.0	64.0	64.0	59.0	59.0
Trasmisión/distribución				19.0	18.0	16.0	26.0	29.0	24.0	14.0	7.0	7.0	8.0	7.0	13.0
Servicio deuda				37.0	29.0	21.0	24.0	26.0	30.0	31.0	27.0	28.0	28.0	34.0	28.0
Externa				34.0	27.0	19.0	22.0	25.0	28.0	27.0	25.0	26.0	26.0	32.0	26.0
Interna				3.0	2.0	2.0	2.0	1.0	2.0	4.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0

Cuadro 35

EL SALVADOR: ESTRUCTURA DEL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Origen (Fuente)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Autofinanciamiento	5.1	0.8	2.3	26.5	16.0	52.5
Préstamos a L.Plazo	25.0	32.1	17.9	32.6	9.7	40.0
Locales	22.0	28.3	10.6	4.8	0.3	---
Externos (O.I)	3.0	3.8	7.3	27.8	9.4	40.0
Dismin. Activos	11.0	7.3	0.7	1.4	3.5	---
Aumento Pasivos	58.7	12.8	41.1	20.6	20.8	7.5
Gobierno	0.2	7.6	36.8	15.8	45.5	---
Donaciones	---	39.4	1.2	3.1	4.5	---
Aplicaciones (Usos)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Inversiones	9.6	14.8	79.1	20.0	12.0	58.2
Generación	---	---	---	---	---	---
Transmisión/Distrib.	---	---	---	---	---	---
Servicio Deuda	21.0	17.2	9.3	38.3	26.9	36.4
Externa	---	---	---	---	---	---
Interna	---	---	---	---	---	---
Aumento Activo	61.4	18.6	4.5	35.3	14.7	---
Dismin. Pasivo	3.9	34.8	3.1	3.1	38.7	---
Excedentes	4.1	14.6	4.0	3.3	7.7	5.4

El endeudamiento teórico en 0.75 (nivel que por sí solo plantea una fuerte discusión) establecido por uno de los bancos significa que si la empresa se ubicara por debajo de dicho valor ello demostraría el margen de incremento que aún le restaría. La cobertura (ratio) del servicio de la deuda (considerada como las veces que se satisface ese compromiso y definido en 1.5), sin conocimiento ni vinculación con los demás aspectos de la empresa, ha mejorado ostensiblemente y ha llegado a duplicarse hasta alcanzar el 1.2. Este indicador también es parcial por cuanto atiende los intereses de los organismos multilaterales sin considerar la salud financiera de la empresa, que se relaciona con la eficiencia, la productividad, las tarifas y las políticas financieras apropiadas a un sector como el eléctrico, de alta intensidad de capital.

c) Guatemala

Hubo dos problemas graves que se fueron agudizando en los últimos 10 años (véase el cuadro 36): un retraso tarifario que llevó a la empresa a la situación actual y un grado de iliquidez que afecta profundamente en el corto plazo y, en particular, los programas de inversiones.

El déficit financiero de arrastre hasta 1994 era de 400 millones de quetzales (70 millones de dólares), y de 120 millones de quetzales (21 millones de dólares) transferidos al presupuesto de 1995 del INDE. Debido a un problema estructural, 1,500 millones de quetzales del pasivo corresponden a diferencias de tipo de cambio, monto que hubiera sido sensiblemente inferior en caso de implementarse una estrategia de coberturas.

Cuadro 36

GUATEMALA: ESTRUCTURA DEL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Origen (fuente)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Autofinanciamiento	51.6	75.7	43.9	24.0	21.8	20.0	23.7	38.1
Préstamos a largo plazo	14.7	24.3	56.1	76.0	78.2	80.0	76.3	61.9
Locales	33.7	-	-	-	-	-	-	-
Externos (O.I)	-	-	-	-	-	-	-	-
Aplicaciones (usos)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación	33.2	64.9	99.0	118.4	144.9	178.1	197.4	183.1
Trasmisión/distribución	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicio deuda	60.6	57.1	40.5	26.7	30.3	19.6	19.7	36.0
Externa	-	-	-	-	-	-	-	-
Interna	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-8.9	8.1	-21.2	-22.6	-21.5	-16.0	-19.7	4.6
Superávit/déficit	15.1	-30.2	-18.3	-22.6	-53.7	-81.7	-97.3	-123.7

La estructura del financiamiento proyectado se basa en supuestos muy fuertes. Como aplicaciones (usos) se sostiene el supuesto de desarrollar un programa de inversiones que produce un déficit del 50%, y que se eleva al final del periodo. Si sólo se cubriera el servicio de la deuda, los déficit anuales van de 50% en 1995 a 100% en 1996, y de ahí hasta el 2000 los pagos son insuficientes, comprometiéndose el programa de inversiones.

Con relación al origen (fuentes) de satisfacción de los usos, el equilibrio se pretende alcanzar mediante una fuerte participación del crédito externo, pasando de un 24.3% registrado en 1994 al 56.1% en 1995, que a partir de entonces seguirá creciendo durante el resto de la serie en análisis. El autofinanciamiento, que llegó al 75.7% en 1994, disminuiría hasta reducirse a la mitad en el 2000.

d) Honduras

En el cuadro histórico (véase cuadro 37) se advierte que, por el lado del origen (fuentes), la participación del financiamiento externo siempre

fue importante, e incluso casi se duplica en 1992 y 1995 (40%). Por su parte, el financiamiento local registra una participación prácticamente nula, salvo en 1990 y 1994, cuando el gobierno aportó un 46.6%.

El cumplimiento del servicio de la deuda ha significado a la ENEE entre 46.3% en 1990 y 70% en 1995; ello está indicando que independientemente del retraso tarifario, los problemas estructurales se han agravado. Del análisis de la posición de la deuda (de corto y, en particular, del largo plazo), se evidencia que el no haber realizado coberturas ha conducido a una virtual quiebra de la empresa.

Basta observar la expansión del endeudamiento entre 1993 y 1994, de 303 millones de lempiras (34 millones de dólares), sin que se recibiera desembolso, lo que marca el grave daño ocasionado por la banca multilateral por trasladar todo el riesgo al prestatario, cuando en realidad correspondería, según un criterio de equidad, compartirlo, lo que no significa distribuir la pérdida sino hacer las coberturas correspondientes.

Cuadro 37

HONDURAS: ESTRUCTURA DEL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Origen (Fuente)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Autofinanciamiento	32.2	74.6	58.4	71.8	37.4	59.3
Préstamos a largo plazo	67.5	23.5	41.2	27.9	62.4	40.5
Locales	46.6	0.9	1.2	---	46.6	---
Externos (O.I)	20.9	22.6	40.0	27.9	15.8	40.5
Aplicaciones (Usos)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Inversiones	---	---	---	---	---	---
Generación	28.9	35.8	49.9	44.4	34.3	53.2
Transmisión/Distrib.	---	---	---	---	---	---
Servicio Deuda	46.3	48.7	58.2	59.0	56.6	70.0
Externa	---	---	---	---	---	---
Interna	---	---	---	---	---	---
Otros	24.8	15.5	(8.1)	(3.4)	9.1	(23.2)

Entre otros problemas que han incidido negativamente en la gestión de la ENEE figuran la crisis de suministro de electricidad, el impacto de la creciente generación térmica, los contratos de compra de energía con los generadores independientes y la imposibilidad de realizar ajustes tarifarios. Según estimaciones de la ENEE, el racionamiento de 1994 determinó una disminución de ingresos de alrededor de 34 millones de dólares, y un incremento en combustibles y facturas a los generadores independientes, de alrededor de 27 millones de dólares. En los próximos años seguirá creciendo la generación térmica y las compras a privados, con el impacto negativo ya mencionado. A lo anterior habría que agregar la merma de los ingresos por las altas pérdidas de energía (con tarifas ajustadas, significa alrededor de 20 millones de dólares anuales).

e) Nicaragua

La rentabilidad del INE se mantuvo negativa o cercana a cero en el período 1986-1990. Pese a que en los primeros meses de 1991 se logró controlar el proceso inflacionario, fue en 1993 cuando se obtuvo un valor positivo, merced a los ingresos

de 95 millones de dólares por ventas. Los niveles tarifarios implantados en 1991 aseguraron un equilibrio en el estado de pérdidas y ganancias, pero el estado financiero, por el efecto de arrastre de los problemas estructurales, seguía mostrando la vulnerabilidad de la empresa.

La posterior devaluación de 1993 influyó en la tarifa existente, arrastrándola de 8.77 a 8.40 centavos de dólar/kWh. El racionamiento eléctrico dispuesto impidió mantener los niveles de ingresos por ventas, agravando la posición financiera.

Los problemas operativos deberán ser corregidos (mayores pérdidas de energía; mayores costos de falla del servicio; un incremento en la mora por pagos) mediante una contracción en el capital de trabajo (corto plazo) y resolviendo las urgencias en la rehabilitación del sistema eléctrico. Sin embargo, es preciso encarar a la brevedad acciones empresariales. Por ejemplo, las pérdidas por tipo de cambio (producto de la deuda externa del INE y de la cotización del córdoba con relación al dólar, o por compra de los derivados petroleros, que aumentan por disminución de la generación hidrogeotérmica), en 1993 totalizaron

9.3 millones de dólares (alrededor del 10% de la facturación anual), impidiendo que las utilidades en el mismo año alcanzaran los 11.4 millones de dólares previstos.

Los niveles de inversiones previstos para el periodo 1991-1993, así como el pago del servicio de la deuda en el mismo lapso, originaron un déficit financiero de 6 millones de dólares en 1991; de 55.6 y 7.2 millones de dólares en 1992 y 1993, respectivamente, y de 6.5 millones de dólares en 11 meses de 1994. (Véase el cuadro 38.)

La empresa reconoce como causa principal de la limitación de la oferta la necesidad de contar con una mayor generación térmica, el prolongado racionamiento de energía y, fundamentalmente, la «pérdida cambiaria de 4.4 millones de dólares, contabilizada en el año por efectos de la revalorización de la deuda contraída por la empresa con cláusula de valor»,⁴⁹ y la cual significó el 68% de la pérdida del año. El índice de endeudamiento a largo plazo pasó de 0.16 en 1993 a 0.25 en 1994, en tanto que la relación deuda total versus patrimonio se ubicaba en 36%. Estos indicadores son

positivos, y mantenerlos exige aplicar herramientas y acciones de ingeniería financiera que formulen respuestas estructurales.

El traspaso de la deuda externa de ENEL al gobierno nacional ha posibilitado la obtención de estos índices, pero también plantea la necesidad de actuar urgentemente, es decir, usar la capacidad teórica de endeudamiento actual de la empresa, como potenciador de futuras inversiones. La desmejora de un 56% del índice de endeudamiento entre 1993 y 1994 es el argumento sobre el que se deberá insistir.

En síntesis, las características del financiamiento del sector eléctrico de la región (véase el cuadro 39) muestran que los préstamos externos en términos absolutos cubren el servicio de la deuda. En caso de que los desembolsos fueran mayores que el servicio, el excedente recién comienza a financiar las inversiones en ejecución; de ahí la necesidad de evaluar anualmente esta relación y poder establecer los ingresos netos de financiamiento externo para el sector y sus empresas.

Cuadro 38

NICARAGUA: ESTRUCTURA DEL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

	1993	1994	1995
Origen (fuente)	100.0	100.0	100.0
Autofinanciamiento	50.9	25.3	29.0
Préstamos a largo plazo	49.1	74.7	71.0
Locales	-	20.6	-
Externos (O.I)	49.1	54.1	71.0
Aplicaciones (usos)	100.0	100.0	100.0
Inversiones	-	-	-
Generación	66.8	66.2	67.3
Trasmisión/distribución	-	-	-
Servicio deuda	16.1	3.9	16.0
Externa	-	-	-
Interna	-	-	-
Otros	17.1	29.8	16.7

⁴⁹Véase, «Análisis de la situación financiera. Año 1994», documento interno del INE.

Cuadro 39

CENTROAMERICA: ESTRUCTURA DEL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

Capacitación <u>a/</u>			
MC <u>b/</u>	IPF <u>c/</u>	COB <u>d/</u>	ISND <u>e/ 1</u>
I	N	N	N

ESTRUCTURA DEL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO DE CENTROAMERICA

Reformulación											
Estrategias técnicas <u>f/</u> de financiamiento											
BM	BID	BCIE	CEPAL/ONU	OLADE	Banca privada	OTC <u>g/</u>	Gobierno	CIEP/PEL	EE <u>h/</u>	EP <u>i/</u>	GU <u>j/</u>
A	B		B	C	A	A	C	C	C	A	B

	Nivel				
	Alto	Medio	Bajo	Liquidez	Solvencia
Origen (Fuente)				R	M <u>k/</u>
Autofinanciamiento		-			
Préstamos a largo plazo	+				
Locales			-		
Aplicaciones (Usos)	+				
Inversiones		-			
Servicio Deuda	+				
Externa					
Interna			-		

a/ Capacitación en el sector público y empresas eléctricas de la región (I: inicial; N: Ninguna)

b/ MC: Mercado de capitales.

c/ IPF: Instrumentos de planificación financiera.

d/ COB: Cobertura (*hedging*).

e/ Instrumentos financieros de segundo nivel.

f/ A. Aplicación de nuevos instrumentos financieros en la operación de préstamos. (CAF; SWAPS; OPCIONES; etc.)

B. Conocimiento y posterior aplicación de los mismos.

C. No aplicación aún de nuevos instrumentos.

g/ OTC: *Over the counter*.

h/ EE: Empresas eléctricas.

i/ EP: Empresas petroleras.

j/ GU: Grandes usuarios.

k/ Una sola de las cinco empresas eléctricas presenta una buena solvencia financiera. (B: buena; R: regular; M: mala).

En caso de que fuera negativo, sería la empresa, el gobierno o la contracción del programa de inversiones los que cubrirían el déficit financiero. Este análisis responde al modelo clásico o histórico de financiamiento del subsector eléctrico. Más adelante se presentan las soluciones desde la óptica que adoptan los mercados financieros modernos. El complemento del financiamiento externo, cubierto por proveedores y banca locales, se caracteriza por su baja participación; por lo mismo, su ponderación es escasa en el pago del servicio de la deuda.

El autofinanciamiento, altamente sensible a las políticas tarifarias vigentes, presenta un retraso. Ahora bien, el aplazamiento de los ajustes se explica por el grado de deterioro del capital de trabajo del período (año), fenómeno que puede pasar de un problema de liquidez a convertirse en un problema estructural de solvencia.

2. Programas de inversiones de las empresas eléctricas de Centroamérica, en el período 1995-2005

En cuanto a las inversiones, es importante subrayar la necesidad de definir la política del gobierno respecto de la participación del capital privado, ya sea en nuevas inversiones o en la eventual concesión de las actuales empresas públicas (generación, transmisión y distribución). Aunque en la mayoría de los países se impulsan políticas de fomento a la participación privada en el desarrollo de la industria eléctrica, no existe una estimación realista sobre el monto de dichas inversiones ni sobre los sectores de la industria a los cuales iría dirigida. En la actualidad, la presencia más significativa del capital privado se registra en el ámbito de la generación. A continuación se analizan los programas de inversión global en la industria eléctrica de cada país.

a) Costa Rica

Las inversiones programadas para la próxima década (véase más adelante el cuadro 45) arrojan un promedio anual del orden de los 260 millones de dólares.

Las políticas de Uso Racional de Energía (URE) y Medio Ambiente (MA), que se vienen aplican-

do desde hace más de una década, permiten cuantificar los niveles de inversión en forma anual. Como se verá posteriormente, en las empresas eléctricas de los otros países de la región sólo se pudo identificar la inversión vinculada a proyectos o eventualmente a programas, pero no los niveles globales nacionales en estos dos rubros.

La cogeneración privada al tiempo que incorpora potencia a los sistemas integrados nacionales ayuda a mejorar la curva de carga entre los períodos de menor fuerza hidráulica y el levantamiento de la cosecha de azúcar.

Se debe resaltar que para la década se ha previsto una participación local del 48% de la inversión total. El promedio de inversiones anuales es de alrededor de 128 millones de dólares. Los programas de URE y MA se estimaron sobre la base de un programa tentativo de inversiones, escalonado hasta llegar a un nivel medio de desarrollo de 15 millones de dólares/año (véase el cuadro 40).

b) El Salvador

A principios de 1995 se finalizó la actualización del programa de expansión de la CEL, institución que ha iniciado acciones en pos de conseguir los financiamientos de las obras incluidas en dicho plan, muchas de las cuales se realizarían con participación privada. El promedio de inversiones anuales se ubica en alrededor de 130 millones de dólares (véase el cuadro 41). Según la percepción de algunos especialistas, la apertura hacia la participación privada se halla de alguna manera frenada por las exigencias que en desmesura el sector privado plantea. Aunque no fue incluido en la estrategia básica del plan, la CEL se propone desarrollar en el corto plazo una política agresiva de cogeneración, apoyándose en que existe una decena de ingenios en condiciones de vender sus excedentes a la red pública, por un total de 111 MW y una inversión estimada en más de 100 millones de dólares.

c) Guatemala

El promedio de inversiones anuales es de alrededor de 200 millones de dólares, incluyendo las

Cuadro 40

COSTA RICA: INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO (1995-2004)

(Millones de dólares)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total 1995-2004
Total ¹	143.0	243.4	224.6	139.6	153.4	283.1	275.0	225.8	154.6	211.9	2,054.4
Generación	14.1	40.6	68.0	87.4	8.0	17.9	27.3	80.8	---	---	344.1
Trasmisión	19.2	32.9	13.4	10.3	12.6	13.1	13.4	13.9	14.4	19.8	163.0
Distribución	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cogeneración	12.5	18.3	18.7	18.3	13.2	12.3	12.8	13.4	13.9	19.1	152.5
URE y Medio Ambiente	188.8	335.2	324.7	255.6	187.2	326.4	328.5	333.9	182.9	250.8	2,714.0

¹ Excluidos los gastos financieros capitalizables.

Cuadro 41

EL SALVADOR: INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO (1995-2004)

(Millones de dólares)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total 1995-2004
Total	166.0	147.0	163.0	213.0	188.0	127.0	74.0	84.0	71.0	44.0	1,277.0
Generación	94.0	76.0	83.0	115.0	105.0	83.0	45.0	53.0	38.0	15.0	707.0
Trasmisión	28.0	22.0	13.0	8.0	12.0	3.0	---	---	5.0	7.0	98.0
Distribución	37.0	30.0	29.0	38.0	36.0	26.0	14.0	16.0	13.0	7.0	246.0
Cogeneración	5.0	15.0	30.0	40.0	20.0	---	---	---	---	---	110.0
URE ¹	1.0	2.0	4.0	6.0	---	---	---	---	---	---	---
Medio Ambiente ²	1.0	2.0	4.0	6.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	116.0

¹ Programa de Eficiencia: Usos Finales de Energía Eléctrica² Incluidos los Programas de arrastre.

inversiones en URE y MA, estimadas mediante el mismo criterio usado en Costa Rica. El programa de cogeneración, que incorporaría 126 MW, requiere un nivel de inversiones superior a los 50 millones de dólares entre 1995 y 1997. No está contabilizada la inversión de arrastre (véase el cuadro 42).

La empresa está preparando un nuevo Plan Nacional de Electrificación, cuya finalización se prevé a mediados de 1995, el cual permitiría evitar la aparición de proyectos que no respondan al óptimo del INDE.

En este país han tenido lugar las mayores inversiones privadas, principalmente en el renglón de la generación, situación que, se estima, prevalecerá en los próximos años. También merece destacarse la participación de la cogeneración en la industria eléctrica. De acuerdo con los contratos suscritos, se calcula que las inversiones privadas totalizan 85 millones de dólares, a fin de desarrollar 116 MW entre 1994 y 1997 (733 dólares/kW).

d) Honduras

El programa de expansión del sistema, realizado con la cooperación del gobierno canadiense y finalizado a inicios de 1994, sufrió ajustes para reflejar las nuevas adiciones de generación y contratos con autoprodutores, efectuados entre 1994 y 1995 como respuesta a la crisis de suministro del país. Con un nivel de inversiones cercano a los 190 millones de dólares/año durante la década, se cubrirá la demanda futura. El problema radica en decidir cómo se definirá la participación privada (véase el cuadro 43).

La estructura de financiamiento de la empresa, que no aplica ninguna política de cobertura por tasas de cambio o de interés, refleja deudas vencidas y a vencer en diciembre de 1994 de solamente el 1% de la deuda de largo plazo. El endeudamiento del período 1993-1994 aumentó 34 millones de dólares, de los cuales no se ha recibido ningún desembolso.

Las inversiones en MA y URE responden a las mismas estimaciones incorporadas para las otras empresas. La grave situación financiera de la ENEE lamentablemente traerá perturbaciones que, por estar vinculadas a la urgencia de fijar las políticas

del subsector eléctrico, provocarán una postergación del programa de inversiones.

e) Nicaragua

La empresa ENEL estima inversiones anuales promedio de 150 millones de dólares, en un monto similar a los valores de la región. No obstante, persiste la duda sobre su probable ejecución, por cuanto en el período 1990-1994 sólo se alcanzaron 116 millones de dólares (véase el cuadro 44). Los contratos de inversiones extranjeras, concretados por el Comité de Inversiones Extranjeras del Ministerio de Economía y Desarrollo para el período 1992-1994, muestran que sobre un total de 238.7 millones de dólares al sector energético correspondió el 87%.

Se está contemplando una alta participación privada en el período 1995-1998. El fuerte racionamiento eléctrico impuesto a la sociedad llegó a representar 25% de la demanda total, aunque mediante un buen manejo de la oferta se logró que descendiera a 13%.

f) Inversiones regionales

Si se pretende concretar el programa de inversiones contenido en el Sistema Interconectado de los Países de Centroamérica (SIPAC), la región debería invertir 500 millones de dólares. Este proyecto persigue una mayor eficiencia en la operación y desarrollo del sistema regional, lo que llevaría a los países a replantear los óptimos nacionales en aras de una mayor eficiencia que suponga un menor costo para las empresas.

Además de los aspectos técnicos que todavía se discuten, los países deberán avanzar en la suscripción de los acuerdos respectivos que den sustento a los proyectos regionales y sus respectivos mecanismos de gestión. Se podría considerar que resueltos los problemas institucionales para crear una empresa regional, este proyecto se podría iniciar a fines de la presente década.

3. Comparación regional de las inversiones en la industria eléctrica

De acuerdo con el total de las inversiones demandadas por las empresas (véase el cuadro 45) para

Cuadro 42

GUATEMALA: INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO, 1995-2004

(Millones de dólares)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total 1995-2004
Total	171.5	176.8	125.6	181.0	189.4	169.6	142.7	165.2	358.6	276.5	1,956.9
Generación	85.6	90.7	44.1	81.6	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	1,368.4
Trasmisión ^{a/}	-	27.7	42.5	67.1	39.2	-	6.3	14.6	6.3	-	231.7
Distribución	56.0	22.1	21.1	17.3	15.0	15.1	17.0	15.2	16.9	-	167.7
Cogeneración ^{b/}	24.9	26.3	2.9	-	-	-	-	-	-	-	54.1
URE ^{c/} y medio ambiente	5.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	135.0

^{a/} Estimación realizada en base a los informes Plan Nacional de Electrificación y Programación.^{b/} Inversiones correspondientes al ingreso de 40 MW en 1996; 40 MW en 1997 y 10 MW en 1998.^{c/} Estimaciones de CEPAL-México.

Cuadro 43

HONDURAS: INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO (1995-2004)

(Millones de dólares)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total 1995-2004
Total	148.0	106.6	79.8	94.9	82.5	117.2	232.5	304.0	263.3	191.5	1,620.3
Generación	99.0	74.2	43.5	57.4	45.0	70.3	166.1	237.6	196.9	125.1	1,115.1
Trasmisión ¹	21.2	18.3	9.1	8.0	8.0	17.0	35.1	35.1	35.1	35.1	222.0
Distribución	22.8	4.1	12.2	14.5	14.5	14.9	16.3	16.3	16.3	16.3	148.2
Cogeneración ²	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
URE ³ y Medio Ambiente	5.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	135.0

¹ Estimación realizada sobre la base de los informes Plan Nacional de Electrificación y Programación.² Inversiones correspondientes al ingreso de 40 MW en 1996; 40 MW en 1997 y 10 MW en 1998.³ Estimaciones de CEPAL-México.

Cuadro 44

NICARAGUA: INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO (1995-2004)

(Millones de dólares)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total 1995-2004
Total	94.1	125.6	148.1	177.7	124.7	145.5	190.2	232.3	140.8	123.1	1,502.1
Generación ¹	77.5	94.9	112.0	156.6	106.3	129.0	175.2	217.3	125.8	108.1	1,302.7
Trasmisión	10.1	11.4	17.6	3.1	0.4	---	---	---	---	---	
Distribución ²	1.5	9.3	3.5	3.0	3.0	1.5	---	---	---	---	64.4
Cogeneración	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
URE ³ y Medio Ambiente	5.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	135.0

¹ Capital privado para el período 1995-1998.² Incluye Programa de Reducción de Pérdidas y Mejoras en Gestión Comercial.³ Estimaciones CEPAL-México.

Cuadro 45

CENTROAMERICA: DEMANDA DE INVERSIONES DEL SUBSECTOR ELECTRICO (1995-2004)

(Millones de dólares)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total 1995-2004
Total	789.9	956.8	999.3	1,048.6	802.8	917.7	999.9	1,132.4	1,030.6	885.9	9,563.9
Costa Rica	188.8	335.2	324.7	255.6	187.2	326.4	328.5	333.9	182.9	250.8	2,714.0
El Salvador	166.0	147.0	163.0	213.0	188.0	127.0	74.0	84.0	71.0	44.0	1,277.0
Guatemala	171.5	176.8	125.6	181.0	189.4	169.6	142.7	165.2	358.6	276.5	1,956.9
Honduras	148.0	106.6	79.8	94.9	82.5	117.2	232.5	304.0	263.3	191.5	1,620.3
Nicaragua	94.1	125.6	148.1	177.7	124.7	145.5	190.2	232.3	140.8	123.1	1,502.1
Proyecto SIPAC ²	21.5	65.6	158.1	126.4	31.0	32.0	32.0	13.0	14.0		493.6

¹ Se considera que la inversión del período 2001-2004 puede estar subestimada en alrededor de 400 millones de dólares.² No se considera la inversión no ejecutada de 1994 que eventualmente debiera pasar a 1995, por desconocerse su monto.

el período considerado, aunque habría que agregar en el caso de El Salvador unos 400 millones de dólares para el período 2001-2004 no estimado originalmente y que correspondería a inversión nueva con maduración posterior; la inversión anual de la región se ubicaría en alrededor de 1,000 millones de dólares, por los conceptos en generación, transmisión, distribución, cogeneración, URE y medio ambiente.

El cuadro 46 muestra un resumen de las inversiones estimadas en la industria eléctrica de los principales grupos de países de América Latina. Al respecto se extrae la siguiente conclusión: el

Mercosur, Centroamérica y Chile duplican, en general, los niveles de inversión entre las dos décadas comparadas, mientras que el Grupo Andino, México y el Caribe los mantienen casi sin variaciones. Por consiguiente, el esfuerzo financiero será mayor para el primer grupo y a la vez significará un gran desafío de la ingeniería financiera la búsqueda de estrategias de financiamiento. Otra conclusión es que si se comparan las estimaciones de 1991 con el último relevamiento (1995), las demandas de 1991 variaban entre 500 millones de dólares/año y 1,000 millones de dólares/año, mientras que en 1995 los requerimientos ascendían a 1,000 millones de dólares, en promedio.⁵⁰

Cuadro 46

INVERSIONES EN LA INDUSTRIA ELECTRICA DE LOS PRINCIPALES
GRUPOS DE PAISES DE AMERICA LATINA

(Miles de millones de dólares)

Inversiones eléctricas	1990-2000	2000-2010
Total	185,858	279,924
Mercosur	83,465	163,217
Grupo Andino	47,500	50,010
Centroamérica	5,175	10,210
Caribe	2,009	2,562
México	41,250	38,210
Chile	6,460	15,175

Es conveniente mencionar que en este tipo de análisis las demandas tienden a aumentar por un desplazamiento natural de inversiones no realizadas por diversas razones (falta de financiamiento, mejora o cambio de proyectos, decisiones políticas, etc.) y por la comparación que normalmente subsiste entre la planificación y la ejecución real.

**4. Financiamiento respaldado mediante la
implementación de las técnicas
de la ingeniería financiera**

En el documento dedicado al análisis de los problemas de financiamiento de la industria eléctrica

centroamericana, elaborado dentro del Convenio CEPAL/BCIE,⁵¹ se aborda con amplitud el panorama de la globalización del comercio y las finanzas mundiales, así como los nuevos cuadros de posibilidades en la obtención de recursos financieros, a los que anteriormente sólo se tenía acceso dentro del área de los países occidentales industrializados. En el proceso de globalización de las finanzas internacionales es importante destacar los siguientes acontecimientos.

a) La gran crisis de la deuda de comienzos de los ochenta y los profundos cambios que se die-

⁵⁰ *Nuevas formas de financiamiento del sector eléctrico en América Latina y el Caribe* (CEPAL/OLADE y GTZ), circulación interna, Quito, Ecuador, febrero de 1995.

⁵¹ Véase Ferro, Héctor, *Financiamiento del sector eléctrico de América Central. Diagnóstico y propuestas*, junio de 1995, documento preparado dentro del Acuerdo Complementario de Convenio BCIE/CEPAL.

ron en esa década en las economías de algunas naciones del área, con un fuerte sesgo hacia la liberalización de los mercados de capitales, han determinado el surgimiento de nuevas formas de captación de fondos para todo tipo de destino y con una cierta elasticidad en los plazos de maduración de los repagos.

b) Las consecuencias políticas de la liquidación de las principales economías del mundo con planificación centralizada y la reorientación de flujos financieros superavitarios de los países centrales hacia los de economías emergentes.

c) En virtud de la radicalización de las propuestas de libre mercado, los Estados soberanos en parte son reemplazados en su condición de agentes casi exclusivos de obtención de recursos financieros, por importaciones aleatorias y voluntarias de dinero.

d) La apertura de las economías nacionales mediante mecanismos autónomos similares a los que operan en los mercados de capitales de los países líderes.

En un contexto de precios más que deprimidos de títulos de deuda privada y pública ya emitida y tasas de retornos que duplicaban en algunos casos las obtenibles en los mercados financieros tradicionales, decenas de bancos comerciales y de inversión de todo el mundo respondieron orientando capital y crédito a las necesidades de los nuevos mercados emergentes, al tiempo que comenzaban a armar sus ramas locales de negocios a fin de integrar totalmente sus operaciones de cartera (**trading**) y actividades bancarias (**banking**), que rivalizaban con las de los mercados desarrollados. Hacia fines de 1993, las instituciones, en un su mayoría con sede en los Estados Unidos (bancos, fondos mutuos, fondos de pensión y aun compañías de seguros) mantenían en cartera algo más del 30% (172,000 millones de dólares) de los 425,000 millones de dólares en títulos de deuda de los mercados emergentes.

La mayoría de los papeles corresponden a deuda soberana. Aunque la rápida expansión de los mercados fue incorporando emisiones de países asiáticos y del Este Europeo, la deuda pendiente y la que se agrega proviene masivamente de América Latina.

La liquidez, otra característica fundamental de los mercados de crédito, se está incrementando en las economías emergentes a un ritmo más vertiginoso que el de los nuevos volúmenes de títulos que ingresan a ellas. Ello es determinante en el momento de elegir la colocación de deuda, ya que los inversores privilegian los mercados donde se puedan deshacer de grandes posiciones financieras con fluidez.

Entre los factores que coadyuvaron a tal expansión del crédito figuran, fundamentalmente, la percepción de una nueva estabilidad política reflejada en los mercados de América Latina; reglas de juego en la gestión financiera similares a las vigentes en los mercados más importantes del mundo, y el ingreso, en la franja de los colocadores, de instituciones captadoras de ahorro como los fondos mutuos, que en volumen depositado prácticamente equivalen a los retenidos por los bancos tradicionales.

Entre los aspectos contemplados por las nuevas deudas, que ponen de manifiesto un alto grado de particularismo en la creatividad de los instrumentos, se incluyen las emisiones ampliadoras de crédito, con algún tipo de garantía extraterritorial (**offshore**); las emisiones basadas en nivel de desempeño (**performance**); las emisiones de títulos respaldados por activos; las emisiones cuyo repago se asegura mediante algún tipo de productos básicos (**commodity**);⁵² las emisiones de deuda con opciones contractuales (**warrants**);⁵³ los programas de financiamiento contra documentos de mediano plazo y papeles comerciales, y las emisiones no dolarizadas en las principales monedas europeas.

⁵² El término **commodity** (bienes primarios o productos básicos) se ha venido empleando para designar a las materias primas que se intercambian en los mercados. En el ámbito de la energía destaca la utilización del petróleo y sus derivados, el gas natural, el carbón y, recientemente, también la electricidad.

⁵³ Se denominan **warrants** a documentos susceptibles de oferta pública y de intermediación en el mercado de valores.

El panorama financiero actual de América Latina depende de que continúen las reformas económicas puestas en práctica en los últimos cinco años, la política de privatizaciones y la liberalización y desregulación de los mercados.

a) Los cambios en el mercado financiero y su impacto en la región

Es presumible que las líneas futuras de desarrollo del financiamiento, serán muy diferentes de aquellas del pasado inmediato. En principio, en el corto plazo, el costo global del endeudamiento de América Latina y del Istmo Centroamericano será más alto en términos de aforos y servicios de intermediación.

Las encuestas del mercado sobre las actuales preferencias de los inversores en la región indican que éstos privilegian las deudas emitidas con el subyacente garantizado por contratos comerciales (ventas domésticas aseguradas a precios actualizados por nivel internacional de igual prestación; vgr. servicios de transporte, comunicaciones y de energía eléctrica); las ampliaciones de deuda respaldada por bancos e instituciones financieras líderes; las deudas (bonos y papeles comerciales) convertibles en acciones de las empresas emisoras y las deudas emitidas contra la exportación asegurada (por contratos a plazo o a futuro, o *swaps*³⁴) de productos primarios (vgr. petróleo, cemento), y préstamos sindicados que darían lugar a un incremento en la participación directa del financiamiento bancario.

A medida que los gobiernos de la región introducían profundas reformas estructurales para convertir sus economías relativamente cerradas en economías de mercado abierto e integradas con el mundo, se ha evidenciado la necesidad de mejoras sustanciales en la infraestructura de servicios públicos y en el equipamiento de empresas privadas. Así, en América Latina los proyectos vinculados a energía, telecomunicaciones, caminos, agua potable y tratamientos de residuos suman aproximadamente 36,000 millones de dólares,

casi en su totalidad a cargo del sector privado, en concesión o traspaso de propiedad.

Los instrumentos financieros comprometidos en estos objetivos económicos enfrentan los riesgos comerciales, financieros y políticos que existen en todas las fases de un proyecto de infraestructura (desarrollo, construcción y operación) y, por lo tanto, deben gozar de una protección que cubra el riesgo cambiario (**hedging**) contra las variaciones impredecibles del valor de los activos financieros.

En la mayoría de los países latinoamericanos ha sido una típica e inevitable solución encarar parte o la totalidad del financiamiento de proyectos de infraestructura con el aporte de recursos internacionales, específicamente de las instituciones financieras multilaterales. A su vez, casi todos los países han tenido que sufrir duras e indeseables consecuencias de una nula o mala previsión de algún tipo de riesgo asociado con esos créditos, ya sea el vinculado con el tipo de cambio o con la tasa de interés.

Una característica de los proyectos de infraestructura es, precisamente, que dependen de ingresos que proveen los consumidores domésticos en moneda local. En consecuencia, las modificaciones de la política monetaria, que muchas veces traen aparejadas devaluaciones de la moneda local frente a otras más duras y el no ajuste proporcional de tarifas o precios, se traducen en problemas de financiamiento de los proyectos.

b) Los mercados financieros del Istmo Centroamericano

Los países del Istmo Centroamericano han decidido este tipo de dificultades por lo que resulta oportuno apreciar las ventajas de los nuevos enfoques de la inversión y el financiamiento del subsector eléctrico. Los cuadros 47 y 48 muestran la evolución de los mercados del Istmo, la cual preanuncia una franca expansión futura.

³⁴ El término *swap* indica contratos en que las partes se comprometen a intercambiar flujos de dinero, en una fecha futura, los cuales pueden estar en función de variables como las tasas de interés de corto plazo, el valor de algún índice bursátil, etc. (Véase Rodríguez de Castro, *Productos financieros derivados*, Bolsa Mexicana de Valores/LIMUSA, México, 1995).

Cuadro 47

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTRUCTURA DE LAS TRANSACCIONES
EN LAS BOLSAS DE VALORES DE LA REGION, 1993

(Porcentajes)

	Papeles de deuda	Acciones
Guatemala	100	-
Honduras	100	-
El Salvador <u>a/</u>	100	-
Nicaragua	100	-
Costa Rica <u>b/</u>	99.82	0.18
Panamá	96.70	3.30

Fuente: Bolsa de Nicaragua.

a/ Datos a junio de 1993.b/ Período octubre de 1993-junio de 1994.

Cuadro 48

ISTMO CENTROAMERICANO: VOLUMEN DE LAS TRANSACCIONES
EN LAS BOLSAS DE VALORES

(Millones de dólares)

	1990	1991	1992	1993
Guatemala	21	1,138	2,131	2,786
Honduras	-	11	30	96
El Salvador	-	-	22	86
Nicaragua <u>a/</u>	-	-	-	-
Costa Rica	30	2,560	5,217	6,116
Panamá	3	30	103	201

Fuente: Bolsa de Nicaragua.

a/ Nicaragua 1994: 13.3 millones de dólares.

El volumen total de las transacciones bursátiles en 1990 había sido de 54 millones de dólares y en 1993 dicha cifra escaló a 9,285 millones de dólares. En forma simultánea con esta inusitada expansión de las operaciones, se viene consolidando un sentimiento de integración entre dichos mercados, lo que se refleja, por ejemplo, en el intento (entre muchos otros) de crear un marco legal estándar para las bolsas del Istmo.

c) La inversión en el sector de la energía eléctrica

Es en la industria eléctrica donde se puede afirmar que los cambios en las modalidades de financiamiento alcanzan un pleno campo de desarrollo, dado que tanto para los gobiernos como para las empresas privadas en muchas partes del mundo la energía eléctrica tiende a ser apreciada como un producto básico (com-

modity) más que como un intangible sometido al concepto de prestación de un servicio público.

Por el hecho de que la energía eléctrica no puede ser transportada ni almacenada en cantidades apreciables, la interrupción de su suministro adquiere un sesgo profundamente diferente respecto de otros combustibles. En la apreciación de esa diferencia coexisten dos tendencias:

- i) Vincular la energía eléctrica a los conceptos clásicos de la inversión, por medio del costo marginal, y
- ii) Considerarla como un valor contingente, sujeto a las leyes de los mercados de futuros de los bienes energéticos.

La tasa de crecimiento prevista del sector en los países desarrollados es muy baja o casi nula en la próxima década; en América Latina se la estima entre 4 y 5% anual, y alrededor del 6% en Centroamérica. Esta tasa está vinculada plenamente con las posibilidades de financiamiento, y esta última con la rentabilidad (económica) de las obras y la rentabilidad financiera de la industria eléctrica.

Con la apreciación de la energía eléctrica, vía la metodología del costo marginal, se produce una emulación creciente de este concepto de valoración en todo el mundo. Además, y en consonancia con este criterio, el orden de prelación de ingreso de los módulos de generación se realiza de acuerdo con el criterio de mejor rendimiento.

Según la apreciación por costo marginal, quien más ganancia obtiene es aquel productor que despacha con mayor eficiencia, y obtiene sus saldos positivos del margen disponible proveniente del arbitraje con productores ineficientes, y de la exactitud del pronóstico del riesgo que está implícito en la evolución de la oferta y demanda agregada sectorial.

En algunos países, los sectores privados ven apreciado el despacho de energía eléctrica, con un valor tal que les proporciona un retorno constante (tasa nula de incumplimiento —**default**—) por

tener disponible su capacidad de generación para servir a la red. Este criterio tiene como sostén al Valor Presente Neto (hoy académica y prácticamente cuestionado), con una tasa de descuento y un plazo de vida útil connotada en el momento de la inversión.

Si bien la teoría del costo marginal se presenta, en principio, como una forma racional de apreciación de la energía eléctrica, conlleva el efecto del traslado del riesgo global del servicio a los usuarios y, por lo tanto, golpea en la eficiencia general de las economías, lo cual es sinónimo de una muy alta probabilidad de no ingreso a los mercados.

Las consideraciones expuestas tratan de plantear la siguiente cuestión. Si en la apreciación de la energía eléctrica ésta queda equiparada con otros energéticos, ¿por qué están ausentes las consideraciones básicas del riesgo empresarial (riesgo insumo, producto), a diferencia de lo que sucede con el petróleo, el gas natural, el fuel oil, el oro, el cobre, etc.?

En los aspectos financieros de la inversión —donde pugnan tanto los tomadores de fondos como los que los aportan— los aspectos del riesgo (precio de los insumos, tarifas reconocidas y política energética) no pueden ser dejados librados al azar, con la esperanza de que «la tarifa paga todo».

Es en la actual estructura del riesgo del subsector eléctrico donde pueden surgir los primeros cuestionamientos de los inversores, ya que de persistir la actual tendencia a privatizar las empresas públicas o permitir el ingreso de generadores independientes a las redes, el éxito económico de las plantas de generación estará asegurado si éstas son despachadas de forma tal que su costo variable esté por debajo del costo marginal.

En esas condiciones, representa un primer intento defensivo ante el riesgo, el contrato a término (CAT) en la provisión de energía eléctrica. Este contrato (al cual normalmente se le adhieren cláusulas de ajuste por precio de insumos) se transforma así en el eje circunstancial por el cual los productores pueden presentarse ante los inversionistas ya que dicho instrumento procura ofre-

cer una promesa virtual de pago, similar a la de un bono empresarial.

En la actualidad, la remuneración al despacho por costo marginal y la venta asegurada por contrato a precio constante (tarifa nominal con ajuste por insumos) o al precio *spot*,⁵⁵ son los componentes básicos de la estructura financiera de muchas empresas de producción de energía eléctrica en América Latina.

Las tres formas de políticas de comercialización de la energía eléctrica más difundidas en América Latina (regulada, desregulada y *spot*), merecen que el inversionista les preste la más alta prioridad a la hora de considerar nuevos bonos del sector, si se tiene el objetivo de recurrir a capitales provistos por portafolios institucionales. Las tarifas reguladas se calculan de acuerdo con el valor que arroja el costo marginal promedio ponderado del sistema, medido sobre una base diaria. La tarifa desregulada deriva de acuerdos de mercado (contratos de suministros a precio fijo, entre generadores o servicios públicos y usuarios mayoristas) entre clientes no alcanzados por regulaciones. La tarifa *spot* se calcula en forma análoga a la regulada, pero la base es horaria, por lo que este precio recibe una fuerte influencia de las estacionalidades diarias de la demanda agregada.

La tendencia presente y la esperada para los próximos años están señalando que es en el armado de este portafolio tarifario (segmentación estratégica de la oferta) donde los productores de energía eléctrica juegan la cuantía de los valores positivos del flujo de caja, o sea, de su tasa de retorno.

Si bien el nuevo mercado eléctrico de América Latina se encuentra en una etapa intermedia de expansión, conjuntamente con las figuras contractuales mencionadas en los párrafos precedentes, ya se vislumbran algunas consecuencias de la experiencia reciente. A diferencia de lo esperado, la instrumentación de una amplia desregulación, sostenida en el modelo tradicio-

nal, parece requerir un apuntalamiento de aquellos mercados que proporcionan coberturas (futuros, *swaps* y opciones).

Al inicio de los procesos de privatización de los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en algunos países de América Latina, tanto los marcos reguladores como los contratos más grandes (generador/distribuidor de áreas metropolitanas) pretendían brindar por medio de las tarifas pactadas un horizonte de certidumbre, lo suficientemente amplio como para estimular el ingreso al negocio de capitales que aceptasen bajo o mediano riesgo (por el lado de la generación).

Pero, en el presente dos son los conceptos operacionales emergentes en los sectores de producción y distribución de energía eléctrica: «una mayor integración regional, en un entorno parcialmente desregulado —tanto para el Istmo como para el resto de América Latina— y el establecimiento de un mercado de futuros de precios de energía eléctrica que brinde el marco legal e institucional a las metodologías financieras de protección (coberturas).»

Es indudable que, en el espíritu de reforma económica e integración que en la actualidad caracteriza a la región, los aportes de capital al servicio del desarrollo del sector habrán de privilegiar aquellos proyectos que contemplen, en términos generales, lo referido en el párrafo anterior, ya que de esta forma se preserva la transparencia de la inversión y se disminuye la cota de su riesgo.

Las muy especiales inversiones en la generación de energía eléctrica en América Latina y el Istmo Centroamericano tienen que poseer necesariamente una visión de conjunto muy distinta a la empleada en los bonos de deuda soberana, en los que la volatilidad y la liquidez de los títulos son condiciones esenciales.

La escasa importancia asignada a los programas de gestión del riesgo en la industria eléctrica

⁵⁵ El término *spot* se ha usado para indicar, en transacciones de mercado abierto, que se trata de condiciones del momento y en lugar especificado (mercado de presente). Los precios *spot* indican precios en un lugar y por cada uno de los envíos. En forma más general, un contrato *spot* se refiere a liquidaciones inmediatas o en un plazo muy corto.

proviene fundamentalmente de su escasa difusión en la región y de haber sido usados en otras aplicaciones (coberturas de índices, tasas de cambio e interés) con fines no siempre ligados a las coberturas.

Los objetivos de la gestión del riesgo se orientan a reducir los efectos nocivos de la volatilidad de los precios de la energía eléctrica, controlar los costos, mejorar la utilización del sistema y dar protección a las incidencias de las políticas reguladoras.

Las variables portadoras de riesgo presentes en todo análisis de factibilidad de inversión en el sector son:

i) Producción térmica ya establecida o a implementarse: precio del gas natural, combustibles líquidos y carbón, tasa de cambio y de interés.

ii) Producción hidráulica ya establecida o a implementarse: tasa de cambio y de interés, nivel hidráulico.

5. Estrategias de financiamiento

En función de la necesidad de recursos que permitan cumplir con aquellos requerimientos de inversiones ya mencionados, se trata ahora de identificar las alternativas que brindan actualmente los mercados.

Es necesario partir de ciertos planteos conceptuales. En una matriz cualitativa que permita visualizar las variables explicativas y las estrategias de financiamiento usadas a partir de la crisis mexicana, se deben relacionar las entidades (sean éstas las emisoras de títulos, bonos, deuda u otra forma de colocación) y los inversores. Por otro lado, se deben considerar las diferentes características de las inversiones u otro tipo de operación vinculada con la rentabilidad económica o financiera de la empresa.

La estrategia óptima de financiamiento surgirá de la vinculación de las siguientes variables explicativas: el tiempo de maduración de las inversiones y su monto, así como las estrategias que se están desarrollando actualmente en los merca-

dos, fortalecidas con las nuevas herramientas financieras.

Se denomina emisores a las entidades encargadas de usar sus propios fondos financieros y los resultantes del acopio que reciben de los mercados, así como de las integraciones de capital que los países canalizan por su conducto. Esta lista de emisores se integra con los organismos multilaterales BM, BID, BCIE; EXIMBANK (Japón y los Estados Unidos); empresas eléctricas, grandes usuarios, etc.

Entre los inversores se cuentan los gobiernos nacionales de Centroamérica, las empresas eléctricas de la región, los bancos de inversión, los proveedores de la región, y los fondos mutuos y de pensión. Estos últimos desde hace apenas un lustro desplazaron a los bancos centrales mundiales en el volumen de dinero manejado diariamente.

Una vez caracterizadas las entidades, se observa que se pueden tipificar las operaciones, en primer lugar como financiamiento de proyectos, que son de corta maduración y de montos no muy significativos en millones de dólares. En segundo lugar figuran los programas que se vinculan más con obras permanentes (distribución y transmisión eléctrica), con montos de inversión superiores a los proyectos.

Los grandes proyectos, de más larga maduración y nivel de inversiones, así como de mayor urgencia regional, privilegian la política crediticia con relación a las inversiones nacionales.

Otra operación que siempre se creyó no vinculante en forma directa con las inversiones (la colocación de deuda relacionada con la capitalización en la empresa o muy usada en los procesos de privatizaciones) permite, en el caso de encontrarse la economía en un período expansivo, mejorar los indicadores sobre endeudamiento y pasar a contar con una mayor capacidad de contraer nueva deuda.

Si se trata de un período recesivo, éste no impide mejorar la posición financiera; en este caso, la estrategia se orientará hacia las exportaciones procurando elevar la liquidez y la solvencia. Con

todo, siempre se debe tener presente que en el subsector eléctrico de alta intensidad de capital, la lectura de los indicadores debe realizarse con cautela; en principio, porque la teoría no es necesariamente de aplicación directa, y porque la creación de algunos indicadores, por parte de los organismos de crédito, no ha sido muy exitosa.

Las diferencias de criterios existentes entre la rentabilidad económica asociada a las inversiones y la rentabilidad financiera, independientemente de los eventuales problemas de solvencia o liquidez, demuestran la gravedad o ligereza con que se atacan estos problemas así como el alto grado de incertidumbre en la toma de decisiones. Haciendo uso de la inteligencia económico-energética, mediante la aplicación de las herramientas que provee la ingeniería financiera, se puede modificar la toma de decisiones, elevando su eficacia.

Estas estrategias incorporan las nuevas exigencias planteadas después de la crisis en México; tratan en general de la emisión de deuda con subyacente garantizado (energía eléctrica, gas, etc.); la ampliación de emisiones de deuda; las deudas convertibles en acciones; las deudas emitidas contra exportaciones o *commodities*; y los préstamos sindicados, con participación del financiamiento de bancos.

Hasta hoy los organismos crediticios aseguraban sus operaciones mediante los desembolsos en monedas apreciadas, transfiriendo el riesgo sistémico a los tomadores de los créditos; y en las actuales condiciones es muy remota la probabilidad de una apreciación de las monedas centroamericanas.

Este análisis hacia adelante traslada todo el riesgo a las empresas eléctricas, sin que se pueda asegurar que éstas cubrirán estas eventuales futuras pérdidas. Ahora bien, hacia atrás puede ocurrir que el organismo multilateral haya obtenido fondos para su posterior aplicación con tasas que responden al final del ciclo en alza

(*contango*) y que al ser trasladados como préstamos deban ser a tasas correspondientes al inicio de un ciclo de tasas bajas (*backwardation*). En consecuencia, es necesario prever la pérdida futura, producto de las diferencias entre tasas de interés, cambio y por inflación. Resulta obvio que el tratamiento técnico de éstas diluirá o distribuirá este riesgo.

Las herramientas financieras a las que se ha hecho referencia a lo largo del capítulo pueden ser clasificadas de acuerdo con la realidad energética de América Latina y con una secuencia técnico-temporal. En la amplia bibliografía existente se podrán encontrar clasificaciones que respondan a otros criterios.

Los CAT (contratos a término) resultan ser las estrategias más difundidas, que pretenden resolver lo contingente mediante fórmulas de ajuste de precios, cuando en realidad participan como mínimo las variables precios de electricidad; tasa de cambio (moneda local vs. dólar); tasa de interés y tasa de inflación. Nuevamente, se observan contingencias con gran volatilidad, sobre las cuales se deberán hacer coberturas que eviten futuras pérdidas.

Los CAF (contratos a futuro) conviven en paralelo con los *swaps* (permutas o canjes), herramientas que otorgan una gran flexibilidad a las empresas eléctricas, ya que su uso eficiente contribuye de manera sustancial a proteger la rentabilidad. Los préstamos para inversiones que van unidas con estas modalidades posibilitan que el tomador y el prestatario puedan disminuir y hasta eliminar la incertidumbre. Este principio de equidad fortalece la posición financiera de la empresa y asegura el cumplimiento de los servicios de deuda por parte de ésta.

El desarrollo de la teoría de las opciones⁵⁶ posibilita presentar un número ilimitado de soluciones y respuestas por medio de las posiciones *naked* (lanzamientos de *call* y/o *put*), de las

⁵⁶El término «opción» se utiliza para referirse a un contrato, en el cual el comprador adquiere un derecho a cambio del desembolso de una prima. Así, existen opciones de compra y venta de un activo, sobre una transacción, sobre la variación de índices bursátiles u otros índices acordados, etc. La opción *call* da el derecho de comprar el activo subyacente a un precio determinado en una fecha o fechas futuras, y viceversa, la opción *put* se refiere al derecho de vender el activo subyacente. Existen otras combinaciones de opciones entre las que se mencionan las *spread*, *calendar*, *collars*, *straddles*, *strangles*, *butterflies*, etc.

straddle; combinadas o exóticas y las combinaciones de **swaps** con opciones (**swaptions**).

Resulta necesario insistir en la urgencia de nivelar al sector eléctrico con el petrolero y de gas. Mientras que estos mercados ya cuentan con mercados de futuros y de opciones sobre los mismos **commodities**, Centroamérica se encuentra en la primera etapa de los CAT. La prepara-

ción del próximo Mercado de Futuros y Opciones sobre Futuros de Electricidad (MERFOE) en la Argentina, junto con las experiencias que se están iniciando en Suecia, Inglaterra y la Costa Oeste de los Estados Unidos, auguran el mejor complemento para los mercados de la región en cuanto al financiamiento de las inversiones, manejo de la deuda y solvencia empresarial eléctrica de la región.

VII. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y REFLEXIONES FINALES

A continuación se formula una serie de recomendaciones y conclusiones sobre los temas tratados en el documento, principalmente respecto de la situación financiera de las empresas eléctricas y las estrategias para el financiamiento de la industria eléctrica regional.

1. Conclusiones

1. En el corto plazo, la obtención de mayores beneficios de las interconexiones por medio de una operación coordinada de los sistemas interconectados constituirá el más importante reto a superar en el avance hacia la integración regional. Después de la operación coordinada, la definición e impulso de los proyectos regionales de generación representan el paso natural para lograr una sólida integración del subsector eléctrico regional. Únicamente se justificaría el paso de la interconexión hacia un voltaje mayor si fuera acompañado de proyectos regionales de generación que aporten la energía que se transmitiría por las nuevas líneas de interconexión. Conjuntamente con la evaluación de los proyectos regionales, deberán analizarse los esquemas de su desarrollo, considerando las ventajas y posibilidades que otorgarían las nuevas regulaciones que se están aprobando en el subsector eléctrico regional.

2. Las perspectivas en el subsector eléctrico de los países centroamericanos dependerán en buena medida de la forma en que se vaya insertando la participación de las inversiones privadas. En el marco de esquemas reguladores ambiguos y débiles, o bien bajo las presiones que generan las

situaciones de riesgo de racionamiento, es muy difícil lograr verdaderas condiciones de competencia, y se entablan negociaciones que pueden resultar, en el mediano y largo plazos, muy costosas para la sociedad.

3. Por lo menos en los próximos tres años persistirá el riesgo de racionamiento en la mayoría de los países centroamericanos. Las interconexiones eléctricas existentes continuarán representando un valioso recurso, el cual, a partir de una coordinación de la operación entre los sistemas nacionales, permitirá reducir sustantivamente el mencionado riesgo.

4. La entrada de proyectos hidroeléctricos y térmicos mayores a partir de 1998 posibilitará las transferencias de importantes excedentes de energía, generando reducciones en la factura petrolera regional, y en los cargos que se pagarían a los productores independientes. Con todo, es necesario que los países avancen en la coordinación de su operación. La construcción y puesta en servicio de la interconexión El Salvador-Honduras, a fines de 1998, concretará la transferencia de importantes bloques de energía en beneficio de los países de la región.

5. Los programas de reducción de pérdidas y de ahorro y uso eficiente de la energía, aportan grandes beneficios a los países. Se estima que la reducción de las pérdidas, del nivel actual de 17.8 a 12%, significará ahorros mínimos de 45 millones de dólares anuales, que se verían reflejados tanto en la disminución del uso de los combustibles

como en una mayor captación de ingresos en las ventas de energía eléctrica.

6. Se constata en la mayoría de los países una carencia de estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y térmicos. Independientemente de la forma y esquema que se adopte para la participación privada en la generación de electricidad, es necesario continuar con la evaluación de aprovechamientos hidroeléctricos, así como reforzar los equipos técnicos que se encargarán de aprobar los diseños y desarrollos que presenten los inversionistas privados.

7. En cuatro países de la región, el sector privado ya está participando en la generación de energía eléctrica. Los sectores privados de Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras, acrecentaron su endeudamiento externo. Como una forma de reactivación del sector eléctrico en Nicaragua, se está analizando la venta de la cementera a cambio de deuda externa que tiene el gobierno con México. Otra operación similar se haría con la central geotérmica de Patricio Argüello.

8. Hay dos empresas eléctricas que, debido a los graves problemas de arrastre de los últimos años, consideran conveniente su transferencia al sector privado, endosando el endeudamiento al Estado. En este sentido, entienden que la privatización es otra modalidad de financiamiento. Una de las empresas eléctricas ha fijado criterios vinculados con la gestión de empréstitos. El tiempo de amortización no podrá ser menor a 12 años y la garantía es la empresa, no el gobierno nacional.

9. De la lectura de los estados financieros del INDE, del pasivo (créditos diferidos) surge la constitución de una Reserva para Conversión de Moneda, con un registro de 952.4 millones de quetzales (165.6 millones de dólares), que representa 42.4% del pasivo (2,245.4 millones de quetzales o 390 millones de dólares). Es decir que, del total de compromisos (deuda) asumidos por la empresa, la no cobertura de tasas de cambio e interés prácticamente hizo duplicar su endeudamiento. El problema aún puede ser más grave si se le sumara el aporte del gobierno, por 620 millones de quetzales, en donde una parte correspondiente al mismo concepto.

10. La postergación de los planes de expansión es una de las principales manifestaciones de la crisis que ha venido sufriendo el subsector eléctrico centroamericano y tiene su origen en los problemas financieros que se incubaron principalmente en la década anterior. Dentro de la reorganización que se ha venido dando en los países de la región, uno de los objetivos a alcanzar en el corto plazo es el de lograr la captación de los financiamientos que se requieren para el desarrollo del subsector, con el criterio de que estos capitales tengan un costo comparable con las tasas internacionales más bajas; de lo contrario, se estará trasladando los sobrecostos a la sociedad. Es importante lograr el acceso a los mercados internacionales de capital más competitivos. Se deberá promover el intercambio de experiencias referentes a nuevos esquemas de financiamiento y, sobre todo, es conveniente discutir dichos esquemas a la luz de la integración del subsector eléctrico regional.

11. Se considera que el desarrollo hidráulico y geotérmico debería ser prioritario con relación al equipamiento térmico. Las dos razones esgrimidas son el menor costo del kWh generado en el largo plazo y la utilización de recursos renovables. No obstante, no se puede ignorar la realidad de cinco de los seis países del Istmo Centroamericano, que obligadamente deberán desarrollar una cantidad apreciable de proyectos termoeléctricos a base de combustibles fósiles, tanto por el atraso existente en la realización de los estudios de preinversión —muy costosos y de alto riesgo para el caso de proyectos geotérmicos— como por las altas necesidades de inversión que requieren las centrales hidroeléctricas de gran tamaño.

12. Es atractivo el desarrollo de proyectos termoeléctricos regionales, que podría constituirse en el primer paso de la coordinación del desarrollo de los sistemas eléctricos de los países centroamericanos. Las acciones orientadas al reforzamiento de las interconexiones, al impulso de la operación coordinada de sus sistemas y a la suscripción de convenios regionales de interconexión más amplios, están dirigidas a facilitar la integración eléctrica regional y lograr los beneficios de dicho esquema de desarrollo.

13. Todavía es necesario efectuar estudios adicionales para determinar el mejor esquema del

reforzamiento de la interconexión eléctrica regional; sin embargo, los temas más difíciles para la concreción del proyecto SIEPAC son los relacionados con la aprobación y suscripción de los nuevos convenios de interconexión, la gestión del proyecto —dentro de los períodos de construcción y operación— y la definición de los esquemas para su financiamiento. El análisis desde la óptica que brinda la ingeniería financiera podría reducir los costos de inversión y financieros del proyecto.

14. A las empresas de la región les falta hacer compatibles los programas de inversiones con las variables macro y establecer su viabilidad con el resto de la economía.

15. Los niveles de inversiones demandados por el subsector eléctrico de Centroamérica, 1,000 millones de dólares/año, dan la pauta sobre el desafío creativo que representan.

2. Recomendaciones

1. Continuar apoyando e impulsando todas las acciones para lograr la coordinación de la operación de los sistemas interconectados. Ello supone no sólo el esfuerzo de los técnicos responsables de la operación de los sistemas eléctricos, sino también el respaldo institucional en las áreas administrativas y financieras. Es necesario que exista un mayor intercambio de información y acciones coordinadas para adquirir combustibles a mejores precios (por ejemplo, mediante compras conjuntas). Adicionalmente, se debe discutir, definir y aprobar una metodología para el cálculo de peajes, favorable a todos los países y coherente con los propósitos integracionistas de las interconexiones. Por otro lado, es preciso implantar los mecanismos para lograr paulatinamente niveles impositivos y arancelarios semejantes en la región respecto de los insumos importados que requiere la industria eléctrica. Finalmente, es conveniente incrementar el apoyo a los grupos técnicos asignando a los responsables de las distintas áreas y asegurando su movilidad para asistir a las reuniones de trabajo y su disponibilidad de tiempo.

2. Prestar el apoyo que requieran la CEL y la ENEE para la pronta concreción de la interco-

nexión El Salvador-Honduras. La construcción de este proyecto ampliará los beneficios de la operación coordinada y los proyectos regionales de generación. Otros proyectos de interconexión importantes son los relacionados con las interconexiones de Guatemala con México y con Honduras.

3. Los países centroamericanos deberán avanzar en las discusiones y aprobación de los nuevos convenios de interconexión, que aportan el sustento legal a los proyectos regionales de generación, así como a la operación coordinada de los sistemas interconectados.

4. Otra acción primordial es la referente a incrementar el apoyo para continuar con la consolidación del CEAC. Debe resaltarse el importante papel de este organismo y los beneficios que se están obteniendo, gracias a un desempeño encomiable durante casi seis años de existencia a partir de su constitución formal.

5. Los gobiernos verían como muy beneficioso que las instituciones multilaterales prestaran asistencia técnica puntual (problemas tarifarios, privatizaciones, medio ambiente, ingeniería financiera, coberturas por tasas de cambio e intereses, compraventa de fuel, diesel, crudo, etc.).

6. Existen prioridades identificadas en cada uno de los países de la región sobre los proyectos más urgentes. Una lista de dichos proyectos y programas incluye:

i) En Costa Rica, las hidroeléctricas de PIRRIS (128 MW y una inversión de 1,800 millones de dólares) y BORUCA (1,500 MW y una inversión de 1,800 millones de dólares);

ii) En El Salvador, la expansión de la hidroeléctrica 5 de Noviembre (120 MW y una inversión de 83 millones de dólares) y la primera fase de un proyecto carboeléctrico (CARBON 1, 150 MW y una inversión de 270 millones de dólares ES);

iii) En Guatemala, el programa de transmisión, transformación y distribución, el cual también

contempla la modernización de dichas instalaciones en la zona metropolitana;

iv) En Honduras, el saneamiento financiero de la ENEE y el apoyo global al programa de inversiones, y

v) En Nicaragua, los programas de electrificación rural, la conexión de la Isla Ometepe y un programa de reducción de pérdidas.

7. Las irregularidades de los regímenes hídricos, particularmente la «corriente del Niño», han venido impactando negativamente en las finanzas de las empresas, además de ocasionar fuertes racionamientos. Es conveniente que las empresas eléctricas adopten las provisiones correspondientes de «coberturas» para resguardarse en caso de alzas en los precios del petróleo, que no pueden descartarse en un futuro cercano.

8. Las políticas de URE prioritarias, y de aplicación en las empresas, están orientadas hacia la distribución de la energía eléctrica; la rehabilitación de las plantas térmicas, al sector industrial, incluida la eventual sustitución, y al sector transporte (sustitución Fuel-Oil/Diesel-Oil por electricidad). A raíz de las escasas experiencias sobre el tema en la mayoría de los países de la región, es conveniente impulsar un programa regional para el reforzamiento de estos tópicos en las empresas.

9. Entre algunas de las aplicaciones inmediatas de la ingeniería financiera en problemas comunes a las empresas eléctricas de la región, se pueden mencionar: las necesidades de hacer coberturas sobre las compras de combustibles para la generación térmica; la protección de las empresas de las depreciaciones de la moneda local frente al dólar y de ésta frente a las divisas fuertes, así como contra las tasas de interés e inflación. Este mismo problema se presenta en los servicios de la deuda externa, y se erige en el obstáculo más grave y de fuerte impacto para las empresas. Puede visualizarse como de mucho provecho un programa regional para la capacitación de cuadros medios y altos, en la utilización de herramientas de la ingeniería financiera.

10. Se recomienda a las entidades multilaterales que cooperen en el fortalecimiento de las empresas eléctricas de la región, mediante un programa de capacitación y agregando a su política crediticia un principio de equidad en compartir los riesgos. Esta política crediticia debería orientarse en la preparación de escenarios de planificación de futuros equipamientos con una sólida base técnica, que permitan soportar las presiones de proyectos individualizados, por medio del consenso entre los actores (privados, azucareros, Estado, proveedores, bancos, etc.); es decir, se trata de financiar programas más que proyectos. Esto conduce a la necesidad de ampliar los viejos criterios. No buscar sólo una TIR (Tasa Interna de Retorno) conveniente que demuestre que el proyecto de inversión económicamente es bueno, sino de velar por la salud financiera de la empresa y controlar lo que se está haciendo para lograrlo.

11. Se recomienda a las entidades financieras otorgar los nuevos préstamos con cobertura de base, asegurando para el futuro el cumplimiento de los servicios de la deuda, así como coadyuvar con la empresa tomadora del crédito en aumentar la salud financiera del tomador.

12. La nueva operatoria que se propone implica también la necesidad de regular estos nuevos criterios. El seguimiento de las empresas se orientaría hacia el control del diseño en el uso de la ingeniería financiera, y hacia la confección de nuevos criterios basados en ésta.

13. La nueva composición de la estructura de financiamiento puede llevar a cubrir un proyecto o programa, pero dejar sin financiamiento al resto de la empresa. Es decir que, más allá de la garantía (gobierno, empresa, etc.), habrá que instrumentar mecanismos de control sobre la empresa y tratar de que ésta aplique los correctivos que la lleven a una gestión eficiente.

14. Se contribuye a la integración regional con el apoyo financiero a proyectos como el SIEPAC, grandes hidroeléctricas como Pirrís, Boruca y Patuca; a centrales binacionales como el proyecto El Tigre; a las centrales térmicas de gran tamaño para el servicio de dos o más países; a programas de ahorro y uso eficiente de energía,

incluyendo la reducción de pérdidas; al desarrollo de la cogeneración; a las interconexiones eléctricas prioritarias (El Salvador-Honduras y Guatemala-México), y a la operación coordinada de los sistemas eléctricos interconectados.

15. En cuanto al desarrollo individual de la industria eléctrica de cada país, las necesidades de financiamiento e inversión se expresan en los planes de expansión de las respectivas empresas. Tampoco deben olvidarse los problemas coyunturales por los que atraviesan especialmente cuatro de los cinco países de la región. Dos son los temas prioritarios en los cuales la industria eléctrica requiere cooperación. El primero se refiere al fortalecimiento de los entes reguladores que se están creando en dichos países y el apoyo a los procesos de reforma. El segundo se relaciona con las inversiones para generación, que deberán hacerse en el corto plazo, cuestión más urgente en Guatemala y Nicaragua, en donde se ha tropezado con la dificultad para la obtención del financiamiento, tanto por la empresa pública como por la empresa privada.

16. Como síntesis de las conclusiones sobre las empresas eléctricas de la región, surge la necesidad de preparar, con la cooperación de las entidades multilaterales, programas de apoyo, en tres niveles:

i) Un programa de corto plazo (1995-1996), dedicado a la capacitación en cada uno de los países de las empresas eléctricas o petroleras; diseño de un programa de gestión del riesgo energético, y diseño de las coberturas de base en las deudas de largo plazo, vinculadas con las tasas de cambio, interés e inflación, así como coberturas para la compra de crudo y/o derivados petroleros para la generación de energía eléctrica.

ii) Un programa de mediano plazo (1996-1997), orientado a la aplicación de las nuevas técnicas financieras para la obtención de financiamiento de proyectos de inversiones.

iii) Un programa de largo plazo (1997-1999), enfocado al desarrollo del mercado de futuros y opciones sobre futuros de energía.

ANEXO

**PERFILES DE PROYECTOS REGIONALES
DE ENERGIA ELECTRICA
EN CENTROAMERICA**

PRESENTACION

Los proyectos recomendados en este estudio se concentran en el subsector eléctrico. Fueron seleccionados de acuerdo con su importancia y según el criterio de favorecer aquellos que contribuyan a la integración de Centroamérica.

Los proyectos seleccionados, cuyos perfiles se exponen en este anexo, se pueden clasificar de acuerdo con el siguiente criterio:

A. Proyectos de inversión, cuyo estudio de factibilidad ya ha sido iniciado, en algunos casos con la colaboración del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE).

1. Interconexión eléctrica El Salvador-Honduras.
2. Planta de generación térmica regional en América Central.

B. Estudios de preinversión para proyectos que aún carecen de estudios de factibilidad.

3. Cogeneración en la industria azucarera centroamericana.
4. Interconexión eléctrica Guatemala-México.
5. Interconexión eléctrica Guatemala-Honduras.

C. Proyectos de apoyo al mejoramiento de las prácticas de operación y explotación de los sistemas interconectados, de beneficio directo a las empresas eléctricas y a los usuarios del servicio eléctrico.

6. Ahorro y uso eficiente de energía en la industria eléctrica centroamericana.
7. Operación coordinada de los sistemas eléctricos interconectados centroamericanos.

D. Apoyo institucional y mejoramiento del desempeño financiero de las empresas eléctricas y principales instituciones de la industria eléctrica regional.

8. Programa para el mejoramiento del desempeño financiero de las empresas eléctricas centroamericanas.

* * *

Proyecto 1**INTERCONEXION ELECTRICA EL SALVADOR-HONDURAS****Resumen Ejecutivo**

Prestatario:	La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras.
Ejecutor:	La CEL y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).
Monto:	El costo total del proyecto es de 26.3 millones de dólares.
Fuente:	La operación la coordina el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El BCIE podría contribuir como cofinancista.
Objetivos:	Interconectar eléctricamente los sistemas de El Salvador y Honduras a fin de obtener los siguientes beneficios: reducción de la reserva de generación, economías en la operación coordinada de los sistemas, disminución de los riesgos de falla, etc.; y completar así la integración eléctrica del Istmo Centroamericano.
Descripción:	El proyecto tiene los siguientes componentes: i) actualización del estudio de factibilidad; ii) ingeniería y preparación de documentos de licitación; iii) construcción del proyecto (línea de 160 km) y ampliación de subestaciones en El Salvador y Honduras.

1. Antecedentes

El proyecto de interconexión eléctrica entre El Salvador y Honduras se empezó a tratar desde la década de los sesenta; sin embargo, problemas de diversa índole ajenos al subsector no han permitido su ejecución. En septiembre de 1986, las máximas autoridades de la CEL y la ENEE, en representación de sus gobiernos, suscribieron un Convenio General para la interconexión de sus sistemas eléctricos, el cual fue ratificado por las Asambleas Legislativas de ambos países. En abril de 1988, la CEL y la ENEE firmaron el contrato para la interconexión de sus sistemas eléctricos, el cual determina la creación de la

Comisión de Interconexión, integrada por representantes de las dos empresas eléctricas públicas, y encargada de la ejecución y seguimiento de los estudios, las negociaciones para el financiamiento, los procesos licitatorios, la contratación y la administración del proyecto.

Se han impulsado varias iniciativas, algunas canalizadas por conducto del BCIE, institución que también ha apoyado el desarrollo de esta interconexión. Una de las primeras evaluaciones de esta interconexión fue hecha dentro de los estudios del ERICA,¹ financiados parcialmente por el BCIE. En la iniciativa denominada SIEPAC

¹ El Estudio Regional de Interconexión Eléctrica Centroamericana fue realizado a fines de la década de los sesenta por la CEPAL. Contó con financiamiento del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y del BCIE.

también se contempló el desarrollo de la interconexión El Salvador-Honduras como una primera etapa de lo que sería una interconexión regional robusta, en un voltaje superior a 230 kV.

En 1995 se emprendieron los estudios de actualización de la factibilidad, financiados con fondos de una donación del Gobierno de China. En 1996 se formalizaría el financiamiento del proyecto y se realizaría la ingeniería y la licitación, de forma que el proyecto fuera construido entre 1997 y 1998 e iniciara operaciones a fines de este último año.

2. Objetivos

El objetivo del proyecto es la construcción y puesta en operación de una línea de interconexión entre los sistemas eléctricos de ambos países que mejore la seguridad de suministro en ambos sistemas, derivando beneficios económicos por la operación coordinada. El proyecto también es congruente con los objetivos de la integración regional expresados por los Presidentes de Centroamérica, que en materia eléctrica se refieren a la necesidad de concluir la interconexión regional.

3. Descripción del proyecto

El estudio de factibilidad aportará los detalles sobre la dimensión final del proyecto (configuración, número de circuitos y conductores de la línea, ampliación y equipamiento de las subestaciones). Las características generales son:

a) Línea de 230 kV que enlaza las subestaciones 15 de Septiembre (El Salvador) y Pavana (Honduras), con una longitud de 160 km (100 km en territorio salvadoreño y 60 km en territorio hondureño).

b) Ampliación de la subestación 15 de Septiembre, introduciendo el voltaje de 230 kV, en la configuración estándar de la región (doble barra con el esquema de interruptor y medio) y dos transformadores de potencia 230/115 kV de 125 MVA cada uno.

c) Ampliación de la subestación Pavana, con una bahía adicional de 230 kV, que recibiría la nueva línea de interconexión.

ESTIMACION DEL COSTO DE LA INTERCONEXION EL SALVADOR-HONDURAS

(Miles de dólares)

	Total	Moneda externa	Moneda local
Total	26,284	20,229	6,056
Factibilidad e ingeniería	3,400	2,720	680
Línea de transmisión			
El Salvador	8,460	6,360	2,100
Honduras	5,076	3,816	1,260
Subtotal transmisión	13,536	10,176	3,360
Subestaciones			
El Salvador	5,196	4,160	1,036
Honduras	724	534	190
Subtotal subestaciones	5,920	4,694	1,226
Subtotal por países			
El Salvador	15,356	11,880	3,476
Honduras	7,500	5,710	1,790
Subtotal	22,856	17,590	5,266
Administración e imprevistos (15%)	3,428	2,639	790

4. Costo

El costo total del proyecto asciende a 26.3 millones de dólares. Un resumen de este costo se muestra en el cuadro de la página anterior. Obsérvese que el mayor costo para El Salvador obedece no sólo a una mayor longitud de la línea en su territorio sino también a que requiere la ampliación e introducción del voltaje de 230 kV, más la respectiva transformación.

5. Beneficios

Los beneficios del proyecto, que serán cuantificados en el estudio de factibilidad, son los siguientes: a) reducción de los niveles de reserva individuales en cada país; b) complementariedad en el uso de los recursos hidroeléctricos de ambos

países y disminución de los costos de producción derivados de una operación coordinada de ambos sistemas; c) descenso de los costos de explotación del parque térmico, y en el caso específico de estos sistemas también existe la posibilidad de modular la generación de los productores independientes térmicos, que generalmente representan una energía muy cara, y d) mejoramiento de la confiabilidad del suministro y merma de los riegos de falla y racionamiento ante salidas forzadas de las unidades o baja de la generación hidroeléctrica por irregularidades del régimen de lluvias.

Otros beneficios se derivan del intercambio con terceros países. En el mediano plazo, las interconexiones posibilitarían el desarrollo de proyectos de generación regionales, con la participación de dos o más países.

* * *

Proyecto 2**PLANTA TERMOELECTRICA PARA UTILIZACION COMPARTIDA ENTRE DOS O MAS PAISES CENTROAMERICANOS****Resumen Ejecutivo**

Prestatario:	Inversionistas privados, con posible participación de varias empresas eléctricas públicas del Istmo.
Ejecutor:	Por definirse.
Monto:	El costo total del proyecto es de 444.7 millones de dólares.
Objetivos:	Instalar una central termoeléctrica, cuyas características de capacidad y ubicación permitan satisfacer necesidades de suministro en dos o más países centroamericanos.
Descripción:	El estudio de factibilidad, que está siendo financiado por el BCIE, se iniciaría en el cuarto trimestre de 1995, y posteriormente se continuaría con la fase de promoción. El proyecto tiene los siguientes componentes: i) preparación del estudio de factibilidad; ii) promoción y definición de esquemas de financiamiento; iii) ingeniería y preparación de documentos de licitación; iv) construcción del proyecto (central termoeléctrica con una capacidad estimada de 300 MVA, incluyendo las obras para el manejo de combustibles y tratamiento de desechos, así como las líneas y subestaciones de interconexión).

1. Antecedentes

A partir de la década de los noventa se ha venido registrando una creciente participación de las plantas térmicas a base de combustibles fósiles, especialmente en cuatro de los cinco países centroamericanos. Es de prever que esta tendencia continúe en el futuro, dado que todos los planes de

expansión de las empresas eléctricas contemplan importantes adiciones de nuevas centrales termoeléctricas, con excepción de Costa Rica, donde las adiciones de este tipo básicamente cubren necesidades de la carga de punta. En total, los países centroamericanos planean la instalación de 981 MW termoeléctricos en el periodo 1995-2005, distribuidos de la forma que muestra el cuadro siguiente.

CENTROAMERICA: RESUMEN DE ADICIONES TERMICAS A BASE DE COMBUSTIBLES FOSILES EN EL PERIODO 1995-2005

(MW)

	Total	1995-2000	2001-2005
Total	982	521	461
Turbinas de gas	319	71	248
Diesel media velocidad	281	209	72
Vapor (búnker y carbón)	382	241	141

Nota: Incluyendo a Panamá, las adiciones termohidroeléctricas ascenderían a 1,190 MW.

La crítica situación financiera de las empresas eléctricas y la escasez de recursos financieros para el subsector eléctrico por parte de la banca multilateral, han impulsado la búsqueda de nuevos esquemas de financiamiento. Por una parte, los procesos de reestructuración del subsector que se están efectuando en los países de la región, persiguen regular e incentivar la participación privada en el desarrollo eléctrico. Por otra parte, las empresas eléctricas han venido promoviendo el reforzamiento de la interconexión regional. Ello requiere, entre sus prioridades, la definición de proyectos de generación regionales, los cuales serán finalmente los que arrojen los mayores beneficios de la integración de los mercados eléctricos y justificarán los nuevos enlaces.

Ante esta situación, las máximas autoridades de las empresas eléctricas de los países, reunidas en el seno del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), declararon como prioritaria la definición de los proyectos regionales. Con el apoyo económico del Gobierno de México y del BCIE, y bajo la supervisión del CEAC, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) iniciaría, durante el último trimestre de 1995, un estudio de factibilidad para seleccionar, ubicar y establecer las dimensiones de un proyecto termoeléctrico al servicio de dos o más países de la región; asimismo, el IIE se encargará de las actividades de promoción del proyecto con potenciales inversionistas, y las recomendaciones de los esquemas de financiamiento y administración del proyecto.

2. Objetivos

Los objetivos del proyecto son los siguientes: a) construir y poner en operación una central termoeléctrica, cuya producción de energía estará destinada al mercado eléctrico de dos o más países de la región, y b) conformar un grupo especializado en el manejo y administración de las transacciones energéticas de la central.

3. Descripción del proyecto

A continuación se resumen las principales partes del proyecto. No se han incluido las etapas de factibilidad y promoción, que están a cargo del IIE y el CEAC.

a) Generación. Construcción de una central termoeléctrica de una capacidad aproximada de 300 MW, incluyendo las instalaciones para el suministro y manejo de combustible y la infraestructura para el manejo y disposición de los desechos. Estas dos últimas partes son especialmente importantes en el caso de que fuese recomendable construir una carboeléctrica.

b) Trasmisión. Construcción de la subestación elevadora a 230 kV y de la línea de interconexión y la subestación de maniobra, también en 230 kV, con la red de alta tensión del país. Se estima que se requerirá una línea de doble circuito en 230 kV, con una longitud no mayor de 50 km.

c) Fortalecimiento institucional. Entrenamiento de personal técnico que operará la central y del equipo de ingenieros y administradores que manejará la central. Diseño de los métodos, organización y procedimientos para el funcionamiento de la central (manejo de contratos, tarifas de venta, adquisición de combustibles, etc.).

4. Costo

El costo total del proyecto ascendería a 444.7 millones de dólares. Un resumen de este costo se muestra en el siguiente cuadro. Dicho costo corresponde a una central carboeléctrica de 350 MW. Se incluye un renglón para las obras complementarias en el manejo de combustibles, las líneas de transmisión y subestaciones, el componente de capacitación y la supervisión del proyecto.

5. Beneficios

Los beneficios del proyecto corresponden principalmente a la reducción de inversiones y de costos de operación de la central compartida, con respecto a los ocasionados por las centrales desplazadas en los programas de expansión individuales. Considerando los beneficios del proyecto a lo largo de toda su vida útil, se estima que el costo actualizado a 1994 es aproximadamente de 70 millones de dólares menor que una alternativa basada en planes de expansión autónoma de los países de la región.

ESTIMACION DEL COSTO DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA COMPARTIDA

(Millones de dólares)

	Total	Moneda externa	Moneda local
Total	447.7	278.1	169.6
Ingeniería y documentos de licitación	2.5	2.0	0.5
Generación			
Planta	341.3	213.9	127.4
Obras para manejo de combustibles	17.0	6.8	10.2
Subtotal generación	358.3	220.7	137.6
Trasmisión y subestaciones			
Líneas	3.7	2.7	1.0
Subestaciones	6.1	5.3	0.8
Subtotal trasmisión y subestaciones	9.8	8.0	1.8
Entrenamiento y administración	2.5	1.0	1.5
Subtotal	373.1	231.7	141.4
Supervisión	18.7	11.6	7.1
Administración e imprevistos (15%)	56.0	34.8	21.2

* * *

Proyecto 3**COGENERACION ELECTRICA EN LA INDUSTRIA AZUCARERA
CENTROAMERICANA****Resumen Ejecutivo**

Prestatario:	Los ingenios azucareros de cada país interesados en desarrollar un proyecto de cogeneración.
Ejecutor:	Los mismos ingenios azucareros.
Monto:	82.6 millones de dólares Contribución local 20.7 millones de dólares Total 103.3 millones de dólares
Fuente:	BCIE y cofinanciamiento.
Objetivos:	i) Proveer energía eléctrica a los países, con posibilidades de desarrollarse en el corto y/o mediano plazos, utilizando intensivamente los recursos naturales; ii) cooperar con la industria eléctrica y la iniciativa privada regional en el desarrollo de proyectos de cogeneración eléctrica en la industria azucarera; iii) coadyuvar al objetivo de los países centroamericanos en el sentido de modernizar y promover el desarrollo eficiente de su industria eléctrica, reducir la participación del Estado y favorecer las inversiones privadas, así como diversificar y desarrollar nuevas fuentes de energía, y iv) cooperar en la modernización de la industria azucarera, la cual representa la generación de importantes divisas y empleo en la región.
Descripción:	El programa tiene las siguientes componentes: i) presentación y promoción del proyecto a la industria azucarera centroamericana; ii) selección de las instalaciones más atractivas y estudios de factibilidad de cada proyecto (dos en cada país centroamericano y alrededor de 20 MW por país); iii) ingeniería y diseño de las instalaciones, y iv) construcción de los proyectos de cogeneración e interconexión a los sistemas eléctricos respectivos.

1. Antecedentes

a) *Breve descripción de la industria azucarera.* Durante los últimos 10 años, el cultivo, producción y procesamiento de la caña de azúcar se ha estado expandiendo principalmente en Guatemala y Costa Rica, en tanto que los otros

tres países centroamericanos presentaban una producción constante o bien con ligeros incrementos. Se estima que en la región se cultivan alrededor de 300,000 hectáreas, con una alta productividad de la industria cañera que supera los promedios mundiales de rendimiento por hectárea.²

² CEPAL, *Intercambio comercial agropecuario entre el Istmo Centroamericano y México. Situación actual y perspectivas* (LC/MEX/L.285), 10 de noviembre de 1995.

CENTROAMERICA: PRODUCCION DE CAÑA DE AZUCAR

(Millones de toneladas)

	1985	1990	1991	1992	1993	1994
Total	16.4	20.9	22.1	22.0	22.2	22.9
Costa Rica	2.3	2.4	2.6	2.9	3.0	2.9
El Salvador	3.2	3.3	3.9	3.6	3.3	3.1
Guatemala	5.7	9.9	10.4	10.5	10.8	11.5
Honduras	3.0	2.9	2.7	2.8	3.0	3.1
Nicaragua	2.2	2.4	2.5	2.2	2.1	2.3

Al igual que en otras partes del mundo, en Centroamérica los gobiernos han ejercido controles en la rama productora de azúcar con el objetivo de proteger el consumo y a la misma industria azucarera, fijando niveles tarifarios altos a la importación del dulce y en algunos casos a las exportaciones. Los precios al público y al productor están regulados mediante diversos tipos de impuestos y controles a los ingenios. Adicionalmente, existen regulaciones entre cañicultores, ingenios y comercializadores. Todos los países aplican un arancel mínimo del 20% a las exportaciones.

En cuanto al régimen de propiedad, los ingenios de Guatemala y Costa Rica son privados, en tanto que Nicaragua concluyó el proceso de su privatización, al igual que Honduras con el único ingenio estatal que existía. En El Salvador, la Asamblea emitió en 1994 un decreto que autoriza la privatización de los cinco ingenios estatales, y se ha avanzado en la venta del primero de ellos, proceso que sería finalizado en el transcurso de 1995.

En este marco se ha venido desarrollando la industria azucarera, la cual suministra significativas divisas provenientes de las exportaciones.

CENTROAMERICA: EXPORTACIONES DE AZUCAR

(Millones de dólares)

	1985	1990	1991	1992	1993	1994
Total	111.8	249.6	234.5	255.0	223.5	207.5
Costa Rica	13.8	25.4	24.7	28.1	27.0	32.0
El Salvador	23.2	20.3	32.0	44.3	30.8	27.4
Guatemala	46.4	152.9	138.1	158.1	143.0	128.0
Honduras	21.5	12.4	8.4	5.4	5.2	4.6
Nicaragua	6.9	38.6	31.3	19.1	17.5	15.5

En Guatemala, donde existen 21 ingenios, se ha registrado el mayor incremento de la producción, a consecuencia del aumento del área cultivada, la introducción de nuevas variedades de caña y la elevación del rendimiento industrial.³ En Costa Rica también se ha desarrollado la industria azu-

carera con altos rendimientos en sus 25 ingenios, los mayores de los cuales se ubican en las áreas de Puntarenas y Guanacaste. En El Salvador operan 10 ingenios, cinco de los cuales son nacionales. En Honduras y Nicaragua operan 8 y 7 ingenios, respectivamente.

³ Esta modernización del cultivo ha colocado a este país como el tercer exportador del hemisferio occidental (más del 67% de su producción), después de Brasil y Cuba; además, presenta el menor costo de producción en el mundo, pese a ofrecer servicios médicos, educación y vivienda para sus trabajadores. Por otra parte, inversiones hechas por el gobierno en infraestructura portuaria, así como regulaciones en el cultivo, transporte y comercialización, han favorecido a la industria azucarera guatemalteca. Véase FUSADES, *Informe trimestral de coyuntura*, N°. 2/04.

b) *Estado actual de la cogeneración.* En todos los países centroamericanos ya se ha desarrollado alguna experiencia en el aprovechamiento de la cogeneración eléctrica en los ingenios azucareros. En Costa Rica el ingenio El Viejo (capacidad instalada 12.5 MW, capacidad contratada 4 MW) entregó al sistema 43 GWh en 1994. En El Salvador, el ingenio Izalco suministró energía a la CEL durante la zafra 1994-1995, situación similar a la ocurrida en algunos casos en Honduras, lo cual ha permitido aminorar los niveles de racionamiento. En Guatemala, en 1994 la capacidad instalada al inicio de la zafra eran de 36 MW, distribuida en los ingenios Concepción, Magdalena, Pantaleón y El Salto, que aportaron al sistema 53 GWh durante 1994, y se espera, de acuerdo con los contratos suscritos a la fecha, incrementar ese suministro a partir de 1995. En Nicaragua también desde hace varios años ha habido transacciones con el ingenio Timal, y en la actualidad existen ne-

gociaciones con los ingenios San Antonio y Victoria.

En cuanto a los aspectos legales e institucionales, en todos los países se han modificado o están en proceso de aprobación las leyes que posibilitan la inversión privada en la industria eléctrica, especialmente en el área de la generación.

c) *Potencial de cogeneración.* Todos los países han incluido o están considerando el aporte de la cogeneración dentro de sus planes de expansión. En el cuadro siguiente se muestra una estimación, del potencial de cogeneración mínimo y máximo que se encontraría disponible en los países, con parámetros típicos, a partir de la mayor cosecha de caña reportada. También se agrega, cuando se conoce, el potencial que cada país ha identificado en proyectos de cogeneración con la industria azucarera.

CENTROAMERICA: ESTIMACION DEL POTENCIAL DE COGENERACION

(MW)

	Mínimo	Máximo	Oficial
Total	141	366	-
Costa Rica	18	46	...
El Salvador	23	60	111
Guatemala	67	176	179
Honduras	18	46	60
Nicaragua	15	38	46

Se entiende por potencial mínimo aquel que podría obtenerse con inversiones menores, considerando únicamente su operación durante el período de la zafra, sin contemplar modificaciones mayores a los ingenios. El potencial máximo implicaría un esquema que permitiera generar la mayor cantidad de energía eléctrica, mediante todo el bagazo producido e incluso agregando la utilización de combustibles en la operación durante todo el año. Esto último requiere una remodelación general del proceso de generación y uso del vapor, incorporando nuevas calderas con mayor eficiencia, para utilizar el vapor a tem-

peraturas y presiones mayores. Debe observarse que, por lo general, los mejores niveles de rentabilidad se obtienen cuando el cogenerador opera todo el año.

2. Objetivos

Los objetivos del proyecto son:

a) Proveer energía eléctrica a los países, con posibilidades de desarrollarse en el corto y/o mediano plazos utilizando intensivamente los recursos naturales;

b) Cooperar con la industria eléctrica y la iniciativa privada regional en el desarrollo de proyectos de cogeneración eléctrica en la industria azucarera;

c) Coadyuvar a países centroamericanos en la modernización y promoción del desarrollo eficiente de su industria eléctrica, reducir la participación del Estado y favorecer las inversiones privadas, diversificando y desarrollando nuevas fuentes de energía, y

d) Cooperar en la modernización de la industria azucarera, que genera importantes divisas y empleo en la región.

3. Descripción del proyecto

El programa tiene los siguientes componentes:

a) Presentación y promoción del proyecto entre la industria azucarera centroamericana;

b) Selección de las instalaciones más atractivas y estudios de factibilidad de cada proyecto. Se

estima que se seleccionarían dos proyectos en cada país centroamericano, con una capacidad total de alrededor de 20 MW por país;

c) Ingeniería y diseño de las instalaciones. Comprende la ingeniería de detalle de las instalaciones y del proyecto y la preparación de pliegos para la contratación de las obras y adquisición de los equipos, y

d) Construcción de los proyectos de cogeneración e interconexión a los sistemas eléctricos respectivos. Se estima que cada proyecto podría desarrollarse en un período de 18 meses.

4. Necesidades de inversión en cogeneración

Considerando un costo estimado de 900 dólares por kilovatio instalado de cogeneración y descontando la capacidad instalada en la actualidad, a continuación se presenta una estimación del monto al cual podrían ascender los proyectos de cogeneración en los países centroamericanos.

CENTROAMERICA: NECESIDADES DE INVERSION EN COGENERACION

	Proyectos	Capacidad instalada (MW)	Costo (millones de dólares)
Total	42	326	293.4
Costa Rica	10	42	37.8
El Salvador	10	60	54.0
Guatemala	7	140	126.0
Honduras	8	46	41.4
Nicaragua	7	38	34.2

A los costos anteriores habría que agregar los correspondientes a la interconexión al sistema (subestación elevadora en el ingenio, línea de transmisión y ampliación de la subestación receptora), que varían de acuerdo con la ubicación de cada proyecto. En el financiamiento de estas obras podrían participar las mismas empresas eléctricas, dado que por su experiencia obtendrían costos menores.

5. Costo del programa

Se recomienda desarrollar hasta dos proyectos de cogeneración en cada país centroamericano, con una capacidad total en cada caso de 20 MW. Un presupuesto estimado del proyecto es el siguiente:

**CENTROAMERICA: INVERSIONES EN EL PROGRAMA
DE COGENERACION**

(Millones de dólares)

	Total	1er. año	2do. año	3er. año	4to. año
Total	103.3	1.2	33.0	31.8	31.3
Factibilidad	1.4	0.7	0.7		
Ingeniería	1.9	0.5	0.9	0.5	
Construcción	90.0		30.0	30.0	30.0
Interconexión	10.0		1.4	1.3	1.3

Del monto anterior, las agencias cofinanciantes aportarían el 80% (82.6 millones de dólares). El restante 20% (20.7 millones de dólares) correría a cargo de los ingenios interesados en ejecutar los proyectos.

6. Situación al final del proyecto

Operarían 10 proyectos de cogeneración, con una capacidad instalada total de 100 MW (20 MW en cada país centroamericano).

7. Beneficios

El principal beneficio sería el aporte de por lo menos 450 GWh/año a los sistemas centroamericanos, los cuales podrían reducir el consumo de derivados del petróleo en 625 MBl y la factura petrolera en alrededor de 10 millones de dólares anuales. Además, se estaría apoyando a la modernización de la industria azucarera y a la participación de capitales en la industria eléctrica nacional.

* * *

Proyecto 4**INTERCONEXION ELECTRICA GUATEMALA-MEXICO****Resumen Ejecutivo**

Prestatario:	El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.
Ejecutor:	El INDE y la CFE.
Monto:	El costo total del proyecto es de 30.3 millones de dólares.
Fuente:	Además del BCIE, el Banco de Comercio Exterior de México podría cofinanciar el proyecto.
Objetivos:	Interconectar eléctricamente los sistemas de Guatemala y México con el propósito de obtener los beneficios de reducción de la reserva, economías de la operación coordinada de los sistemas y disminución de los riesgos de falla. Por el tamaño del sistema mexicano, pueden preverse beneficios para los países centroamericanos, principalmente El Salvador, Honduras y Nicaragua.
Descripción:	El proyecto tiene los siguientes componentes: i) preparación del estudio de factibilidad; ii) ingeniería y preparación de documentos de licitación, y iii) construcción del proyecto (línea de 80 km de longitud —65 en territorio guatemalteco y 15 en territorio mexicano— y ampliaciones de las subestaciones Muluá —400/230 kV y 200 MVA— y Tapachula).

1. Antecedentes

En la década de los ochenta se hicieron algunas evaluaciones para el suministro de energía eléctrica desde México a la zona occidental de Guatemala; sin embargo, estas iniciativas nunca pudieron materializarse, probablemente por la debilidad de ambos sistemas en sus zonas fronterizas, lo cual determinaba intercambios de poca magnitud.

En 1991, con la coordinación de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), técnicos del INDE y la CFE elaboraron un estudio de prefactibilidad de esta interconexión, en el cual se recomendó la construcción de un enlace entre

las subestaciones Belisario Domínguez (Tapachula, Chiapas, México) y Muluá (Guatemala).⁴ Las nuevas adiciones a los sistemas de transmisión de ambos países permitirían la operación del enlace; así, en Guatemala, la línea Escuintla Muluá, en 230 kV, entró en operación en 1992, mientras que en México, comenzará en 1996 la construcción de la línea de la central hidroeléctrica Angostura hacia Tapachula, la cual estaría aislada en 400 kV, pero inicialmente se operaría en 115 kV.

En 1995 fue finalizado el estudio prospectivo de las etapas de interconexión entre los países del Grupo de los Tres (México, Colombia y Venezuela) y los de América Central.⁵ Dicho estudio recomienda,

⁴ Véase CEPAL, *Interconexión eléctrica Guatemala-México (Estudio preliminar)* (LC/MEX/R.357), 22 de junio de 1992.

⁵ Véase TRACTEBEL «Análisis prospectivo de las posibles etapas de desarrollo de la interconexión entre los sistemas eléctricos de Colombia, México, Venezuela y los países de América Central», mayo de 1995 (Estudio financiado por el BID).

como un proyecto de alta rentabilidad e impacto regional para Centroamérica, la realización de la interconexión entre México y Guatemala. En las reuniones bilaterales Guatemala-México, esta interconexión ha sido identificada como prioritaria. Un grupo de técnicos del INDE y la CFE ha venido trabajando en las actividades preparatorias al estudio de factibilidad, para el cual se busca financiamiento.

2. Objetivos

El objetivo del proyecto es la construcción y puesta en operación de una línea de interconexión entre los sistemas eléctricos de ambos países, con el propósito de mejorar la seguridad de suministro en ambos sistemas y obtener los beneficios económicos derivados de la operación coordinada de los sistemas interconectados.

3. Descripción del proyecto

La determinación del voltaje, número de circuitos y conductores y la dimensión de las subestaciones deberán definirse en el estudio de factibilidad. De acuerdo con los esquemas discutidos en las últimas reuniones entre el INDE y la CFE, a continuación se presentan las obras que incluye el enlace en 400 kV:

a) Línea de 400 kV de enlace entre las subestaciones Muluá (Guatemala) y Tapachula (México), con una longitud aproximada de 80 km (65 km en territorio guatemalteco y 15 km en territorio mexicano).

b) Ampliación de la subestación Muluá, dotándola de transformación 400/230 kV y 200 MVA

(con doble barra y esquema de interruptor y medio en 400 kV).

c) Ampliación de la subestación Tapachula, con transformación 400/115 kV, 200 MVA. Esta obra correspondería a un adelanto de inversiones en el sistema mexicano.

4. Costo

El costo total del proyecto asciende a 30.3 millones de dólares. Un resumen de este costo se muestra en el cuadro de la página siguiente. Obsérvese que el costo superior para Guatemala obedece a una mayor longitud de la línea en su territorio.

5. Beneficios

Además de los beneficios típicos de un proyecto de interconexión binacional (reducción de los niveles de reserva individuales en cada país, complementariedad en el uso de los recursos hidroeléctricos de ambos países, descenso de los costos de producción, mejoramiento de la confiabilidad del suministro y disminución de los riegos de falla), por la magnitud del sistema mexicano se estima que este enlace tendría un impacto a nivel regional. Los precios de producción en el sistema mexicano y los precios de la energía contratada por la CFE con compañías eléctricas estadounidenses y con productores independientes, son notoriamente inferiores a los que se presentan en los países centroamericanos, lo cual favorece la intención de estos últimos de crear en el largo plazo un mercado eléctrico regional.

**ESTIMACION DEL COSTO DE LA INTERCONEXION
GUATEMALA-MEXICO**

(Miles de dólares)

	Total	Moneda externa	Moneda local
Total	30,252	23,803	6,449
Factibilidad e ingeniería	2,400	1,200	1,200
Línea de transmisión			
Guatemala	8,850	6,638	2,212
México	1,980	1,485	495
Subtotal transmisión	10,830	8,123	2,707
Subestaciones			
Guatemala	6,227	5,417	810
México	6,849	5,958	891
Subtotal subestaciones	13,076	11,375	1,701
Subtotal por países			
Guatemala	16,277	12,655	3,622
México	10,029	8,043	1,986
Subtotal	26,306	20,698	5,608
Administración e imprevistos (15%)	3,946	3,105	841

* * *

Proyecto 5**INTERCONEXION ELECTRICA GUATEMALA-HONDURAS****Resumen Ejecutivo**

Prestatario:	El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras.
Ejecutor:	El INDE y la ENEE.
Monto:	El costo total del proyecto es de 12.4 millones de dólares.
Fuente:	Todavía no identificada.
Objetivos:	Interconectar eléctricamente los sistemas de Guatemala y Honduras con el propósito de obtener los beneficios de reducción de la reserva de generación, economías de la operación coordinada de los sistemas y disminución de los riesgos de falla, avanzando en la integración eléctrica del Istmo Centroamericano.
Descripción:	El proyecto tiene los siguientes componentes: i) preparación del estudio de factibilidad; ii) ingeniería y preparación de documentos de licitación, y iii) construcción del proyecto (línea de 90 km, 25 km en territorio guatemalteco y 65 km en territorio hondureño).

1. Antecedentes

En la década de los setenta se hicieron algunas evaluaciones para suministro de energía desde Honduras a la zona del Atlántico de Guatemala, donde se iniciaba la construcción de la central hidroeléctrica Francisco Morazán (anteriormente El Cajón). Dicha zona de Guatemala operó hasta 1988 como un sistema aislado, y se caracteriza por presentar una fuerte demanda restringida de energía eléctrica. También existía entonces el interés de una compañía minera localizada en El Estor, Izabal, para importar energía de Honduras.

En 1986 se evaluaron algunas opciones para esa interconexión, siempre basándose en el interés de Guatemala de importar energía. Entonces se trató de impulsar una interconexión de bajo nivel, a 69 kV, que enlazara las subestaciones de Morales, en Guatemala, y Puerto Cortés, en Hon-

duras. El aporte máximo de esa interconexión se estimaba en 10 MW.

A partir de 1994, a consecuencia de la crisis de suministro eléctrico experimentada en Honduras, esta iniciativa fue reactivada mediante la conformación de un equipo de trabajo, con técnicos de ambas empresas, para evaluar opciones de interconexión y recomendar las acciones pertinentes.

Es conveniente mencionar que el Plan de Expansión de Guatemala considera una adición de 100 MW térmicos en la zona del Atlántico (Puerto Barrios). Además, el país ha hecho gestiones con el Fondo de Inversiones de Venezuela (FIV) para el financiamiento de las líneas que interconectarían dicha zona, en 230 kV. La definición de proyectos de generación regionales, acción que es considerada prioritaria por las empresas eléctricas, también resultaría favorecida con la construcción del enlace entre Guatemala y Honduras.

2. Objetivos

El objetivo del proyecto es la construcción y puesta en operación de una línea de interconexión entre los sistemas eléctricos de estos países, con el propósito de mejorar la seguridad de suministro en ambos sistemas y obtener los beneficios económicos derivados de la operación coordinada. El proyecto también es congruente con los objetivos de la integración regional expresados por los Presidentes de Centroamérica.

3. Descripción del proyecto

Uno de los puntos principales que deberá ser analizado en el estudio de factibilidad es el relacionado con la ruta de la línea. La descripción del proyecto que se presenta a continuación da una idea aproximada de los costos y la magnitud de esta interconexión.

a) Línea de 230 kV que enlace las subestaciones Puerto Barrios (Guatemala) y El Progreso (Honduras), con una longitud aproximada de 90 km (25 km en territorio guatemalteco y 65 km en territorio hondureño);

b) Ampliación de la subestación El Progreso, para recibir la línea de interconexión (bahía adicional en 230 kV), 230/115 kV de 125 MVA cada uno, y

c) Construcción de la nueva subestación Puerto Barrios, 230/69 kV y 100 MVA.

4. Costo

El costo total del proyecto asciende a 12.4 millones de dólares. Un resumen de este costo se muestra en el cuadro de la página siguiente. Obsérvese que el costo superior para Honduras obedece a una mayor longitud de la línea en su territorio.

ESTIMACION DEL COSTO DE LA INTERCONEXION GUATEMALA-HONDURAS

(Miles de dólares)

	Total	Moneda externa	Moneda local
Total	12,369	7,549	4,821
Factibilidad e ingeniería	512	384	128
Línea de transmisión			
Guatemala	1,850	981	869
Honduras	4,810	2,550	2,260
Subtotal transmisión	6,660	3,531	3,129
Subestaciones			
Guatemala	2,901	2,205	696
Honduras	683	444	239
Subtotal subestaciones	3,584	2,649	935
Subtotal por países			
Guatemala	5,007	3,378	1,629
Honduras	5,749	3,186	2,563
Subtotal	10,756	6,564	4,192
Administración e imprevistos (15%)	1,613	985	629

5. Beneficios

Los beneficios del proyecto, que serán cuantificados en el estudio de factibilidad, son los siguientes: a) reducción de los niveles de reserva

individuales en cada país; b) complementariedad en el uso de los recursos hidroeléctricos de ambos países y disminución de los costos de producción derivados de una operación coordinada de ambos sistemas; c) también se obtiene una

merma de los costos de explotación del parque térmico y, en el caso específico de estos sistemas, existe la posibilidad de modular la generación de los productores independientes térmicos, que generalmente representan una energía muy cara, y iv) mejoramiento de la confiabilidad del suministro y descenso de los

riesgos de falla y racionamiento ante salidas forzadas de las unidades o mengua de la generación hidroeléctrica ante irregularidades del régimen de lluvias. Otro beneficio significa el intercambio con terceros países. En el mediano plazo esta interconexión posibilitará el desarrollo de proyectos de generación regionales.

* * *

Proyecto 6**AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA EN LA INDUSTRIA
ELECTRICA CENTROAMERICANA****Resumen Ejecutivo**

Prestatario:	Las empresas eléctricas centroamericanas.
Ejecutor:	Las mismas empresas eléctricas.
Monto:	El costo total de la primera fase de este proyecto es de 305,000 dólares, 275,000 de los cuales corresponden al aporte de la agencia cooperante y 30,000 dólares a la contrapartida de las empresas eléctricas.
Fuente:	Todavía no identificada.
Objetivos:	Diseñar e implementar un programa de ahorro y uso eficiente de la energía en la industria eléctrica de los países centroamericanos, con el propósito de promover la aplicación de criterios de conservación de la energía en los principales sectores de consumo, obteniendo los beneficios de la modulación del crecimiento de la demanda y la disminución de inversiones en nueva capacidad instalada.
Descripción:	El proyecto se compone de una fase de definición y otra de implementación. La primera dura un año y contempla las siguientes actividades: i) estimación del potencial de ahorro y conservación de energía en los diferentes sectores de consumo de la industria eléctrica; ii) realización de auditorías energéticas; iii) identificación de los proyectos más atractivos; iv) cuantificación de los beneficios, incluyendo los aspectos ambientales, con el propósito de acceder al financiamiento de organismos y programas especializados, y v) determinación de los esquemas para el financiamiento de los proyectos de conservación, considerando la participación de los usuarios, las empresas eléctricas y el BCIE. En la segunda fase se instrumentarán las actividades de promoción, de ejecución y supervisión de acciones específicas en la producción, transformación, transmisión y distribución de la energía, identificadas en la primera fase, así como las campañas educativas a los consumidores.

1. Antecedentes

En Centroamérica ha preocupado con intensidad el tema de la conservación de la energía a partir del primer choque petrolero, en 1973. Desafortunadamente, las iniciativas emprendidas han cons-

tituido esfuerzos aislados, sin que se enmarcaran dentro de una estrategia y política de desarrollo con alcances definidos en el mediano y largo plazos. Por otra parte, los precios de la electricidad y los combustibles no han reflejado los costos reales situación que ha dificultado el impulso de me-

didias de conservación de energía. En la década de los noventa, tras la crisis social y económica del decenio anterior, se han registrado marcados síntomas de recuperación en los países, los cuales han iniciado programas de ajuste de sus economías y modernización de la administración del Estado, que abarcan los procesos de reforma de los marcos institucionales de los respectivos sectores de energía.

Con apoyo de la Unión Europea (UE), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) realizó entre 1991 y 1993 un proyecto de administración de la demanda eléctrica en tres capitales de la región (San José, San Salvador y Managua), cuya extensión se tiene prevista a las restantes capitales en los próximos años. Con excepción de lo anterior, a la fecha todavía no ha habido ningún programa regional dedicado a la conservación de la energía en el subsector eléctrico. El Gobierno de México, por conducto de sus instituciones especializadas (principalmente, la Comisión Nacional de Ahorro de Energía —CONAE—), ha tratado de impulsar un proyecto de cooperación con Centroamérica. Por otra parte, el BID, en sus programas con las empresas eléctricas, ha contemplado aspectos relacionados con este tema en cuatro de los cinco países de la región.

Las empresas eléctricas centroamericanas han desarrollado algunas actividades; entre ellas: campañas educativas, auditorías energéticas, manejo de carga en el sector industrial y ferias de la energía para el hogar (sólo en Costa Rica), reducción de pérdidas y proyectos de cogeneración. En cuanto a los precios de la energía, se ejecutan programas de ajuste de las tarifas a sus costos marginales de producción. En algunos casos se observa la tendencia a mantener subsidiados los grupos de usuarios residenciales de menor consumo.

2. Objetivos

El proyecto se propone diseñar e implementar un programa de Ahorro y Uso Eficiente de Energía eléctrica (AUEE) en los países centroamericanos;

asimismo, es objetivo del proyecto cooperar con la industria eléctrica centroamericana, recomendando medidas para lograr cambios y racionalizar el consumo de electricidad, tanto a nivel de usuarios finales como a nivel de las empresas productoras y distribuidoras.

3. Descripción del proyecto

La atención se deberá centrar en un sector específico de consumo, o algunas ramas de dicho sector con necesidades semejantes en los países de la región, de forma que se facilite la implementación y se fomente la cooperación horizontal intrarregional. La primera fase del programa estará dedicada a identificar proyectos de AUEE con alta rentabilidad, que puedan ser implementados en la segunda fase. Asimismo, se examinarán las acciones que en materia de conservación de energía se están llevando a cabo en la región, a fin de aprovechar los resultados obtenidos en esas iniciativas y evitar la superposición de esfuerzos.

La primera fase dura un año y contempla las siguientes actividades: a) estimación del potencial de ahorro y conservación de energía en los diferentes sectores de consumo de la industria eléctrica; b) realización de auditorías energéticas; c) identificación de los proyectos más atractivos; d) cuantificación de los beneficios, incluyendo los aspectos ambientales, con el propósito de acceder al financiamiento de organismos y programas especializados, y e) determinación de los esquemas para el financiamiento de los proyectos de conservación, considerando la participación de los usuarios, las empresas eléctricas y el BCIE. La fase de implementación comprende las actividades de promoción, la ejecución y supervisión de acciones específicas identificadas en la primera fase, y las campañas educativas a los consumidores.

4. Costo

El costo total del proyecto asciende a 275,000 dólares. Un resumen de este costo se muestra en el siguiente cuadro:

**COSTO DEL PROGRAMA DE AHORRO Y USO EFICIENTE
DE ENERGIA ELECTRICA EN CENTROAMERICA**

(Miles de dólares)

	Medida	Total
Primera etapa		275.0
Tres consultores	24 m-h	168.0
Misiones por la región	10	35.0
Seminarios regionales	3	36.0
Administración		36.0
Segunda etapa (costo a determinarse)		

Nota: Contraparte de los países de alrededor de 30,000 dólares, no incluido en el presupuesto anterior.

5. Resultados al final de la primera fase

Al final de esta fase se habrán realizado en cada país dos auditorías representativas y una identificación de los proyectos más atractivos de AUEE en todos los países centroamericanos.

* * *

Proyecto 7**OPERACION COORDINADA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INTERCONECTADOS DEL ISTMO CENTROAMERICANO****Resumen Ejecutivo**

Prestatario:	Las empresas eléctricas de los países centroamericanos.
Ejecutor:	Las empresas eléctricas públicas centroamericanas, con la coordinación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).
Duración:	24 meses
Monto:	El costo total del proyecto se desglosa así: Financiamiento requerido 467,000 dólares Aporte local 100,000 dólares Total 567,000 dólares
Fuente:	Por la naturaleza del proyecto se recomienda utilizar fondos de la cooperación internacional.
Objetivos:	El proyecto se orienta a dar solución a una serie de problemas técnico-económicos, con miras a posibilitar una operación coordinada de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano. Los objetivos inmediatos identificados son: i) establecer un procedimiento de medición periódica de las eficiencias energéticas de las centrales del Istmo; ii) definir procedimientos comunes para determinar los costos de producción y transmisión de energía; iii) fijar un procedimiento para el cálculo periódico de las tasas de pérdidas de transmisión aplicables a las transferencias internacionales; iv) determinar un método regional para el cálculo de los cargos por peaje; v) delinear procedimientos de pago para los intercambios, y vi) precisar normas de interconexión.

1. Antecedentes

Las primeras discusiones de este proyecto datan de la Decimocuarta Reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), celebrada en Tegucigalpa, Honduras, el 29 y 30 de octubre de 1990. Entonces se analizó su versión preliminar y se adoptó una resolución aprobatoria del proyecto. Asimismo, se solicitó a la CEPAL que elaborara una versión incorporando aspectos sobre los mecanismos de pago oportuno y considerando las pérdidas de transmisión así como la preparación de un convenio de interconexión regional.

Posteriormente, las empresas remitieron dicho proyecto al Grupo Consultivo Regional de Centroamérica, donde fue aprobado y presentado a la reunión de cooperantes celebrada en marzo de 1993, en Bruselas, Bélgica. Aunque ha habido intenciones de algunos gobiernos y agencias para financiarlo, hasta septiembre de 1995 no se había logrado formalizar ninguna cooperación.

El proyecto se orienta a dar solución a una serie de problemas técnico-económicos a fin de lograr una operación más integrada de los sis-

temas eléctricos del Istmo Centroamericano. Ello arrojaría economías del orden del 10% de la factura petrolera anual destinada a la generación de electricidad, además de que sentaría bases sólidas para consolidar la integración eléctrica.

2. Objetivos

Los objetivos inmediatos identificados son:

a) *Definir un procedimiento de medición periódica de las eficiencias energéticas de las centrales del Istmo.* Se adquiriría el equipo de medición necesario y se capacitaría a un grupo de ingenieros de las empresas eléctricas en la ejecución de tales mediciones.

b) *Definir procedimientos comunes para determinar los costos de producción y transmisión de energía.* El resultado sería un documento descriptivo de los procedimientos a aplicarse para la determinación de los costos de producción y transmisión, así como para la elaboración de los informes que servirían para comunicar estos datos a todos los interesados.

c) *Definir un procedimiento para el cálculo periódico de las tasas de pérdidas de transmisión aplicables a las transferencias internacionales.* Tales tasas de pérdidas estarían diferenciadas por período.

d) *Definir un método regional para el cálculo de los cargos por peaje.* El resultado sería un manual descriptivo de los principios metodológicos, así como los procedimientos de cálculo.

e) *Definir procedimientos de pago para los intercambios.* Tales procedimientos serían utilizados por las empresas eléctricas para el pago de los suministros de energía y potencia eléctrica.

f) *Definición de normas de interconexión.* Tales normas regularían todos los aspectos de funcionamiento de la interconexión eléctrica regional y establecerían lineamientos para la evolución futura del proceso de integración eléctrica.

3. Descripción

El objetivo del proyecto, es proporcionar elementos para que las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano abaraten y hagan más eficiente el servicio de energía eléctrica, mediante una operación más integrada. Para lograr dicho objetivo el proyecto contempla las siguientes actividades:

a) Elaboración de un manual para la ejecución de las mediciones de eficiencia energética de centrales termoeléctricas.

b) Adquisición de seis juegos del equipo de medición necesario para realizar pruebas de eficiencia de unidades de generación termoeléctrica.

c) Capacitación de 12 ingenieros (dos de cada empresa) para realizar pruebas de eficiencia de centrales termoeléctricas. Se incluye aquí la organización y realización de un seminario regional sobre pruebas de eficiencia de centrales térmicas; la ejecución de pruebas en un grupo de centrales seleccionadas, con participación directa del personal a capacitar; la definición de los procedimientos comunes para determinar los costos de producción y transmisión de energía eléctrica; la elaboración de un documento sobre los procedimientos que se aplicarán en la determinación de los costos de producción y transmisión, así como en la elaboración de los informes que servirán para comunicar esos datos a todos los interesados.

d) Preparación de un manual con los procedimientos para el cálculo de las tasas de pérdidas de transmisión aplicables a transferencias internacionales de potencia y energía, y métodos para el cálculo de peaje. Organización de un curso donde se discutirán dichos métodos.

e) Desarrollar un documento que contenga diversas modalidades de pago a ser utilizadas por las empresas. Definición de los procedimientos de pago por los suministros de energía eléctrica, que hagan posible el pago seguro, oportuno y directo.

f) Confección de los borradores del conjunto de acuerdos sobre diferentes arreglos institu-

cionales, particularmente con las autoridades monetarias y cambiarias de los países, mediante los cuales se asegure que las empresas reciban directamente los pagos y que puedan usarlos sin restricciones en la adquisición de los insumos necesarios para la exportación, así como para otros gastos relacionados con esa operación.

g) Producir un reglamento de operación que contenga las normas sobre todos los aspectos del funcionamiento de la interconexión eléctrica regional, y establecer lineamientos sobre la evolución futura del proceso de integración del subsector eléctrico del Istmo.

4. Costo

Las empresas eléctricas aportarán al proyecto los gastos derivados de las actividades no cubiertas por el aporte de la agencia cooperante, el cual ascenderá a 467,000 dólares. Con ello se financiarán 9 meses de trabajo del coordinador del proyecto (54,000); 5 1/2 meses de trabajo de dos consultores internacionales para medición de eficiencias energéticas de centrales (55,000); adquisición de equipo de medición para pruebas de eficiencia de centrales termoeléctricas (150,000); 4 meses de trabajo de un consultor internacional en asuntos contables (20,000); 3 meses de trabajo de un consultor internacional en sistemas eléctricos para cálculo de tasas de pérdidas (15,000); 2 semanas de trabajo de un consultor sobre cálculo de peajes (3,000); 3 meses de tra-

bajo de un experto en cuestiones de pago (15,000), y 2 meses de trabajo de un asesor legal para la redacción del Convenio Regional de Interconexión (10,000). También se financiarán 2 seminarios regionales (30,000), así como gastos de viaje y de misión por 45,000 dólares, gastos de comunicaciones y reproducción de documentos por 20,000 dólares, y alquiler de local, servicios secretariales y otros, por 20,000 dólares. Finalmente, se considera una reserva para imprevistos de 30,000 dólares. El presupuesto se aprecia en el siguiente cuadro. No se incluye el aporte de las empresas eléctricas, que totalizaría alrededor de 100,000 dólares, principalmente para los honorarios de los profesionales de las empresas asignadas al proyecto y para la organización de los cursos y seminarios.

5. Beneficios

Los beneficiarios del proyecto serán las empresas eléctricas y los usuarios actuales y potenciales del servicio de energía eléctrica. También se prevén ventajas para las economías de la región, en cuanto al ahorro de divisas por la compra de petróleo. Estudios llevados a cabo por la CEPAL y por algunos consultores, dentro de los proyectos regionales, muestran que existe la posibilidad de intercambiar energía de origen térmico, y lograr reducciones en los consumos de combustibles entre el orden de 15 y 20 millones de dólares anuales, como resultado de una operación coordinada de los sistemas interconectados.

* * *

Proyecto 8**PROGRAMA PARA EL MEJORAMIENTO DEL DESEMPEÑO FINANCIERO DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS CENTROAMERICANAS****Resumen Ejecutivo**

- Prestatario:** Las empresas eléctricas de los países centroamericanos.
- Ejecutor:** Las empresas eléctricas centroamericanas, bajo la coordinación de un organismo regional.
- Duración:** 9 meses
- Monto:** El costo total del proyecto se desglosa así:
- Financiamiento 209,000 dólares
- Aporte local 32,000 dólares
- Total 241,000 dólares
- Fuente:** Por la naturaleza del proyecto se recomienda utilizar fondos de la cooperación internacional y la coordinación de un organismo internacional con amplio conocimiento de la problemática de la industria eléctrica regional.
- Objetivos:**
- a) Capacitar a los profesionales de los cuadros medios y superiores del área financiera de las empresas eléctricas nacionales y de las principales instituciones del sector energético que tengan participación directa en la supervisión del desempeño financiero de dichas empresas, en los siguientes temas: i) uso de las herramientas esenciales para el manejo de los instrumentos financieros y los «derivativos» que brindan los mercados de capitales; ii) procedimientos para la obtención de fondos, de los mercados financieros y/o de capitales; iii) conocimiento de la estructura e incumbencia de los mercados de capitales en el mundo, en términos generales, y en particular los del sector energía, y v) técnicas de cobertura e inteligencia económica y financiera. Además, se desarrollará un seminario sobre temas específicos de las finanzas de la industria eléctrica de la región: las restricciones financieras; la legislación vigente y las reformas; la posición de la banca multilateral y sus corporaciones de fomento, y recomendaciones y soluciones particulares para los países de la región.
- b) El segundo componente apunta a analizar y proponer alternativas para la reestructuración de la deuda de las empresas eléctricas de los países centroamericanos. En dicho objetivo se contemplan las siguientes actividades: i) análisis individual de la deuda en cada país; ii) proyección de escenarios de las tasas de cambio y de interés; iii) análisis de los aspectos estáticos y dinámicos de la deuda a largo plazo y del nuevo endeudamiento; iv) estrategias de cobertura, y v) diseño de la propuesta.

1. Antecedentes

La reciente apertura de las economías nacionales a la competencia mundial, ha conducido a que se fortaleciesen nuevos mecanismos de captación, como los que se estilan en los mercados de capitales de los países líderes.

Los países centroamericanos no han permanecido ajenos a esa realidad. En la industria eléctrica, las nuevas legislaciones y regulaciones persiguen entre sus objetivos la separación del Estado de las áreas normativas, reguladoras y empresariales; el aseguramiento de una estructura eficiente en la industria eléctrica; el funcionamiento con criterio comercial de las empresas que mantengan su calidad de públicas, y la promoción de la participación de capitales privados en el desarrollo y gestión de la industria.

El reto financiero que afrontan las empresas eléctricas es de una gran dimensión. Por una parte, se deberá hacer frente a los problemas de ajuste y saneamiento financiero de las empresas, en un período de transición y acomodo de los nuevos actores de la industria eléctrica. Por otra, las necesidades de financiamiento e inversión han crecido en virtud de los constantes atrasos y postergaciones de nuevos proyectos, incluso de los programas de mantenimiento de la infraestructura eléctrica básica.

Los nuevos convenios de interconexión eléctrica se justifican sobre la base de los beneficios de las economías de escala, la optimización y la cobertura. Dos son los conceptos operacionales emergentes en los sectores de producción y distribución de energía eléctrica: una mayor integración regional, en un entorno parcialmente desregulado, y el establecimiento de un mercado eléctrico regional, que brinde el marco legal e institucional a las metodologías financieras de protección (coberturas).

2. Objetivos

El proyecto se orienta, en primer lugar, a la capacitación de los profesionales de los cuadros medios y superiores del área financiera de las empresas eléctricas públicas y de las principales instituciones del sector energético que tengan participación directa en la supervisión del desem-

peño financiero de dichas empresas; en segundo, a analizar y plantear alternativas para la reestructuración de la deuda de las empresas eléctricas de los países centroamericanos.

Los temas específicos que se abordarán en cuanto a la capacitación son los siguientes: a) uso de las herramientas esenciales para el manejo de los instrumentos financieros y los «derivativos» que brindan los mercados de capitales; b) procedimientos para la obtención de fondos, de los mercados financieros y/o de capitales; c) conocimiento de la estructura e incumbencia de los mercados de capitales en el mundo, en términos generales, y en particular los del sector energía, y d) técnicas de cobertura e inteligencia económica y financiera. Además, se desarrollará un seminario sobre temas específicos de las finanzas de la industria eléctrica de la región: las restricciones financieras; la legislación vigente y las reformas; la posición de la banca multilateral y sus corporaciones de fomento, y recomendaciones y soluciones particulares para los países de la región.

El segundo componente se enfoca a analizar y proponer alternativas para la reestructuración de la deuda de las empresas eléctricas de los países centroamericanos. En dicho objetivo se contemplan las siguientes actividades: a) análisis individual de la deuda por país; b) proyección de escenarios de las tasas de cambio y de interés; c) análisis de los aspectos estáticos y dinámicos de la deuda a largo plazo y del nuevo endeudamiento; d) estrategias de cobertura, y e) diseño de la propuesta.

3. Descripción

a) Capacitación

El primer componente consta de dos cursos y un seminario-taller. Tanto los cursos como el seminario, tendrán una duración de una semana (40 horas) y serán impartidos a tiempo completo; los seminarios por dos consultores especialistas en financiamiento del sector energético y herramientas para la modelación financiera. En el seminario participará adicionalmente un consultor experto en legislación financiera, de preferencia con conocimiento de las leyes vigentes en los países centroamericanos. Los temas de dichos cursos y el seminario-taller son los siguientes:

i) Capacitación vinculada al diseño y desarrollo de estrategias de la ingeniería financiera, en las empresas eléctricas y organismos estatales de la región.

ii) Desarrollo de aplicaciones reales de la ingeniería financiera en empresas eléctricas de la región para coberturas de precios de crudo, fuel oil, gas natural, etc, y para la generación de energía eléctrica. Coberturas de tasas de interés y/o cambio e inflación, vinculadas al endeudamiento externo. Captación de fondos para proyectos, programas y nuevos proyectos térmicos e hidroeléctricos.

iii) Seminario-taller para analizar la legislación financiera vigente en la región y, en particular, las nuevas legislaciones en discusión, y las propuestas para la reestructuración de la deuda (informe del segundo componente del proyecto).

b) Alternativas para la reestructuración de la deuda de las empresas eléctricas de los países centroamericanos

Esta consultoría incluye las siguientes actividades:

i) Relevamiento de la información (discriminación de cada una de las deudas de largo plazo —tipo de moneda, tasa de interés, servicio, evolución de las paridades cambiarias, períodos de gracia, etc.—, hipótesis tarifarias vigentes de las empresas, organismos crediticios, económicos y financieros).

ii) Clasificación y análisis de la información. El análisis permite clasificar y homogeneizar por características a los «derivativos» y sus combinaciones, conforme a las metodologías con que se abordan los problemas. Establecimiento del marco de referencia para definir los escenarios respectivos, y elaboración del primer informe.

iii) Inteligencia de la información. Hacer compatibles las soluciones que se están aplicando en la actualidad en los Estados Unidos, Europa y el Lejano Oriente, con empresas ligadas a mercados emergentes y con el diseño más conveniente y de menor costo.

iv) Definición de escenarios, descripción y análisis. Conocidas y analizadas las tarifas y el endeudamiento de largo plazo, las demandas técnicas de la banca internacional, las características y alcances de los «derivativos» de primera generación, las tendencias financieras en el corto plazo y la inteligencia existente sobre los mercados y «derivativos», se estaría en condiciones de cuantificar los escenarios. Preparación del segundo informe.

v) Proyección de los escenarios. Se habrán de proyectar las variables explicativas de decisión: tasas de cambio e interés, precios de referencia, alcances operacionales de las coberturas y las direcciones probables de evolución de los «derivativos», conformando así los elementos que delinearán el carácter óptimo de las estrategias presentadas.

vi) Matriz de estrategias y exposición de resultados. Se presentarán a las empresas eléctricas las alternativas que puedan ofrecer los mercados, y las recomendaciones genéricas y puntuales sobre éstos.

vii) Análisis e inteligencia de los riesgos de la deuda. Se describirán los mercados con fuerte **trading** en «derivativos» similares a los recomendados en las estrategias, y el la red de las garantías. Los comentarios vinculados serán incorporados al informe.

viii) Diseño de propuestas. Definidas las estrategias más convenientes, se elaborarán los fluxogramas finales que describan el cuadro de situación a encarar y se detallarán en las metodologías mínimas de conducción.

ix) Preparación del borrador del informe final a ser presentado y discutido en un seminario especial con las empresas eléctricas.

x) Preparación y presentación del informe final.

4. Costo

Para los cursos y seminarios, el costo se ha calculado suponiendo que en cada evento participan un total de 30 personas (4 por cinco países, 4 por el BCIE y 2 personas del organismo coordinador). Asimismo, se ha supuesto en cada evento dos meses-consultor, para los honorarios de los dos

consultores, lo cual incluye el tiempo para la preparación del material didáctico. Los países se harán cargo de los costos locales de organización del evento.

Para el segundo componente se estima un total de seis meses-consultor más tres meses-analista. Las empresas deberán nombrar a un profesional responsable de la información del país, persona que también se encargará de que la comunicación con el consultor sea expedita y rápida.

El costo total del proyecto asciende a 209,000 dólares, monto que no incluye un aporte en espe-

cies de las empresas eléctricas de alrededor de 32,000 dólares (organización de los cursos y 3 meses-hombre-país para preparar información y revisiones de reportes del proyecto).

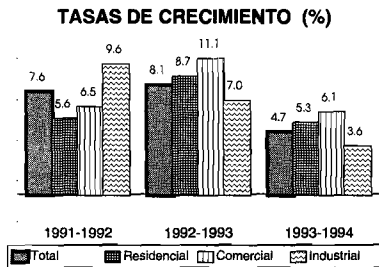
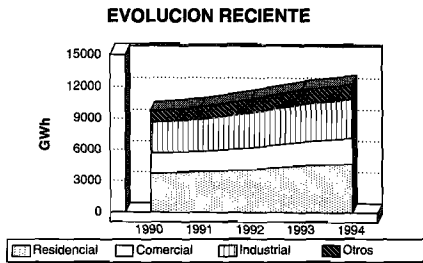
5. Beneficios

Para los países el primer beneficio será contar con personal capacitado en las herramientas básicas de la ingeniería financiera. La propuesta de reestructuración de la deuda será de mucha importancia para definir las estrategias de financiamiento de la industria eléctrica centroamericana.

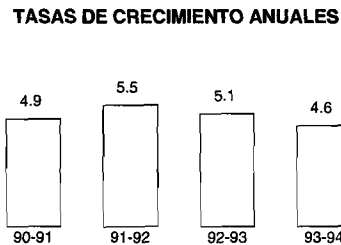
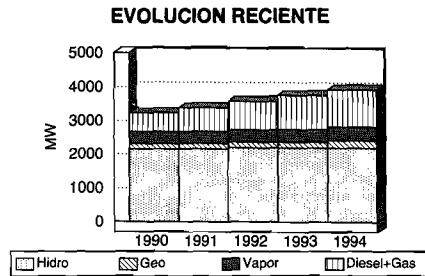
Recuadro 1

CENTROAMERICA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

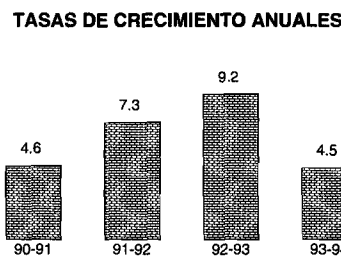
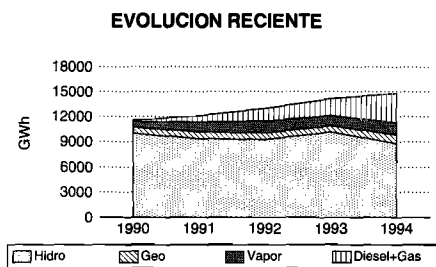
VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA



CAPACIDAD INSTALADA

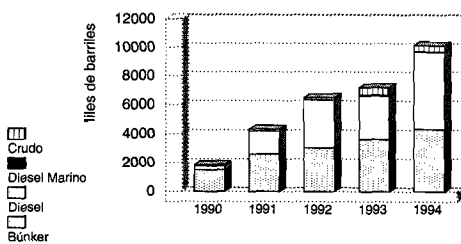


GENERACION NETA

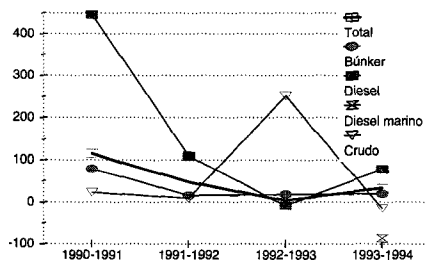


COMBUSTIBLES

CONSUMO ACUMULADO ANUAL



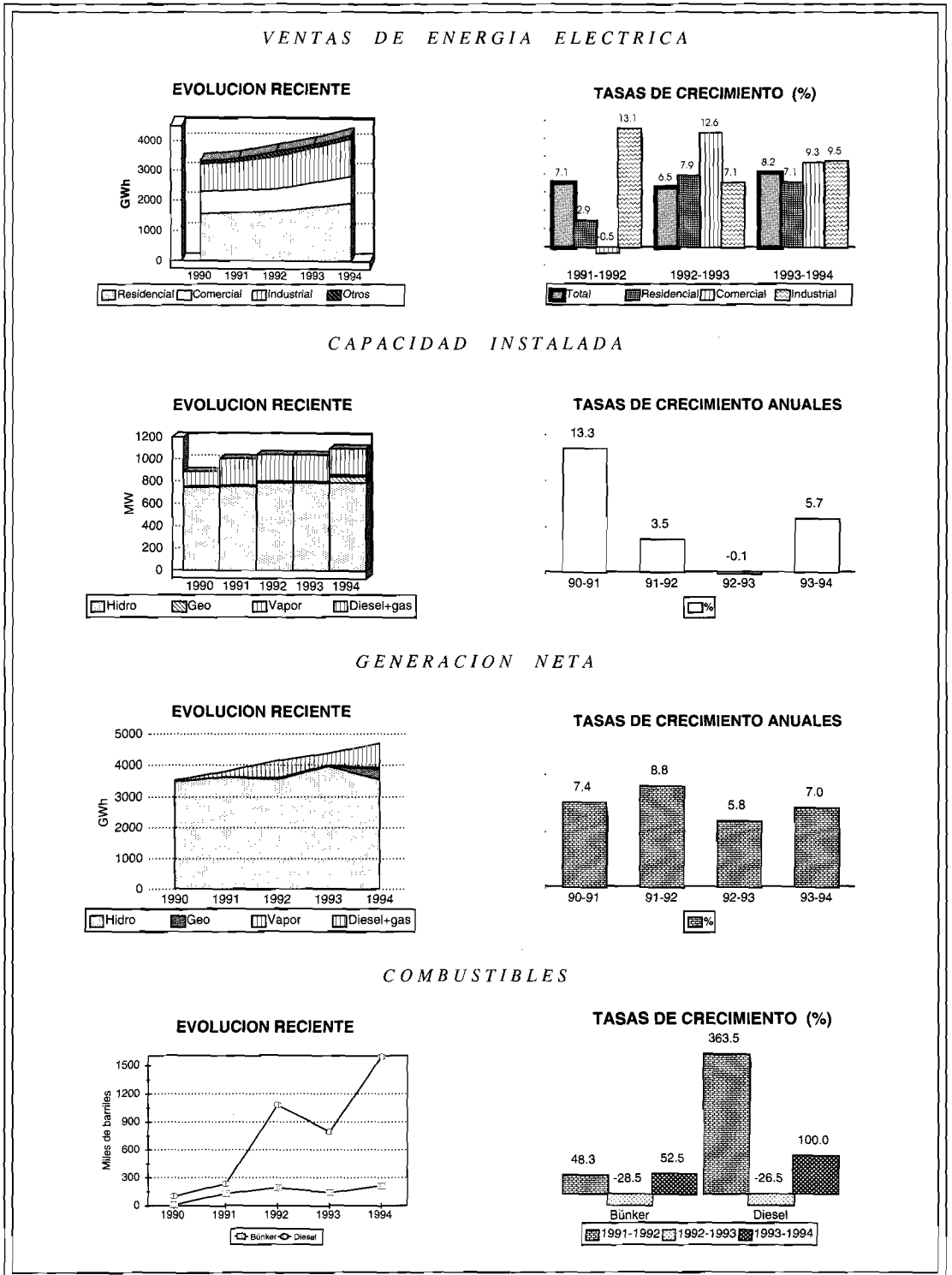
CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL (%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Recuadro 2

COSTA RICA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO



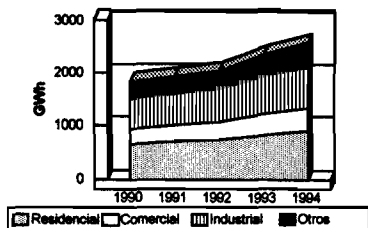
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Recuadro 3

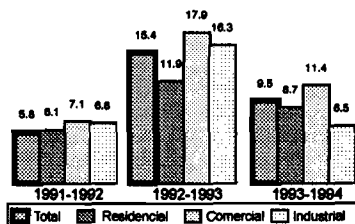
EL SALVADOR: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

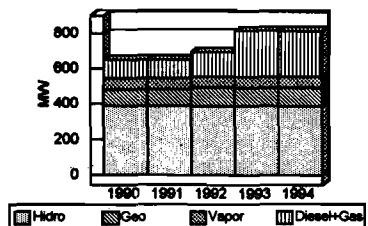


TASAS DE CRECIMIENTO (%)

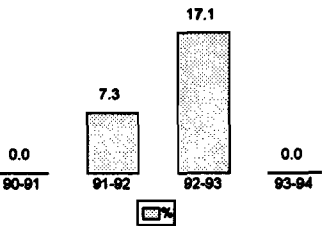


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

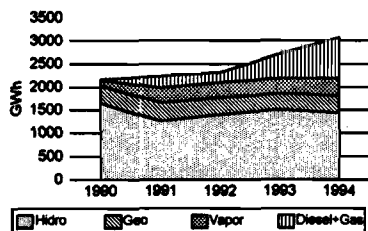


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

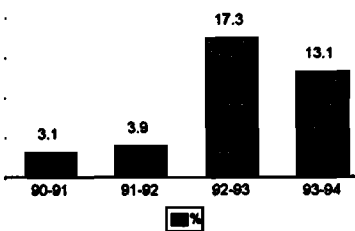


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

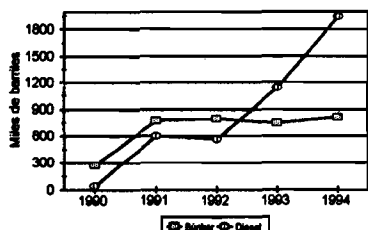


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

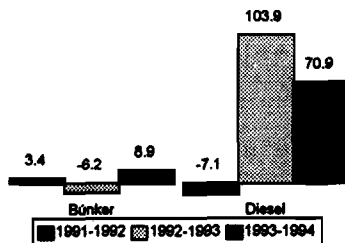


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO (%)

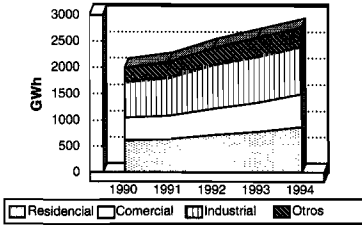


Recuadro 4

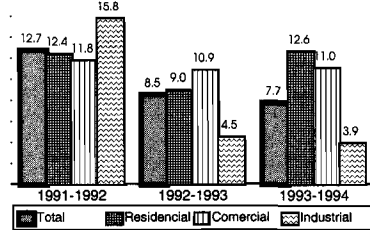
GUATEMALA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

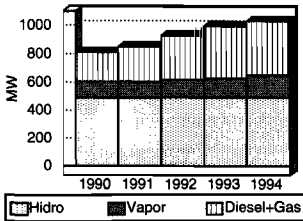


TASAS DE CRECIMIENTO (%)

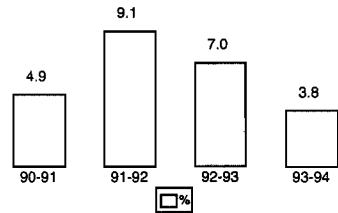


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

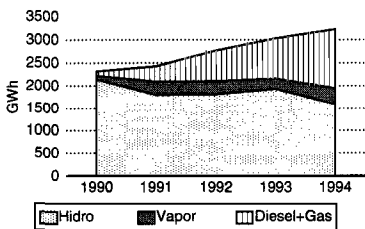


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

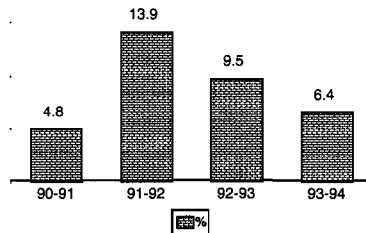


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

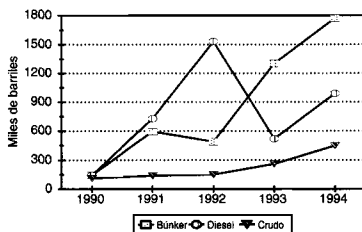


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

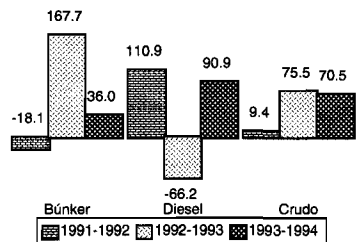


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO (%)

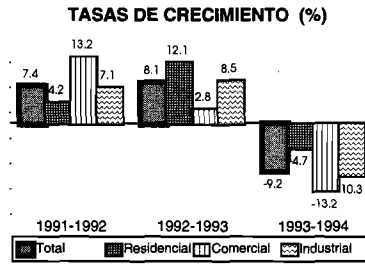
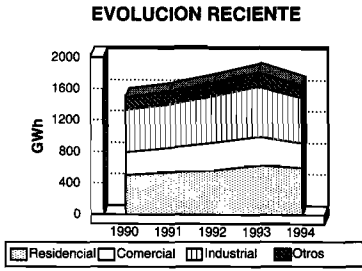


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

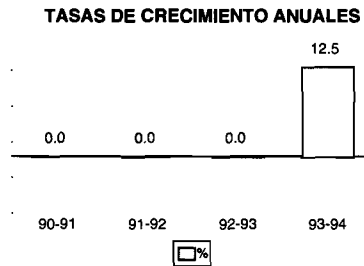
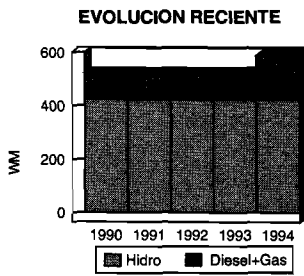
Recuadro 5

HONDURAS: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

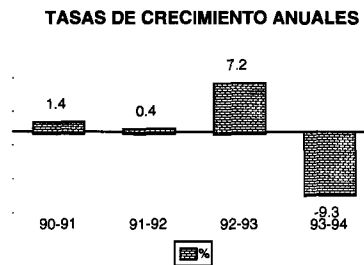
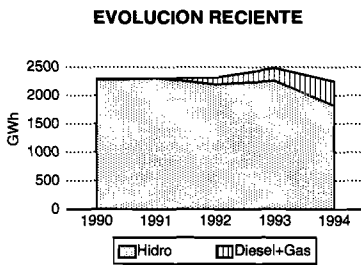
VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA



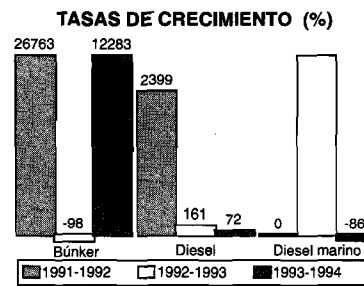
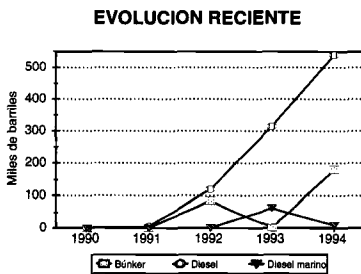
CAPACIDAD INSTALADA



GENERACION NETA

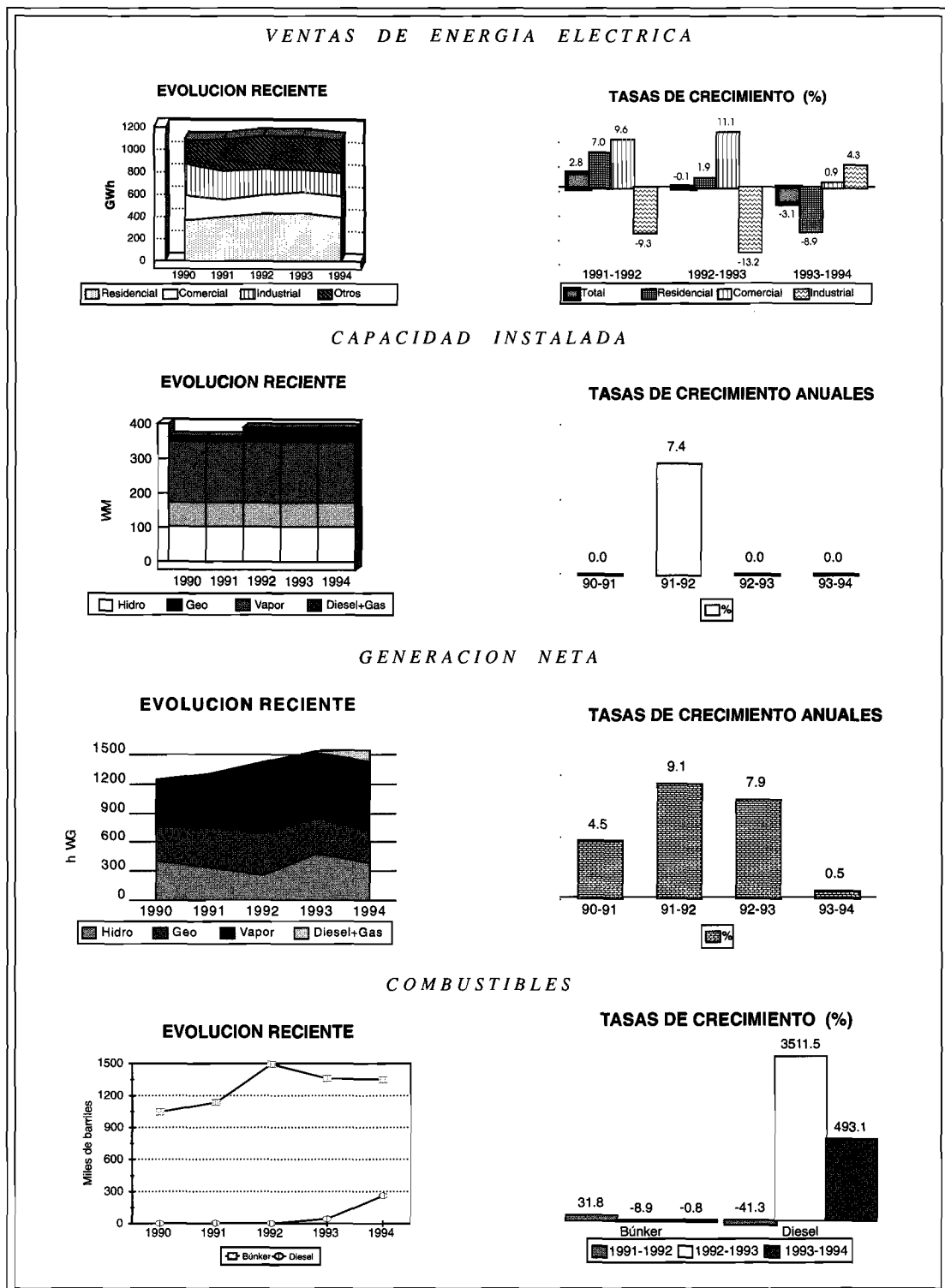


COMBUSTIBLES



Recuadro 6

NICARAGUA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Esta obra se imprimió en los talleres de
Comunicación Gráfica y Representaciones
P.J., S.A. de C.V.
Arroz N° 226 Col. Sta. Isabel Industrial,
Del. Iztapalapa C.P. 09820 México, D.F
Tels. 670-08-15 581-84-07
en el mes de julio de 1996

