

Distr.  
RESTRINGIDA

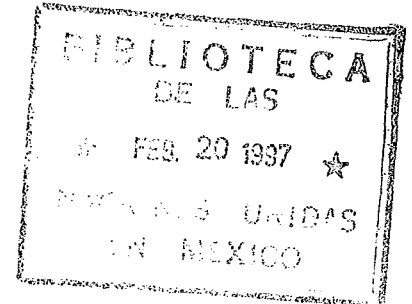
LC/MEX/R.584  
19 de diciembre de 1996

ORIGINAL: ESPAÑOL

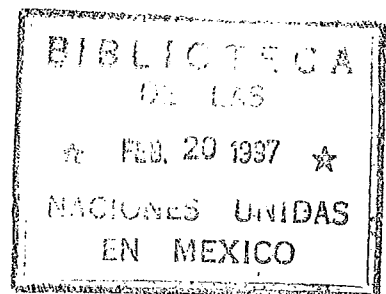
---

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe



**ISTMO CENTROAMERICANO: DIAGNOSTICO Y PERSPECTIVAS DE LA  
INTEGRACION ELECTRICA EN EL CORTO PLAZO**



INDICE

Página

RESUMEN .....	1
PRESENTACION .....	5
<b>I. EVOLUCION RECIENTE Y SITUACION ACTUAL DE LA INDUSTRIA ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO .....</b>	<b>7</b>
A. Principales aspectos de la evolución económica del Istmo Centroamericano .....	7
B. Evolución de la industria eléctrica en el período 1991-1995 .....	9
1. Organización actual .....	10
2. Ventas de energía eléctrica .....	10
3. Estructura del consumo de energía eléctrica .....	11
4. Índice de electrificación .....	11
5. Pérdidas eléctricas .....	11
6. Capacidad instalada .....	13
7. Oferta de energía, cubrimiento de la demanda y racionamientos .....	14
8. Interrelación entre el consumo de hidrocarburos y la energía eléctrica .....	15
C. Los sistemas interconectados subregionales .....	15
D. Problemas experimentados por la industria eléctrica de la región .....	17
1. Necesidades apremiantes de recursos financieros .....	17
2. Riesgos altos de racionamiento .....	17
3. Ineficiencia operativa .....	17
4. Gestión deficiente de los recursos humanos .....	18
5. Dependencia creciente de los hidrocarburos .....	18
6. Problemas en la interconexión eléctrica regional .....	18
7. Problemas de índole institucional .....	19
<b>II. EL PROCESO DE REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO .....</b>	<b>27</b>
A. Avance de las reformas nacionales .....	27
1. Costa Rica .....	27
2. Honduras .....	32
3. El Salvador .....	35
4. Guatemala .....	37
5. Nicaragua .....	40
6. Panamá .....	43

B.	Análisis comparativo de las reformas nacionales .....	46
III.	LA PARTICIPACION DE LOS PRODUCTORES INDEPENDIENTES DE ENERGIA ELECTRICA .....	51
A.	El proceso de inserción de la PI .....	52
1.	Costa Rica .....	53
2.	El Salvador .....	53
3.	Guatemala .....	53
4.	Honduras .....	55
5.	Nicaragua .....	55
6.	Panamá .....	56
B.	Participación de los PI en el período 1991-1995 .....	56
1.	Costa Rica .....	57
2.	El Salvador .....	57
3.	Guatemala .....	57
4.	Honduras .....	58
C.	Los proyectos futuros de PI .....	58
D.	Principales problemas resultantes de la inserción de los PI .....	59
1.	Tamaño y características de la oferta energética de los PI .....	59
2.	Impacto financiero .....	60
IV.	EL SUMINISTRO DE ENERGIA EN EL CORTO PLAZO Y ANALISIS DE LOS PLANES DE EXPANSION .....	69
A.	El suministro en el corto plazo .....	69
1.	El cubrimiento de la demanda durante 1996 .....	69
2.	El cubrimiento de la demanda durante 1997 y 1998 .....	71
B.	El suministro en el mediano y largo plazo .....	71
1.	Proyecciones de la demanda .....	71
2.	Programas de equipamiento .....	72
3.	Debilidades de los planes de expansión .....	73
4.	Las inversiones en el subsector eléctrico .....	74
5.	Consumo futuro de derivados de petróleo para la producción de energía eléctrica .....	75

	<u>Página</u>
V. RECOMENDACIONES Y REFLEXIONES .....	85
A. Las reformas de la industria eléctrica .....	85
B. El cubrimiento de la demanda y la producción independiente de electricidad ...	85
C. La integración eléctrica regional .....	86
D. Varios .....	88
<u>Anexo</u> : Istmo Centroamericano: Estadísticas relevantes del subsector eléctrico .....	89

## RESUMEN

### A. La evolución del subsector eléctrico en el quinquenio 1991-1995

1. Durante el quinquenio 1991-1995, la evolución de la economía del Istmo Centroamericano tuvo una repercusión clara en el sector energía. El producto interno bruto (PIB) de la región mostró un vigoroso crecimiento del 4.5%, lo que se tradujo en tasas significativas de mayor consumo de los energéticos comerciales (electricidad y petróleo). El consumo de electricidad se expandió 6.5%, en tanto que el consumo de derivados del petróleo se elevó 11%.
2. En cuanto al consumo de energía eléctrica, en 1995 las ventas ascendieron a 16,177 GWh, en tanto que el índice de electrificación alcanzó el 50%. El sector de consumo mayoritario continúa siendo el residencial (36.8%), seguido de los sectores industrial (27.1%) y comercial (23.4%). El restante 12.7% está conformado por sectores de consumo diverso, principalmente riego agrícola y gobierno.
3. En cuanto a la oferta, al finalizar 1995 la capacidad instalada era de 5,207 MW, de los cuales 53% correspondía a hidroeléctricas, 42% a termoeléctricas, y el restante 5% a geotérmicas. Durante el quinquenio en estudio se instalaron 1,119 MW, principalmente térmicos (85%), más de la mitad proveniente de productores independientes (671 MW). Con dicha capacidad instalada, la producción durante 1995 fue de 19,390 GWh, correspondiendo el 59% a aportes hidroeléctricos, 35% a termoeléctricos y 6% a geotérmicos.
4. Las pérdidas resultantes de la brecha entre producción de energía y ventas continuaron aumentando, para representar, en 1995, 17.1% de la producción. Estos altos niveles de pérdidas se han traducido en un deterioro de los ingresos de las empresas públicas de electricidad. En general, los programas para su control no han producido todavía los efectos esperados. La situación es más crítica en Honduras, Nicaragua y Panamá. Solamente Costa Rica ha logrado su control y reducción a niveles aceptables.
5. Casi en todos los países se han presentado atrasos en los planes de equipamiento de la generación, y también en muchos casos hubo que postergar rehabilitaciones y mantenimientos de centrales. Adicionalmente, la incidencia de severas sequías e irregulares regímenes hídricos puso en evidencia la fragilidad de los sistemas para el cubrimiento de la demanda, provocando racionamientos más estrictos en Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua. La mayor parte de la producción independiente que entró en el quinquenio fue contratada para solucionar problemas de suministro eléctrico.
6. A consecuencia de la baja producción hidroeléctrica y de la inclusión de nuevas centrales térmicas, el uso de combustibles para la generación de energía eléctrica se incrementó 236%, entre 1991 (5.7 millones de barriles) y 1995 (13.5 millones de barriles). Este incremento presenta aristas importantes y estratégicas para los países: el aumento de la dependencia a energéticos importados (situación que continuará en los próximos años, al ser muy pocos los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos en construcción) y la casi inexistente cobertura a las variaciones de los precios en los derivados del petróleo.

7. En alguna medida, la mayor parte de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano continuaron afrontando problemas de tipo financiero, administrativo e institucional. En el aspecto financiero, el principal problema radica en la generación insuficiente de recursos, para hacer frente tanto a los gastos de operación, mantenimiento y administración como a los correspondientes a la expansión de los sistemas y a la carga del servicio de la deuda.

### B. Los procesos de reforma de la industria eléctrica

8. A partir de 1990 se inició en el Istmo Centroamericano un proceso de reforma de la industria eléctrica. El grado de avance de estos procesos muestra diferencias entre los seis países de la región. Costa Rica y Honduras cuentan con leyes aprobadas, así como alguna experiencia en su implementación, lo que ha motivado un proceso de revisión a las leyes existentes, y consecuentemente la elaboración de nuevas propuestas. Por su parte, El Salvador y Guatemala aprobaron recientemente sus respectivas leyes de electricidad o de creación del ente regulador. En Nicaragua y Panamá ha habido modificaciones a la ley orgánica de sus empresas eléctricas nacionales, o la promulgación de una nueva ley para la creación de sus respectivos entes reguladores. En ambos países se cuenta con un anteproyecto de ley presentado a los correspondientes poderes legislativos.

9. Con respecto a las leyes o anteproyectos de ley de electricidad, existe una serie de elementos comunes a todas las reformas, entre los que se pueden mencionar: la apertura del segmento de la generación a actores privados; la apertura de las redes de transmisión y distribución; la posibilidad para las empresas de distribución de contar con centrales de generación, pero con diferentes capacidades máximas; la existencia de un mercado de contratos libremente negociados, y un mercado *spot* (en algunos casos expresamente definidos, en otros, implícitamente); el reconocimiento de grandes consumidores, aunque con niveles diferentes mínimos para calificar como tales; el sistema de precios libres y precios regulados para las mismas actividades, fondos estatales o especiales para la electricidad rural, etc.

10. Entre las diferencias importantes de las reformas, sobresalen: la desintegración, total o parcial de la empresa pública principal; la presencia de empresas privadas, verticalmente integradas; la ubicación del centro de despacho en la empresa de transmisión; la separación de las actividades de distribución y comercialización; la capacidad de generación máxima que pueden instalar las empresas de distribución; la venta de activos públicos; la demanda mínima de los grandes consumidores; los subsidios para clientes de bajos ingresos, y el comercio internacional de energía eléctrica.

### C. La inserción de los productores independientes (PI)

11. Durante el quinquenio 1991-1995, El Salvador, Guatemala y Honduras iniciaron proyectos de producción independiente (PI), con participación de inversionistas privados. Las condiciones generales que prevalecían en el momento de tomar esta decisión, en la mayoría de los casos, fueron: continuos aplazamientos de los planes de expansión; postergación de programas de mantenimiento mayor de las centrales, y disminución y atraso en los estudios de preinversión, por lo que los países

contaban con una reducida e incompleta cartera de proyectos de generación; gestiones estériles para la consecución de financiamientos, y situaciones de virtual desabastecimiento eléctrico. A consecuencia de lo anterior, la mayor parte de los PI han utilizado turbinas de gas y generadores de combustión interna, que pueden desarrollarse en plazos menores de un año.

12. En estos tres países, cuando se efectuaron las contrataciones con los PI, las nuevas leyes se encontraban en discusión o recién aprobadas. El balance de riesgos que debieran asumir la empresa pública y el generador independiente, ha sido el tema más controvertido de estas negociaciones. Los esquemas utilizados han sido del tipo *"take-or-pay"*, de largo plazo (15 a 20 años), con garantías de pago, y protección contra variaciones de los precios en los insumos (petróleo, tasa de cambio de la moneda local, inflación). En algunos casos fue necesario el aval y la garantía directa del Estado para desarrollar el proyecto. El aporte de los PI ha sido importante; con todo, deben considerarse, a nivel operativo, las complicaciones que representan para la administración económica y segura de bloques de energía de base y, a nivel financiero, el fuerte impacto que las crecientes facturas han significado para las empresas públicas de electricidad.

13. La inserción de los PI en Costa Rica ha sido más ordenada, ya que las leyes fijan los márgenes referentes al tamaño, tipo y máxima participación de los PI. Paralelamente, el ICE ha continuado con sus programas de expansión. En Nicaragua se suscribió un contrato para exploración y desarrollo de un campo geotérmico. En el caso de Panamá, las modificaciones a la ley constitutiva del IRHE, aprobadas en 1995, facultan a dicha institución para contratar PI. En estos dos últimos países no entró a operar ningún PI durante el quinquenio en estudio.

#### D. Los programas de expansión de la generación

14. La situación del suministro de energía eléctrica de la región en el corto plazo obedece a las condiciones particulares del balance oferta-demanda de cada país. Además de la situación actual del parque generador, las variables determinantes para el corto plazo están relacionadas con acciones específicas iniciadas por las empresas (programas de mantenimiento, construcción, contratación o ampliación de nueva generación, etc.). En general, de la evolución de dichas variables puede esperarse que en 1997-1998 los países atiendan sus necesidades, con pequeños riesgos de racionamiento. A partir de 1999, los planes de expansión prevén nuevos proyectos, algunos ya en marcha, y otros cuyo inicio depende de decisiones que deberán tomarse entre 1996 y 1998.

15. Las empresas públicas de electricidad han continuado elaborando los respectivos planes de equipamiento de la generación, los cuales consideran que una parte de la nueva generación se llevará a cabo con la participación de inversionistas privados. Se ha venido planteando un cambio en el enfoque del planeamiento del subsector, de tal forma que ahora se habla de planes de referencia, cuyo objetivo es orientar y racionalizar el esfuerzo de las empresas públicas y privadas, así como de los nuevos inversionistas, hacia la satisfacción de las necesidades de la población. Para el período 1996-2005 dichos planes muestran:

i) Una tasa de crecimiento promedio para la demanda de energía de 6.2%, lo que significa incrementos anuales de 1,570 GWh (650 GWh para el Bloque Norte y 920 GWh para el

Bloque Sur), que representarán en potencia 300 MW (120 MW para el Bloque Norte y 180 MW para el Bloque Sur).

ii) Adiciones por un total de 3,775 MW, 1,700 MW (45%) de los cuales son centrales térmicas, 1,611 MW (43%) hidroeléctricas, 424 MW (11%) geotérmicas y 40 MW (1%) eólicas. El incremento de la capacidad es equivalente a 378 MW/año. En los mencionados planes, es posible identificar proyectos a desarrollar con participación privada, por un total de 441 MW, complementados con 165 MW de cogeneradores.

iii) Una estimación inicial indica que se requiere una inversión de 7,557 millones de dólares (756 millones de dólares anuales); sin embargo, dicho monto sería superior, dado que en varios países algunos proyectos se han subestimado y no se han incluido las inversiones para proyectos que se inician en la presente década, ni algunos estudios de preinversión significativamente cuantiosos, especialmente en el caso de la geotermia y de los proyectos hidroeléctricos. Tampoco se ha contemplado el financiamiento del proyecto SIEPAC.

16. Un examen de los planes de expansión de los países permite observar que: son escasas las nuevas iniciativas de las empresas eléctricas; pueden presentarse inminentes atrasos en las obras de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de capacidad mediana y grande que debían iniciarse entre 1996 y 1997; parece no haber suficiente certeza sobre el grado de avance de varios proyectos de PI, y se sigue careciendo de estudios de factibilidad.

17. En el ámbito de los proyectos regionales, aunque se han hecho algunos avances, todavía no existe compromiso para que los países empiecen a considerarlos dentro de sus estrategias de desarrollo a mediano plazo. Actualmente se realizan evaluaciones de factibilidad para la hidroeléctrica binacional El Tigre (entre El Salvador y Honduras) y para una central termoeléctrica de alcance regional. El desarrollo de una nueva red troncal está condicionado a la suscripción y alcance del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (TMMER) y a los resultados de las actualizaciones de los estudios del SIEPAC, que serían aprobados al inicio de 1997.



## PRESENTACION

Este documento presenta la evolución del subsector eléctrico de los países del Istmo Centroamericano durante el quinquenio 1991-1995 y analiza las principales variables que incidirán en el desarrollo de este subsector, principalmente en el muy corto plazo.

El primer capítulo examina las condiciones del suministro de energía eléctrica en cada uno de los países, la evolución de la oferta y la demanda, la participación de los productores independientes, los consumos de hidrocarburos y la situación de los dos bloques interconectados que operan en la región. En el segundo capítulo se analizan los procesos de reforma y reestructuración de la industria eléctrica, y se elabora una comparación con las leyes aprobadas de Costa Rica, El Salvador, Honduras y Guatemala, así como con los anteproyectos de ley de Costa Rica, Nicaragua y Panamá.

La inserción de la generación independiente, los esquemas utilizados y la incidencia e impacto de estos nuevos agentes son tratados en el tercer capítulo. Esto permite conformar un marco general para analizar las perspectivas de las industrias eléctricas nacionales, los planes de expansión y sus debilidades y las posibilidades que ofrece la cooperación e integración regionales, todo lo cual se aborda en el cuarto capítulo.

Si bien al final se exponen algunas reflexiones sobre factores que se consideran importantes para la promoción de la integración eléctrica regional, no se ha hecho un análisis detallado, debido al grado de incertidumbre actual con respecto al futuro de la interconexión regional, el cual se reducirá al concluirse próximamente dos importantes iniciativas: la finalización y aprobación de los Estudios Complementarios del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), estimadas para los primeros meses de 1997, y la definición y suscripción del "Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional" (TMMER) por parte de las máximas autoridades de los países, también durante 1997.

## I. EVOLUCION RECIENTE Y SITUACION ACTUAL DE LA INDUSTRIA ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO

### A. Principales aspectos de la evolución económica del Istmo Centroamericano

Los países del Istmo Centroamericano son economías pequeñas, especializadas principalmente en la exportación de productos primarios. Tras un largo período de notable estabilidad de precios, a partir de los años setenta estas naciones se vieron afectadas por diversos desequilibrios económicos: problemas inflacionarios, cuya mayor expresión se alcanzó en el primer quinquenio de los años ochenta; intensa caída de la demanda externa; segundo choque petrolero en 1979; deterioro de los términos de intercambio, y alza mundial de las tasas de interés. A todo ello hay que agregar una crisis política y social sin precedentes, que alentó la fuga de capitales y privilegió los gastos militares por encima de los productivos. <sup>1/</sup>

Desde mediados de los años ochenta, conforme los países avanzaban en la corrección de sus desequilibrios macroeconómicos, se fueron impulsando cambios de orientación en las políticas económicas, encaminándolas hacia una mayor apertura comercial, reduciendo el papel del Estado y privatizando algunas áreas del sector público. A fines de ese decenio, como resultado de la disminución de los conflictos bélicos y la recuperación económica, surgió un renovado interés por restablecer una mayor cooperación regional.

En la década de los noventa los países de la región han mostrado diferentes grados de adelanto en sus procesos de ajuste estructural, pero en general se ha registrado cierta convergencia en sus políticas económicas en favor de la estabilización macroeconómica. Así, todos han emprendido diversas acciones para ampliar la apertura comercial, mejorar su inserción en el mercado internacional, modernizar sus instituciones y transformar el aparato estatal. Paralelamente, se continuó profundizando el proceso de integración económica del Istmo Centroamericano, basándose en una serie de acuerdos firmados en las diversas Cumbres de Presidentes.

Durante el período 1991-1995 el producto interno bruto (PIB) de la región presentó un desempeño vigoroso (4.5%), que comprendió una fase de aceleración, entre 1991 y 1992; una reducción de la tasa de crecimiento, en 1993 y 1994, así como una etapa de recuperación en 1995, con marcadas diferencias entre países (véanse el cuadro 1 y el gráfico 1). <sup>2/</sup> Al respecto, El Salvador fue el país de más dinámica elevación del producto (6.1% promedio anual durante el período), seguido por Panamá (5%). Valores similares al promedio regional obtuvieron Costa Rica y Guatemala, mientras que Honduras y Nicaragua padecieron las tasas menores (3.4 y 1.8%, respectivamente). El avance del PIB de la región provino, hasta 1993, de la demanda interna, y no exclusivamente de la demanda externa, que había sido la fuente más dinámica en los años anteriores. Sin embargo, en los últimos dos años, el principal impulso al crecimiento del PIB se recibió

<sup>1/</sup> Véase CEPAL, *Centroamérica: El camino de los noventa* (LC/MEX/L.223), 25 de mayo de 1993.

<sup>2/</sup> Los cuadros y gráficos aparecen al final de cada capítulo.

básicamente de la actividad exportadora. En El Salvador y Guatemala, el consumo privado también fue un factor relevante, por efecto del incremento de las remesas privadas. <sup>3/</sup>

La población del Istmo creció, durante el período, a una tasa promedio anual de 2.8%, superior a la reportada en la década de los ochenta (2.5%). El PIB por habitante se expandió en forma sostenida, a una tasa promedio anual de 1.7%. Esta tendencia prevaleció en todos los países, salvo en Nicaragua, cuyo valor para 1995 fue inferior al logrado en 1990. Panamá (2,614 dólares/hab) y Costa Rica (2,074 dólares/hab) ostentan los primeros lugares de la región, muy por encima del promedio regional de 1,112 dólares/hab.

En el quinquenio 1991-1995 las exportaciones totales de los países centroamericanos tuvieron un crecimiento continuo (10.5% en promedio), y en 1995 sumaron 7,184 millones de dólares. Sobresale el esfuerzo realizado por Nicaragua, cuyas exportaciones ascendieron a un ritmo de 9.6%, con mayor énfasis en el bienio 1994-1995, en el que llegaron a un 40.2% promedio anual. Los otros países tuvieron este comportamiento: Costa Rica, 12.9%; El Salvador, 11.6%; Guatemala, 10.4%, y Honduras, 6%. Los precios de los productos tradicionales mostraron inicialmente tendencias desfavorables, en particular del café, el azúcar y el algodón. Por su parte, el banano sufrió las incertidumbres de las limitaciones impuestas por la Unión Europea. Sin embargo, en el segundo semestre de 1994 y durante 1995 se obtuvieron precios más elevados en los rubros de café, azúcar y banano. En el caso de Panamá, las exportaciones nacionales, sin incluir las reexportaciones de la Zona Libre de Colón, arrojaron un crecimiento sostenido promedio del 5.4% (571 millones de dólares en 1995), en el que los productos tradicionales desempeñaron el papel principal.

Las importaciones de Centroamérica exhibieron un aumento considerable y totalizaron un valor de 11,023 millones de dólares en 1995. Los países con las tasas más elevadas fueron El Salvador (17.7%) y Guatemala (16.3%). Panamá presentó una tendencia creciente en las importaciones destinadas al mercado nacional, cuyo valor en 1995 se ubicó en 2,337 millones de dólares.

El problema del desequilibrio externo se mantuvo durante el período como uno de los aspectos más preocupantes, a pesar de la captación de importantes recursos externos. Es de notar el flujo significativo de remesas privadas y transferencias oficiales. Con respecto a los capitales privados de corto plazo, en los primeros tres años aportaron un flujo importante, que se redujo hacia 1995. Por otro lado, la actividad maquiladora continuó extendiéndose rápidamente, proporcionando ingresos cada vez mayores para la región. Panamá, por su lado, registró un grueso volumen de entradas de capital financiero, en particular durante los primeros tres años.

En cuanto a la deuda externa, ésta sufrió un ligero aumento durante el período de análisis, pasando de 20,924 millones a 21,275 millones de dólares. Al respecto, fueron sobresalientes los logros obtenidos en las negociaciones efectuadas por algunos países con el Club de París. Por su

---

<sup>3/</sup> Véase CEPAL, *Centroamérica: Evolución económica durante 1995* (LC/MEX/R.565), 19 de junio de 1996, y CEPAL, *Panamá: Evolución económica durante 1995* (LC/MEX/L.314), 4 de octubre de 1996.

parte, Panamá reportó una ligera merma de su deuda externa pública (3,110 millones de dólares) a fines de 1995.

La situación financiera de los gobiernos sufrió tensiones permanentes en la mayoría de los países. Los esfuerzos por disminuir el déficit fiscal arrojaron resultados variables durante los tres primeros años del quinquenio 1991-1995: con todo, se manifestó una clara tendencia a la disminución, con excepción de Honduras y Nicaragua, que presentaron incrementos importantes. En los últimos dos años el panorama de las finanzas públicas se deterioró sensiblemente en la región, pues Costa Rica, Honduras y Nicaragua experimentaron serios problemas, a pesar de que en 1995 habían reducido sus respectivos déficit fiscales respecto del año previo. Los casos más exitosos en el intento por aminorar el déficit fiscal se reportaron en Guatemala, cuyo déficit en 1995 fue inferior al 1% del PIB, y en Panamá, con un ligero superávit fiscal en ese mismo año.

Con respecto al control de la inflación, la región mostró avances notables en los primeros tres años, ya que de tasas superiores al 20% en 1991, se pasó a valores inferiores en 1993, aun cuando se elevaron los correspondientes a Nicaragua y Honduras. En 1994 y 1995 la inflación repuntó en Costa Rica y Honduras, y descendió en los otros países. Panamá, en cambio, mantuvo su estabilidad de precios durante todo el período. La política monetaria de todos los países de la región fue restrictiva, con objeto de ajustar la liquidez de la economía a niveles acordes con las metas en materia de inflación y déficit fiscal.

La evolución de la economía del Istmo Centroamericano durante el quinquenio en estudio repercutió en altas tasas de crecimiento en el consumo de los energéticos comerciales (electricidad y petróleo). El consumo de electricidad, medido a nivel de las ventas facturadas por las empresas de electricidad, se expandió 6.5%, al pasar de 12,353 GWh en 1991 a 16,177 GWh en 1995. A su vez, el consumo de derivados del petróleo creció 11% anual, de 42.24 millones de barriles en 1991 a 65.31 millones de barriles en 1995. El ritmo de expansión de ambos consumos se situó por encima del correspondiente al PIB (4.5%) y a la población (2.8%). Así, el consumo por habitante de estos recursos energéticos mostró aumentos significativos. En 1995 los consumos por habitante alcanzaron 497 kWh/hab y 2 barriles/hab, respectivamente. De todos modos, estos incrementos importantes en los consumos de los energéticos comerciales han estado íntimamente ligados con el repunte de la actividad económica de la región.

#### **B. Evolución de la industria eléctrica en el período 1991-1995**

La industria eléctrica de los países del Istmo Centroamericano acusó un fuerte dinamismo durante el pasado quinquenio. Además de haber tenido que resolver importantes eventos coyunturales, principalmente relacionados con las limitaciones para satisfacer el balance oferta-demanda, durante ese período se iniciaron procesos de reforma y reestructuración de la industria, que en su mayor parte apenas están despegando.

Cabe destacar el margen, generalmente estrecho, entre la capacidad de generación efectiva y la demanda, así como la elevada tasa de crecimiento de la demanda en años recientes, el cuantioso nivel de pérdidas que caracteriza a la mayoría de los sistemas de la región, y la creciente participación de generadores independientes. A continuación se presenta un breve análisis sobre la

evolución reciente de los principales indicadores técnicos de la industria eléctrica (la información que sustenta dichos análisis se encuentra en el anexo estadístico al final del documento).

### 1. Organización actual

La industria eléctrica de cada país de la región ha registrado el predominio de un organismo nacional semiautónomo, con un alto grado de integración vertical en las actividades de generación, transmisión y distribución. Actualmente, en los sistemas interconectados de Honduras, Nicaragua y Panamá, de dichas actividades se encargan la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), respectivamente, aunque en Honduras operan también tres generadores independientes y en Nicaragua está próximo a iniciar operaciones un generador independiente. En los sistemas interconectados de Costa Rica, El Salvador y Guatemala, las actividades de generación, transmisión y distribución son desempeñadas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Sin embargo, en estos sistemas operan simultáneamente empresas con actividades de generación y/o distribución: en Costa Rica, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y cuatro cooperativas privadas; en El Salvador, siete compañías distribuidoras, entre las que destaca la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), y en Guatemala, la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y algunas empresas municipales. Estos tres países cuentan también con generadores independientes.

### 2. Ventas de energía eléctrica

Las ventas de energía eléctrica en los países del Istmo Centroamericano se incrementaron durante el quinquenio 1991-1995 a una tasa promedio anual de 6.5%, superior al ritmo de crecimiento del PIB y de la población, y ascendieron a 16,177 GWh durante 1995. Dicha tasa de crecimiento superó a la de los períodos 1981-1985 y 1986-1990, que fue de 4.8% en promedio. Debe destacarse la intensa expansión observada en 1992 y 1993 —superior al 7%—, solamente frenada por las crisis de suministro ocurridas en la región. Por países, resaltan El Salvador (9%) y Guatemala (8.9%), seguidos por Panamá (6.3%), Honduras (5.8%), Costa Rica (5.6%) y Nicaragua (0.8%). Corresponde mencionar la negativa incidencia del incremento de las pérdidas sobre las ventas, particularmente significativa en Honduras y Nicaragua. Si estos países hubieran mantenido constantes los ya altos niveles de pérdidas con que iniciaron el quinquenio, y suponiendo que dicha acción hubiera significado la facturación de las pérdidas evitadas, los crecimientos de sus ventas hubieran sido de 6.9 y 4%, respectivamente.

En cuanto al tamaño de los mercados, el mayor en la región es el de Costa Rica, seguido en orden decreciente por Guatemala, Panamá, El Salvador, Honduras y Nicaragua. Con respecto a las ventas de energía eléctrica, en 1995 éstas crecieron a un ritmo elevado en Guatemala (10%), El Salvador (8.9%) y Panamá (8.5%). Honduras, a causa del crítico desabastecimiento de energía ocurrido en 1994, registró una tasa de crecimiento excepcional (19.2%). A su vez, Nicaragua (3.7%) y Costa Rica (3.2%) tuvieron un desempeño moderado.

### 3. Estructura del consumo de energía eléctrica

Como resultado de los programas de electrificación, el sector residencial se constituyó en mayoritario desde principios de la década de los años ochenta, con un crecimiento promedio de 6% anual. Este ritmo se mantuvo durante el quinquenio 1991-1995 (6.6% anual) y en 1995 el 36.8% de las ventas de electricidad se dirigían a ese sector, con 5,947 GWh (véanse el cuadro 2 y el gráfico 2).

Por su parte, el consumo del sector comercial ha presentado el mayor dinamismo, con un crecimiento de 6.2% anual durante la década pasada, y de 7.8% durante el quinquenio en análisis, de tal forma que en 1995 llegó a ocupar el tercer lugar, con 23.4% del consumo total (3,782 GWh).

En el sector industrial, anteriormente el de mayor consumo, se evidenciaron con mayor nitidez los problemas económicos de la anterior década, durante la que solamente aumentó 2.8%; sin embargo, en el quinquenio 1991-1995 dicho crecimiento fue de 6.2%. Con todo, se ubica en 1995 como el segundo sector de consumo de la región, con 27.1% (4,388 GWh). Finalmente, el sector de consumos diversos (principalmente gobierno, municipalidades y riego) se elevó a 4.2% anual durante la década anterior y a 4.7% durante el quinquenio 1991-1995.

A nivel de cada país, las estructuras de consumo guardan bastante similitud, aunque conviene señalar las siguientes diferencias: i) la mayor participación del sector residencial se observó en Costa Rica, 45% en 1995, lo que se explica por el alto nivel de electrificación y la utilización de cocinas eléctricas; ii) el sector industrial en 1995 fue mayoritario solamente en Guatemala (32%, un punto arriba del sector residencial); iii) en Nicaragua, el sector diverso, compuesto principalmente por los servicios para el riego agrícola, se situó el segundo lugar (24.7% en 1995), y iv) en Panamá, el sector comercial fue mayoritario (34.9% en 1995).

### 4. Índice de electrificación

El índice de electrificación se elevó significativamente, al pasar del 50.5% en 1991 a 56% en 1995, como resultado de los diferentes programas de electrificación. Los aumentos fueron generalizados, aunque destaca el caso de Costa Rica, cuya cobertura alcanzó 95% en 1995. A pesar de los problemas financieros de los países de la región, en el período de 1991 a 1995 fueron realizadas 900,000 nuevas conexiones, beneficiando aproximadamente a cinco millones de habitantes, que corresponden a Guatemala (35.7%), El Salvador (21.6%), Honduras (16.6%), Costa Rica (10.2%), Nicaragua (10%) y Panamá (5.9%).

### 5. Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas en 1995 fueron de 17.2%, similares a las registradas en 1991. Sin embargo, en Honduras, Nicaragua y Panamá las pérdidas oscilaron entre 21 y 29%, reflejando una situación crítica. Los otros países acusaron en 1995 pérdidas inferiores a la media de la región: Costa Rica, 10.5%; Guatemala, 11.6%, y El Salvador, 12.9%.

Las pérdidas generalmente se clasifican en técnicas y "no técnicas". Las primeras se vinculan con la configuración de los sistemas y el estado físico de las líneas de transmisión, subestaciones, redes de distribución y aparatos de medición, y su corrección va muy ligada a la planificación y desarrollo de proyectos adecuados en las áreas de transmisión y distribución. Las segundas se relacionan con fraudes (alteración de los aparatos de medición o de sus lecturas, errores o alteración de facturaciones, deficientes prácticas de lectura de medidores, y conexiones directas, frecuentemente realizadas con autorización de las empresas públicas), cuya corrección corresponde a las divisiones de comercialización de las empresas. No obstante, en muchos casos dicha corrección implica una voluntad política de resolver el problema, pues parte de los afectados serían usuarios de áreas urbanas muy pobres.

En el gráfico 3 se muestra la evolución de las pérdidas totales (técnicas y no técnicas), en forma resumida durante la década de los ochenta y anualmente en el quinquenio 1991-1995. Se aprecia casi en todos los países, a partir de 1985, una tendencia a incrementar sus pérdidas, que en algunos casos se explicaría por el crecimiento de los sistemas, así como por reducciones en inversiones y en operación y mantenimiento; sin embargo, en otros más bien debe asociarse con una deficiente gestión de los servicios de distribución. A continuación se exponen algunos comentarios sobre la evolución de las pérdidas en los países.

a) Costa Rica ostenta el coeficiente de pérdidas más bajo en la región, incluso comparable a los de los sistemas más eficientes en el plano mundial. En 1985 alcanzaron 8.5 y 10.6% en 1990, valor en el que, con algunas pequeñas variaciones, se mantuvo durante el quinquenio 1991-1995. El incremento de las pérdidas, comparadas con las observadas en la década anterior, se explica por el mayor monto de generación en el norte; aun así, se está por finalizar un proyecto de transmisión que aliviará esa situación (línea 230 kV La Caja-San Miguel-Toro-Ciudad Quezada). Además, debe mencionarse que el éxito del ICE ha venido de una racional adaptación y transformación de sus sistemas de distribución: de voltajes 2.4/4.16 y 7.6/12.2, usados en la década de los cincuenta, pasaron a 14.4/24.9 y 19.9/34.5, lo que permitió una disminución de las pérdidas de 15 a 9% en la década de los setenta.

b) En la menor magnitud de las pérdidas observadas en El Salvador y Guatemala, el control ejercido por las empresas distribuidoras —a cargo de los principales centros de carga— ha jugado un papel importante. Sin embargo, parece necesaria una revisión de los estándares de distribución, principalmente en el segundo país, en donde existe gran demanda, restringida por insuficiencia de las redes de distribución. Debe mencionarse también que la rehabilitación del sistema de transmisión en El Salvador, así como la entrada de nuevas líneas de transmisión en Guatemala, permitieron un descenso de las pérdidas durante el quinquenio 1991-1995.

c) En el caso de Panamá, las acciones para el control de las pérdidas determinaron su reducción, de 24.5% en 1990 a 20.6% en 1995. Cabe acotar que el proyecto para reforzar la transmisión hacia Fortuna, que también servirá para la generación del futuro proyecto hidroeléctrico Changuinola, redundará en menores pérdidas en el sistema de transmisión.

d) En Honduras, a fines de 1995 todavía no se materializaban los resultados de un importante proyecto de remodelación de la distribución en los siete centros urbanos más grandes, en

tanto que en Nicaragua se registró una clara tendencia alcista en el nivel de pérdidas, a pesar de los proyectos de rehabilitación de los sistemas de distribución.

De la experiencia sobre el control de pérdidas en los países de la región se extraen tres conclusiones valiosas. Primero, en el caso de Costa Rica resalta la trascendencia de una buena gestión en el subsector y en la actualización de estándares para la distribución, tanto en las áreas urbanas principales —a cargo de las distribuidoras— como en las poblaciones y áreas rurales a cargo del ICE. Segundo, en los casos de El Salvador y Guatemala ha sido relevante la acción de las empresas distribuidoras, aunque con ciertas particularidades: son dignos de reconocimiento los esfuerzos de la CEL en la reconstrucción de las redes y líneas de transmisión dañadas en el pasado conflicto y las malas condiciones de las instalaciones de las distribuidoras, trasladadas a la CEL al caducar las últimas concesiones en 1986. Por último, en los restantes países las causas de los altos rangos de pérdidas se relacionan más bien con los problemas de gestión del subsector.

## 6. Capacidad instalada

Al 31 de diciembre de 1995 la capacidad instalada de los seis países del Istmo Centroamericano ascendía a 5,207 MW. La componente hidroeléctrica aún continúa siendo mayoritaria, con 53% (2,795 MW), a pesar del reciente programa de instalaciones térmicas. El resto de la estructura de los medios de generación se compone de turbinas de gas y plantas de combustión interna (31%, 1,622 MW), plantas de vapor (11%, 555 MW) y geotérmicas (5%, 235 MW) (véanse el cuadro 3 y el gráfico 4).

En el quinquenio 1991-1995 se instalaron en la región 1,119 MW, 85% de los cuales correspondió a centrales térmicas (véase el anexo estadístico al final del documento). Costa Rica instaló plantas hidráulicas, con una capacidad de 82 MW, a lo cual se adicionaron 60 MW geotérmicos y tres turbinas de gas de 108 MW. Además de registrar la mayor capacidad instalada en el Istmo, Costa Rica posee la componente hidroeléctrica más elevada (72% en 1975). En El Salvador se instalaron 10 MW, en dos unidades geotérmicas de boca de pozo, y 252 MW en turbinas de gas y combustión interna, incluyendo 95 MW de un productor privado. En Guatemala y Honduras todas las adiciones se efectuaron con participación privada. En el primer país, durante el período abarcaron 307 MW de generación independiente, 238 MW de los cuales corresponden a plantas de gas y combustión interna, 55 MW a cogeneración térmica, 4 MW a cogeneración hidroeléctrica y 10 MW a una planta hidroeléctrica. Por su parte, en Honduras se concretó la entrada de generadores independientes, con una capacidad instalada de 233.4 MW en plantas de gas y combustión interna, mientras que Nicaragua únicamente instaló una turbina de gas de 27 MW, y en Panamá se incorporaron 29 MW de plantas de combustión interna.

Durante este mismo quinquenio (1991 a 1995) el programa de adiciones de nuevas centrales de generación sufrió un cambio radical con respecto al realizado en la década anterior, por efecto de la postergación de los planes de expansión. Gran parte de las centrales instaladas durante este quinquenio fueron adquiridas o contratadas para solventar situaciones de desabastecimiento, por lo que principalmente consistieron en turbinas de gas o generadores diesel. Debe recordarse que en los años ochenta los países de la región pusieron en operación una importante cantidad de centrales hidroeléctricas y geotérmicas.



## 7. Oferta de energía, cubrimiento de la demanda y racionamientos

Con la capacidad instalada existente, en 1995 se generaron 19,390 GWh, y correspondieron 59% a generación hidroeléctrica, 6% a geotérmica y 35% a termoeléctricas —dividido entre turbogases y generadores diesel (25%) y termoeléctricas convencionales (10%)— (véanse el cuadro 4 y el gráfico 5). Referente a la evolución de la estructura de la energía despachada, a continuación se formulan algunas observaciones.

a) La participación de la energía hidroeléctrica continúa en pleno descenso. Además de haber sido escasas las adiciones de plantas de este tipo durante el quinquenio, la ocurrencia de sequías e irregularidades en los ciclos hídricos fue determinante en la menor participación de la hidroelectricidad. Mientras que en 1990 esta energía representaba 86% de la generación regional (12,166 GWh), en 1991 declinó a 77% (11,373 GWh) y en 1995 apenas llegó a 59% (11,468 GWh).

b) La componente geotérmica amplió ligeramente su participación, de 5.5 en 1991 a 6% en 1995, sobre todo a raíz de la entrada en operación de la central Miravalles en Costa Rica (1994).

c) La participación termoeléctrica ha estado registrando un aumento constante (de 18 a 35% en 1995). En esta categoría, el incremento se debió principalmente a la generación de nuevos turbogases y generadores diesel, que en 1991 representaron 7.3% y en 1995 24.6%. En su mayoría correspondieron a generadores independientes.

En el análisis de la satisfacción de la demanda es necesario examinar primero la evolución de la demanda máxima, cuyo valor no coincidente en la región creció durante el quinquenio a una tasa de 6.7% anual, totalizando 3,620 MW en 1995, muy por debajo de la capacidad instalada (véase de nuevo el gráfico 4). De la comparación entre la demanda de punta y la capacidad instalada se obtiene un aparente amplio margen de reserva (la relación capacidad instalada/demanda máxima fue de 1.53 y 1.96 en 1991 y en 1995), muy superior al de los típicos sistemas con predominancia hidroeléctrica. Ahora bien, si se examina la situación particular de cada país, varios tuvieron dificultades para satisfacer su demanda, lo que con frecuencia ocasionó racionamientos (véase el cuadro 5). Los problemas más comunes que limitaron la capacidad de generación de las empresas fueron:

a) Obsolescencia del parque termoeléctrico y retrasos en los programas de mantenimiento.

b) Variaciones y disminuciones en los regímenes hídricos, que durante casi todo el quinquenio se presentaron con diversa magnitud e intensidad en todos los países;

A fin de aclarar lo anterior, debe puntualizarse que en los balances oferta-demanda mensual, semanal o diario, en varias ocasiones se revela que la disponibilidad en algún país llegó a valores del 60% —y aun menores— de su capacidad instalada, situación que a menudo coincidió con la época del estiaje. Estas fueron las causas de los racionamientos, que en el quinquenio totalizaron 1,003 GWh, de grave perjuicio para las economías de los países (véase nuevamente el cuadro 5).

Es conveniente recordar que nunca se habían presentado desabastecimientos de esa magnitud. En su mayoría, las interrupciones del suministro ocurridas en la década de los ochenta estuvieron asociadas a sabotajes.

### 8. Interrelación entre el consumo de hidrocarburos y la energía eléctrica

A consecuencia de la baja producción hidroeléctrica, así como de la inclusión de nuevas centrales térmicas, entre 1991 (5.7 millones de barriles) y 1995 (13.5 millones de barriles) <sup>4/</sup> la utilización de combustibles en la generación de energía eléctrica más que se duplicó (236%). Por otra parte, a partir de 1992 se advierte la significativa presencia de generadores privados, que en su mayoría han instalado generadores de combustión interna de media velocidad, que en 1995 consumieron un 36% del total de búnker y 20.8% del combustible para generación eléctrica en la región (véanse el cuadro 6 y el gráfico 6).

El incremento de la participación de los hidrocarburos en la industria eléctrica tiene dos aristas importantes y estratégicas para los países. Una primera se relaciona con el aumento de la dependencia a energéticos importados, situación que continuará en los próximos años debido a la escasez de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos en construcción. Y una segunda se refiere a las casi inexistentes coberturas de las variaciones de los precios de los derivados del petróleo, situación que se refleja en la mayor parte de las contrataciones de generación independiente, en las que dicho riesgo es absorbido en su totalidad por las empresas públicas de electricidad.

### C. Los sistemas interconectados subregionales

Las interconexiones eléctricas subregionales se iniciaron en 1976 con la puesta en operación de la línea Honduras-Nicaragua. Entre 1982 y 1986 se llevaron a cabo las siguientes interconexiones binacionales, que han permitido la conformación de dos subsistemas: el Bloque Norte (Guatemala-Honduras) y el Bloque Sur (Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá).

Durante los últimos años, El Salvador y Honduras han venido avanzando en las negociaciones para su interconexión, con lo que se completaría la unión de los seis sistemas por medio de una línea troncal de 230 kV. Estos países tienen programado finalizar en 1996 la actualización de los correspondientes estudios de factibilidad. Se cuenta además con la cooperación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del Gobierno de China para el financiamiento del proyecto, que podría iniciar operaciones en 1999.

A continuación se presenta un resumen de las características y magnitudes de los dos bloques interconectados.

---

<sup>4/</sup> La diferencia con respecto a 1990 fue más significativa, ya que en ese año el consumo de derivados para la producción de electricidad fue sólo de 2.8 millones de barriles, es decir, un incremento de 382%.

a) Ventas de electricidad. Las ventas del Bloque Norte llegaron a 5,865 GWh en 1995, con una tasa de crecimiento promedio anual de 9% entre 1991-1995, superior a la experimentada por el Bloque Sur. En este segundo bloque las ventas ascendieron a 10,311 GWh en 1995, y su tasa promedio anual fue de 5.2% en el mismo quinquenio. En cuanto a las ventas, los países del sur constituyeron el 64% del mercado eléctrico regional, y los del norte el 36% restante.

b) Capacidad instalada y producción de energía. La capacidad instalada del Bloque Norte pasó de 1,501 MW en 1991 a 2,033 MW en 1995. Se inauguraron nuevas unidades por 570.2 MW, 14 MW de las cuales fueron hidroeléctricas, 10 MW geotérmicas, 273 MW turbinas de gas, 217.2 MW de combustión interna y 55 MW de cogeneradores. En el segundo bloque la capacidad instalada tuvo un menor incremento (de 2,778 MW en 1991, a 3,207 MW en 1995), y se instalaron nuevas unidades por 550 MW (82 MW hidroeléctricas, 60 MW geotérmicas, 6 MW de vapor, 249 MW turbinas de gas, 149 MW de combustión interna y 4 MW de cogeneradores). Se constata, entonces, que en ambos bloques predominó la instalación de turbinas de gas y unidades de combustión interna.

c) Generación hidroeléctrica. En el Bloque Norte la producción de energía hidroeléctrica en 1995 fue de 3,369.5 GWh. La generación a base de recursos naturales (hidroeléctricos y geotérmicos) disminuyó considerablemente con respecto al total de la producción de electricidad, pasando de 74 en 1991 a 56% en 1995. En el Bloque Sur la generación hidroeléctrica en 1995 se mantuvo en sus valores históricos promedio, a pesar de que Honduras registró su producción más baja. En 1995 la producción de energía hidroeléctrica de este bloque fue de 8,099 GWh. La producción de electricidad con recursos naturales es mayor que en el Bloque Norte; sin embargo, ha descendido de 86% en 1991 a 70% en 1995.

d) Producción termoeléctrica. En ambos bloques el aumento de la producción de electricidad a base de combustibles fósiles fue muy notable entre 1991 y 1995. Los incrementos fueron, en el Bloque Norte, de 1,202 GWh a 2,971 GWh (147% de aumento) y, en el Bloque Sur, de 1,441 GWh a 3,792 GWh (163% de aumento).

e) Los intercambios de electricidad. En el Bloque Norte se efectuaron intercambios brutos por un valor acumulado de 414 GWh, entre 1991 y 1995, lo que representó el 47% del total del Istmo; estos intercambios se efectuaron con mayor énfasis en los cuatro últimos años de dicho período. En este bloque, los intercambios netos (exportaciones menos importaciones) de Guatemala fueron de 80 GWh. Gran parte de las transferencias se realizaron para apoyo mutuo en situaciones de emergencia. En el Bloque Sur, el valor de las transferencias brutas (881 GWh) correspondió al 53% del total del Istmo durante el período. Cabe notar que Honduras ha disminuido considerablemente su exportación de energía eléctrica con respecto a los años 1990-1991, cuando era el mayor exportador (337.4 GWh en 1990 y 217.9 GWh en 1991); esto se debió a la disminución de los excedentes hidráulicos de ese país. En el plano regional, las transferencias brutas durante el quinquenio 1991-1995 acumularon 1,294.9 GWh, valor inferior al registrado en los dos quinquenios anteriores (2,393 GWh en 1986-1990 y 1,306 GWh en 1981-1985, estos últimos correspondientes solamente a Honduras, Nicaragua y Costa Rica, que estuvieron interconectados en ese quinquenio).

#### **D. Problemas experimentados por la industria eléctrica de la región <sup>5/</sup>**

A continuación se brinda una breve descripción de los principales problemas en la industria eléctrica de la región.

##### **1. Necesidades apremiantes de recursos financieros**

En su mayoría, las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano continúan afrontando en alguna medida problemas de tipo financiero, cuyo origen ha sido la insuficiente generación de recursos para sufragar los gastos de operación, mantenimiento y administración, así como los correspondientes costos de expansión de los sistemas y el servicio de la deuda. A fines de 1995, salvo en Panamá, las tarifas estaban por debajo de los costos marginales de largo plazo. Por lo tanto, uno de los principales retos de las empresas eléctricas nacionales ha sido la obtención del financiamiento requerido para asegurar la expansión de la capacidad de producción y transporte, en vista de los escasos recursos financieros internos y la menor posibilidad de acceso a las fuentes tradicionales de financiamiento.

##### **2. Riesgos altos de racionamiento**

Ante la difícil situación financiera, las empresas eléctricas han venido posponiendo sus planes de equipamiento y, en varios casos, también sus programas de mantenimiento y retiro —en caso de obsolescencia— de centrales generadoras. Por lo menos en cinco países ha existido una marcada diferencia entre la capacidad instalada y la capacidad confiable, diferencial que corresponde a la porción de centrales fuera de operación o con necesidad de repotenciación. La fragilidad de los sistemas, ante salidas forzadas de sus unidades mayores o disminuciones de los caudales hídricos, provocó severos racionamientos en el quinquenio 1991-1995. Aunque la situación ha cambiado con la entrada de generadores independientes y/o la rehabilitación de centrales termoelectricas mayores, todavía se avizoran riesgos de racionamiento en los próximos años, principalmente en dos países.

##### **3. Ineficiencia operativa**

Además de los retrasos en el mantenimiento de las centrales generadoras, la ineficiencia operativa se ha visto reflejada principalmente en:

a) Altas pérdidas técnicas y no técnicas de distribución, que en tres países sobrepasan el 20%. El principal problema asociado a las pérdidas no técnicas parece ser el uso fraudulento de la electricidad, en tanto que las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución se atribuyen a la antigüedad y al mal estado de la infraestructura de distribución; no obstante, también sería necesario actualizar las normas estándar para los diferentes tipos de instalaciones.

---

<sup>5/</sup> Véase CEPAL, *Informe de Proyecto. Revisión global de la cooperación centroamericana en energía eléctrica* (INT.41/Rev.1), 3 de abril de 1996. Este documento contiene una discusión más amplia sobre estos temas.

b) Falta de mantenimiento en las instalaciones de transmisión, transformación y distribución; deficiente planificación de su desarrollo, y rezago en sus programas de ampliación, lo que además de incidir en las altas pérdidas y en la calidad del servicio, dificulta la conexión de nuevos usuarios y el desarrollo de programas de electrificación. Por lo menos en cuatro países es evidente el deterioro e insuficiencia de los sistemas de transmisión, transformación y distribución.

#### **4. Gestión deficiente de los recursos humanos**

Entre las principales manifestaciones se cuentan la fuga de personal técnico y la baja productividad. Estos problemas, casi generalizados en las empresas públicas del sector, tienen su origen en la insuficiente remuneración, la rotación de personal dentro de la empresa, la carencia de programas continuos de formación de nuevos cuadros y la interferencia política en algunas empresas. La baja productividad laboral se observa en deficientes indicadores de ventas por empleado o número de clientes por empleado.

#### **5. Dependencia creciente de los hidrocarburos**

Durante el quinquenio en análisis se verificó una clara tendencia al incremento en el uso de combustibles para generación eléctrica, que continuará observándose en los próximos años, a causa del rezago de los planes de expansión, que en muchos casos se manifiesta desde los estudios de preinversión. Por otra parte, la inversión privada ha expresado su preferencia por el desarrollo de tecnologías termoeléctricas de rápida maduración (turbinas de gas y generadores diesel) o bien de proyectos hidroeléctricos pequeños, por lo cual es inevitable que en los próximos años continúe la creciente dependencia de los hidrocarburos. Además de que esto significa cuantiosas erogaciones de divisas en el pago de la factura petrolera, también representa riesgos y vulnerabilidad para la industria eléctrica regional, ante posibles incrementos de los precios de los derivados del petróleo, en caso de no contar con las respectivas coberturas financieras.

#### **6. Problemas en la interconexión eléctrica regional**

Las oportunidades de cooperación que ofrecen las interconexiones subregionales se han visto limitadas por una serie de obstáculos técnicos, administrativos e institucionales; sin embargo, es oportuno recordar que se han realizado importantes esfuerzos y aportaciones para superarlos. A continuación se mencionan las dificultades más relevantes.

a) Obstáculos técnicos. Se han detectado algunos problemas técnicos, principalmente en la estabilidad de la red y la coordinación del sistema de protecciones. Esto sucede particularmente en el Bloque Sur, en el que la gran longitud de la línea troncal de interconexión impone un mayor número de restricciones, así como limitaciones en cuanto al volumen de las transferencias. Se han realizado estudios para coordinar las protecciones y ajustar los sistemas de controles de los generadores, contribuyendo así a aliviar la situación.

b) Deficiencias en el establecimiento de precios de intercambio. La mayor dificultad se presenta en el Bloque Sur pues no existe ni un procedimiento fijado con antelación para el

establecimiento de los precios de la energía transferida ni acuerdos sobre el cálculo de los peajes. En el Bloque Norte, el contrato CEL-INDE especifica la metodología para calcular y actualizar los precios de diferentes tipos de energía, provisión que facilita las transacciones entre las empresas referidas.

c) Bajo nivel de cooperación horizontal. En la región no existe la tradición de una cooperación horizontal que favorezca la divulgación y transferencia, de un país a otro, de diferentes programas de capacitación, tanto técnicos como administrativos, o de experiencias en los mismos campos.

d) Rigideces de orden administrativo en los intercambios de energía. Este problema se deriva de la falta de un planeamiento operativo conjunto, previo a la realización de las reuniones de los comités coordinadores de la interconexión, especialmente para el Bloque Sur. Los análisis previos, con criterios y herramientas comunes, así como la discusión de las posibilidades de transacciones internacionales en períodos semestrales, facilitarán la gestión anticipada de dichas transacciones y una mayor flexibilidad a intercambios de energía eléctrica. En el Bloque Norte se han superado esos problemas gracias a una mayor autonomía de las empresas eléctricas, la participación de los gerentes financieros respectivos dentro de la comisión bilateral de interconexión CEL-INDE, y una comunicación fluida y expedita de dicha comisión, que se reúne por lo menos cada tres meses.

e) Obstáculos por los mecanismos de pago. La modalidad utilizada en el Bloque Sur de autorizar los intercambios de energía únicamente a través de pagos al contado, por adelantado, o con el correspondiente otorgamiento de cartas de crédito, restringe la flexibilidad y encarece las operaciones comerciales de intercambio. Este problema no se presenta en el Bloque Norte, pues la comisión bilateral CEL-INDE tiene facultades ejecutivas, con pleno respaldo de las autoridades de las empresas eléctricas. Los pagos se efectúan por medio de transferencias bancarias, de acuerdo con los calendarios aprobados en las reuniones de la comisión bilateral.

## 7. Problemas de índole institucional

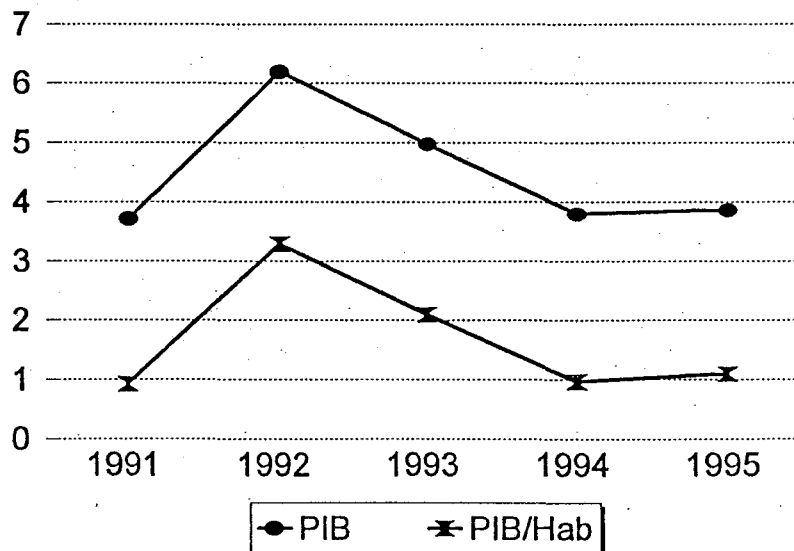
El principal problema se relaciona con la falta de orientación comercial en las empresas públicas de electricidad, la reducida autonomía y la excesiva fiscalización a que son sometidas como parte del sistema de la administración pública. Esto se pretende corregir parcialmente, con los procesos de reforma de la industria eléctrica en marcha en los países. En general, se ha dado poco énfasis explícito a la necesidad de asumir una orientación comercial en aquellas empresas que mantengan su carácter público. Por otro lado, en algunos países existen restricciones que dificultan realizar modificaciones a los presupuestos en el curso del año. Tales procedimientos no son congruentes con las exigencias de un mayor nivel de integración eléctrica, ya que las importaciones y exportaciones de energía tienen que planearse al fin de la estación húmeda, que no coincide con el calendario presupuestario.

Cuadro 1

## ISTMO CENTROAMERICANO: INDICADORES ECONOMICOS

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	Tasas de crecimiento					1990-1995
							1991	1992	1993	1994	1995	
<b>Producto Interno Bruto</b> (Millones de dólares de 1990)												
Istmo Centroamericano	<u>29,038</u>	<u>30,115</u>	<u>31,980</u>	<u>33,572</u>	<u>34,845</u>	<u>36,187</u>	<u>3.7</u>	<u>6.2</u>	<u>5.0</u>	<u>3.8</u>	<u>3.9</u>	<u>4.5</u>
Costa Rica	5,709	5,830	6,258	6,636	6,925	7,101	2.1	7.3	6.0	4.4	2.5	4.5
El Salvador	4,801	4,973	5,348	5,742	6,087	6,456	3.6	7.5	7.4	6.0	6.1	6.1
Guatemala	7,650	7,936	8,327	8,663	9,017	9,465	3.7	4.9	4.0	4.1	5.0	4.3
Honduras	3,348	3,415	3,630	3,885	3,835	3,957	2.0	6.3	7.0	-1.3	3.2	3.4
Nicaragua	2,138	2,135	2,153	2,146	2,234	2,332	-0.1	0.8	-0.4	4.1	4.4	1.8
Panamá	5,392	5,827	6,263	6,500	6,746	6,877	8.1	7.5	3.8	3.8	1.9	5.0
<b>PIB por habitante</b> (Dólares/habitante a precios constantes de 1990)												
Istmo Centroamericano	<u>1,024</u>	<u>1,034</u>	<u>1,067</u>	<u>1,090</u>	<u>1,100</u>	<u>1,112</u>	<u>0.9</u>	<u>3.3</u>	<u>2.1</u>	<u>1.0</u>	<u>1.1</u>	<u>1.7</u>
Costa Rica	1,881	1,873	1,961	2,030	2,069	2,074	-0.4	4.7	3.5	1.9	0.2	2.0
El Salvador	928	942	991	1,041	1,079	1,119	1.5	5.2	5.0	3.7	3.7	3.8
Guatemala	832	838	855	864	874	891	0.8	1.9	1.1	1.1	2.0	1.4
Honduras	686	679	701	728	698	700	-1.0	3.2	3.9	-4.1	0.3	0.4
Nicaragua	582	561	544	521	522	526	-3.6	-3.0	-4.2	0.2	0.7	-2.0
Panamá	2,249	2,384	2,514	2,561	2,610	2,614	6.0	5.5	1.9	1.9	0.1	3.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 1  
TASAS DE CRECIMIENTO

## ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LAS VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA POR SECTORES DE CONSUMO

Cuadro 2  
EVOLUCION RECIENTE (GWh)

Año	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
1980	7397.3	2408.7	1428.1	2473.9	1086.5
1985	9138.5	3164.4	2014.9	2555.9	1403.3
1990	11813.4	4325.0	2601.5	3252.3	1634.6
1991	12353.3	4573.7	2652.3	3396.3	1731.0
1992	13236.3	4836.2	2830.3	3737.0	1832.9
1993	14248.3	5228.5	3146.0	4015.7	1858.0
1994	14948.9	5506.4	3362.3	4165.2	1915.0
1995	16176.5	5947.2	3781.8	4388.1	2059.3

Gráfico 2  
EVOLUCION RECIENTE

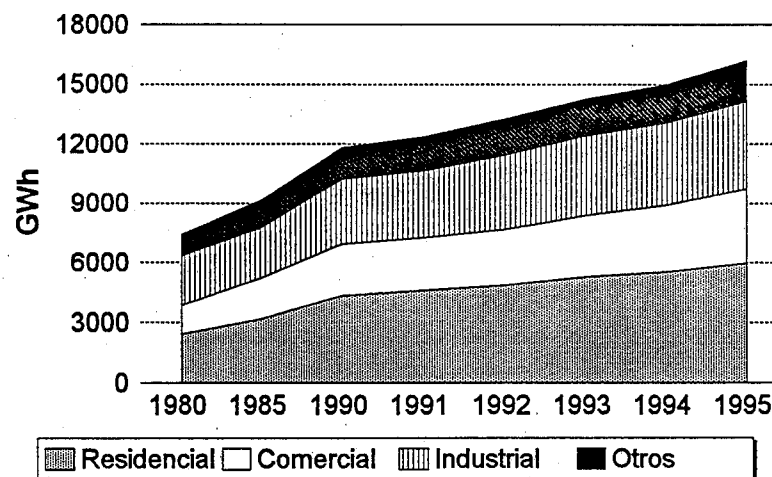
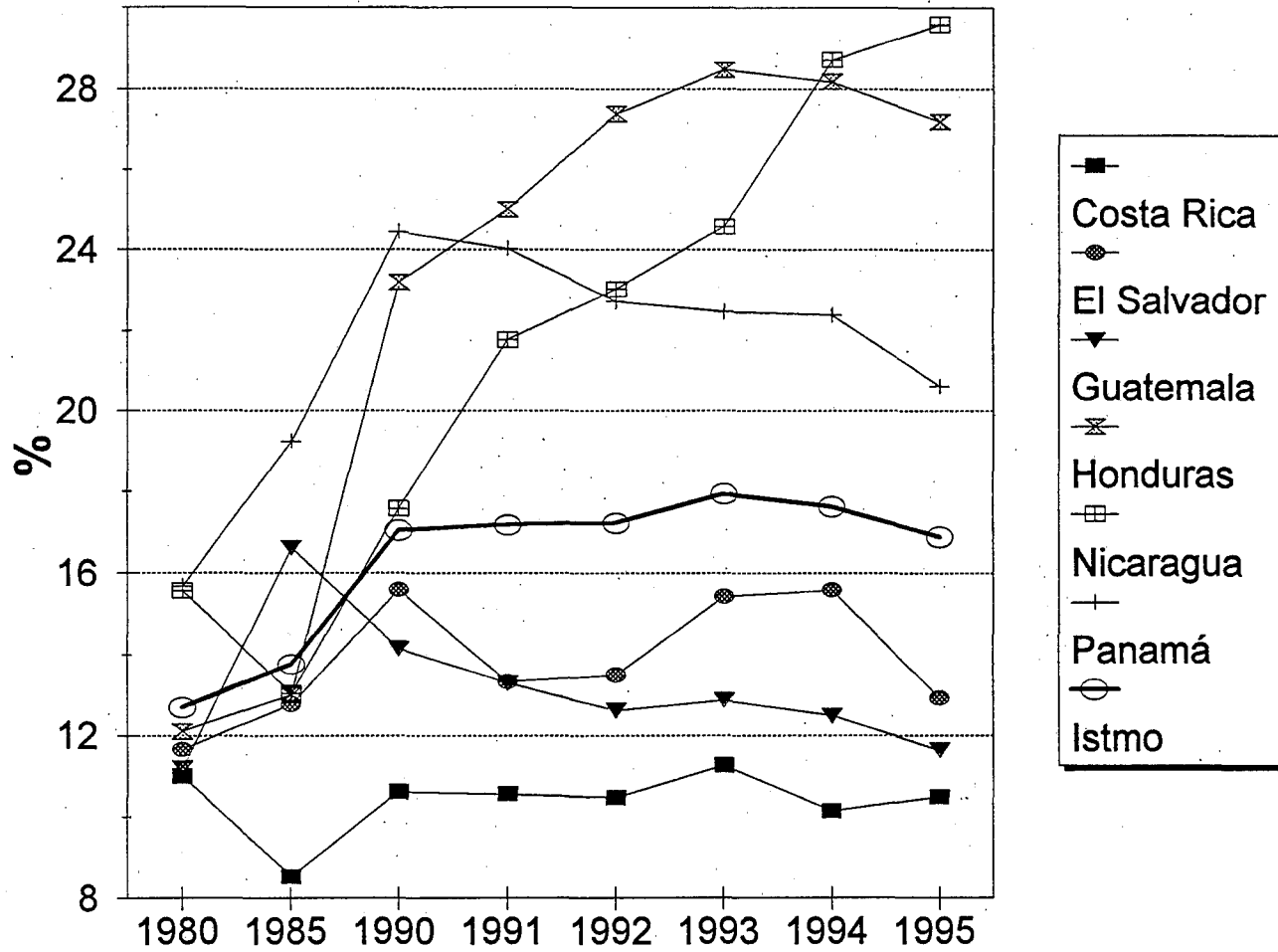




Gráfico 3

# ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LAS PERDIDAS ELECTRICAS



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Cifras preliminares para 1995.

Las pérdidas corresponden a transmisión y distribución.

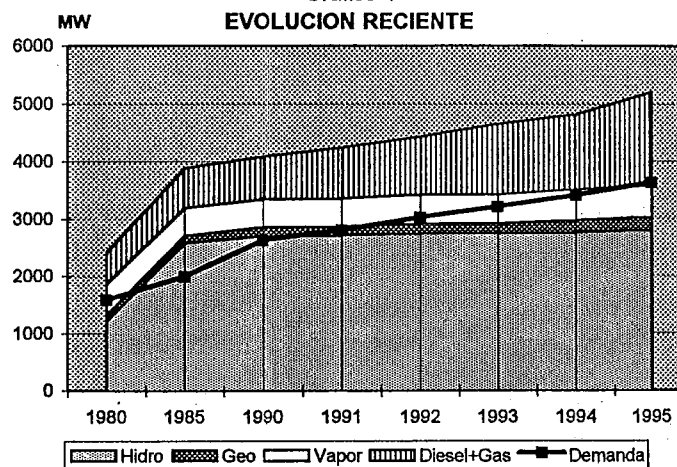
### ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA DEMANDA MAXIMA

Cuadro 3

#### EVOLUCION RECIENTE (MW)

Año	Demanda	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel+Gas
1980	1584	2420.7	1231.9	95.0	539.2	554.7
1985	1988	3923.4	2575.5	130.0	486.5	698.5
1990	2614	4121.3	2700.6	165.0	486.5	736.2
1991	2798	4279.3	2709.3	165.0	488.0	884.0
1992	3014	4466.9	2743.9	175.0	501.4	1013.6
1993	3207	4679.8	2743.3	175.0	511.5	1217.0
1994	3405	4850.3	2747.7	230.1	535.0	1304.5
1995	3620	5239.6	2795.3	235.0	554.8	1621.6

Gráfico 4



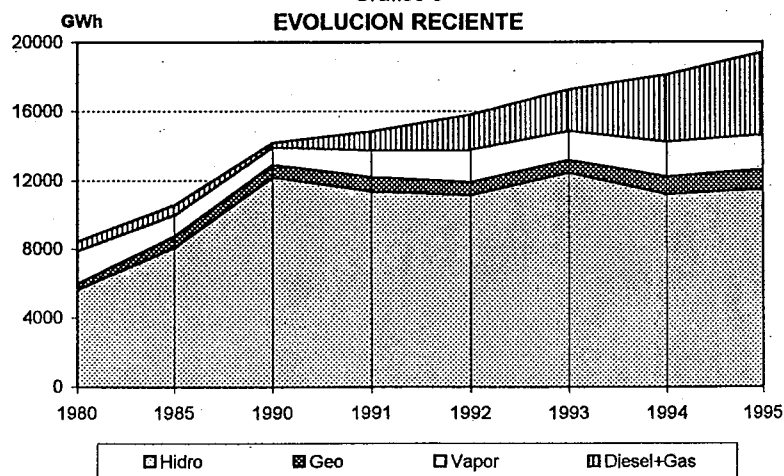
### ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LA GENERACION NETA

Cuadro 4

#### EVOLUCION RECIENTE (GWh)

Año	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel+Gas
1980	8466.6	5657.8	365.3	1862.5	581.0
1985	10562.3	8078.5	664.2	1237.9	581.7
1990	14175.2	12165.9	747.6	1013.8	247.9
1991	14830.5	11372.5	819.3	1554.6	1084.1
1992	15822.0	11120.4	794.3	1838.2	2069.1
1993	17253.1	12436.0	727.1	1690.4	2399.6
1994	18095.7	11169.2	1025.0	2023.0	3878.5
1995	19390.4	11468.4	1159.0	1997.7	4765.3

Gráfico 5



Cuadro 5

**ISTMO CENTROAMERICANO: RACIONAMIENTOS DE ENERGIA ELECTRICA  
EN EL PERÍODO 1991-1995**

(GWh)

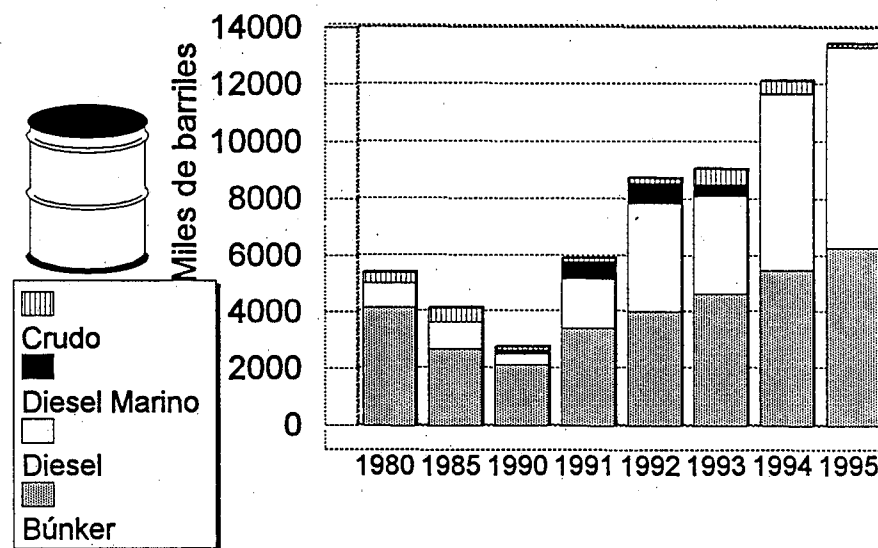
<b>País/año</b>	<b>Total</b>	<b>El Salvador</b>	<b>Guatemala</b>	<b>Honduras</b>	<b>Nicaragua</b>	<b>Panamá</b>
Total	1,002.8	219.6	66.1	428.0	268.1	21.0
1991	232.9	160.8	43.0	-	23.1	6.0
1992	63.4	-	-	-	48.4	15.0
1993	42.3	22.1	-	3.6	16.6	-
1994	570.8	21.6	9.0	424.4	115.8	-
1995	93.4	15.1	14.1	0.0	64.2	-

# ISTMO CENTROAMERICANO: USO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Cuadro 6  
EVOLUCION RECIENTE  
(Miles de barriles)

Año	Total	Búnker	Diesel	Diesel Marino	Crudo
1980	5415.1	4159.1	881.3	0.0	374.7
1985	4129.2	2704.7	930.1	0.0	494.4
1990	2761.1	2141.3	372.4	137.1	110.3
1991	5935.6	3420.1	1761.7	618.1	135.7
1992	8750.4	4025.3	3851.6	725.0	148.5
1993	9078.8	4647.2	3488.3	422.1	521.2
1994	12163.7	5502.1	6208.4	8.8	444.4
1995	13481.1	6308.3	7014.4	47.4	111.0

Gráfico 6  
CONSUMO ACUMULADO ANUAL



## II. EL PROCESO DE REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

A partir de 1990 se inició en el Istmo Centroamericano un proceso de reforma de la industria eléctrica en cada nación. Este capítulo expone el estado de avance de estas reformas, algunas de las cuales ya han sido aprobadas por los respectivos poderes legislativos. En seguida se presenta un análisis comparativo entre las diferentes leyes o anteproyectos de ley.

### A. Avance de las reformas nacionales

El grado de avance en el proceso de reformas difiere entre los seis países de la región. Costa Rica y Honduras cuentan con leyes aprobadas desde hace como mínimo dos años, y ya se dispone de alguna experiencia en su implementación. Esto ha conducido a un proceso de revisión a las leyes existentes, así como la elaboración de nuevas propuestas, como el anteproyecto de ley general de electricidad en el primer país, y las discusiones sobre los posibles cambios a la ley en el segundo. El Salvador y Guatemala aprobaron recientemente sus respectivas leyes de electricidad o de creación del ente regulador. En Nicaragua y Panamá se han efectuado reformas a la ley orgánica de la empresa eléctrica nacional, así como la modificación de una ley anterior o la promulgación de una nueva ley para la creación de sus respectivos entes reguladores. En ambos países se han presentado sendos anteproyectos de ley a los correspondientes poderes legislativos. A continuación se describe el avance en los seis países de la región. <sup>6/</sup>

#### 1. Costa Rica

##### a) Leyes aprobadas

Costa Rica fue el primer país de la región en implementar una reforma a su industria eléctrica mediante la aprobación, en octubre de 1990, de la Ley 7200 de generación autónoma o paralela, seguida en mayo de 1995 por el Decreto No. 7508, que modifica la ley anterior. Recientemente, en octubre de 1996, la Asamblea Legislativa aprobó la Ley 7593 de transformación del Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Sobre la base de las tres leyes aprobadas, la **función normativa** de la industria eléctrica corresponde al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y la **función regulatoria** a la nueva Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

La Ley 7200 permite la producción de electricidad de centrales con una capacidad inferior a los 20 MW, propiedad de empresas privadas o cooperativas de electrificación rural, utilizando fuentes nuevas y renovables. Sin embargo, la participación de estos productores privados está limitada, ya que su capacidad acumulada no puede ser superior al 15% de la capacidad total instalada

---

<sup>6/</sup> Una versión más completa de las leyes de Costa Rica y Honduras se encuentra en el documento citado en la nota de pie de página 5.

en el sistema nacional. Las tarifas de intercambio para estos generadores autónomos son reguladas por la Autoridad Reguladora (anteriormente el SNE), basándose en el principio del costo evitado del sistema nacional interconectado. Adicionalmente, la ley establece que la composición accionaria de estas empresas debe tener como mínimo un 65% de participación de capital local.

El Decreto 7508 modificó la Ley 7200 y profundizó el proceso de reforma mediante el incremento de 15% en la participación de los productores privados, con el limitante de que cada bloque de energía a contratar no sobrepase los 50 MW. En este nuevo tramo se mantiene la obligación de explotar recursos renovables, pero las compras de energía del ICE se realizarán por medio de una licitación pública, con competencia de precios de venta y evaluación de la capacidad técnica, económica y financiera. Asimismo, se reduce el techo de participación del capital local a 35%. Un elemento muy importante en este decreto modificatorio es la autorización al ICE para que pueda suscribir convenios de interconexión eléctrica con otras empresas estatales de la región, y la participación en sociedades regionales de carácter mixto.

Por su parte, la Ley de transformación del SNE en la Autoridad Reguladora amplía las funciones de este ente, con jurisdicción sobre todos los servicios públicos (suministro de energía eléctrica, servicios de telecomunicaciones, suministros de combustibles derivados de los hidrocarburos, riego, transporte público, servicios marítimos y aéreos, transporte de carga por ferrocarril y recolección de desechos sólidos e industriales). La Autoridad Reguladora tendrá las funciones de fijar los precios y tarifas de estos servicios, así como de velar por el cumplimiento de las normas de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima. Adicionalmente, convocará a audiencias públicas para tratar las solicitudes de fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos, las solicitudes de autorización de generación de energía eléctrica de acuerdo con las dos leyes mencionadas anteriormente, la formulación y revisión de normas técnicas, así como para la formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas.

La aprobación de las dos primeras leyes modificó parcialmente la estructura de la industria eléctrica al permitir la presencia de actores privados en el segmento de la generación, pero el resto de las empresas públicas existentes ha mantenido su propia organización, sobresaliendo el ICE como empresa verticalmente integrada. El mercado eléctrico tampoco ha sufrido grandes modificaciones, pues la Autoridad Reguladora continúa regulando a todos los clientes finales. El ICE es el único comprador de toda la energía producida por los generadores autónomos, que posteriormente se revende a las empresas de distribución o a sus propios clientes finales. Asimismo, el ICE es responsable de la operación del sistema eléctrico, la planificación y la interconexión regional.

#### b) Avances en la implementación de la reforma

Con respecto a la participación de productores privados, para el primer tramo del 15% ya se han emitido las correspondientes elegibilidades para diferentes centrales cuya capacidad total llega unos 150 MW, 30.2 MW de los cuales se encuentran en estado operativo. Para el segundo tramo del 15%, se licitó la tercera unidad de la central geotérmica Miravalles, como proyecto BOT. Por otro lado, se encuentra actualmente en proceso la instalación de la Junta Directiva de la Autoridad Regulatoria.

c) **Anteproyectos de ley**

El Poder Ejecutivo remitió a la Asamblea Legislativa, en septiembre de 1996, los anteproyectos de Ley General de Electricidad y Ley de Modernización y Fortalecimiento del ICE. Su aplicación, de acuerdo con los textos anteriores, introduciría modificaciones importantes a la estructura vigente de la industria. La reforma contemplada en el primer anteproyecto crea las condiciones para atraer capital privado dirigido al desarrollo futuro del subsector eléctrico en condiciones de competencia, particularmente en la construcción y operación de nuevas plantas de generación, eliminando los límites actuales en cuanto a capacidad y tipo de central. Esta participación del sector privado es complementaria de las inversiones públicas. El segundo anteproyecto propone convertir al ICE en una corporación, cuyo objetivo sería coadyuvar al crecimiento económico y social del país, mediante el desarrollo y la prestación de los servicios de telecomunicaciones y electricidad, ya sea por sí misma o por medio de sus empresas. Con ello se pretende dotar al ICE de un nuevo marco legal y operacional, compatible con las exigencias modernas de competitividad. La privatización de empresas estatales no está prevista en ninguno de los dos anteproyectos de ley.

i) Anteproyecto Ley de General de Electricidad. Este anteproyecto de ley no modificaría los niveles normativo y regulador de la industria eléctrica, pues éstos continuarían bajo la responsabilidad de las mismas instancias, el Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, respectivamente.

Por su lado, la participación privada se contemplaría en las siguientes modalidades: a) desarrollo de sistemas de distribución; b) contratos con grandes consumidores de venta de energía proveniente de plantas de generación, según el esquema de libre precio; c) contratos con las distribuidoras de venta de energía proveniente de centrales de generación con capacidades inferiores a 5 MW, que utilicen fuentes renovables, y de proyectos de distribución bajo diferentes esquemas, mediante procedimientos de licitación, y d) contratos con la corporación ICE de: proyectos de generación y transmisión contemplados en el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional, proyectos de distribución, proyectos de generación amparados en la Ley 7200 y sus reformas, ventas de excedentes de energía por parte de empresas de generación que tengan contratos suscritos con grandes consumidores, o proyectos conjuntos en el campo de generación, transmisión y distribución, mediante alianzas estratégicas.

El anteproyecto de ley otorga a la industria eléctrica una nueva estructura, en particular mediante su desintegración horizontal, pues permitiría la participación privada en toda la cadena de esta industria. Las empresas existentes (públicas, privadas, municipales, cooperativas, etc.) mantendrían su estructura actual; sin embargo, las empresas de propiedad pública se organizarían por áreas de negocio, con contabilidades separadas para la generación, transmisión, distribución, comercialización, despacho económico, etc., pero sin una desintegración vertical de dichos segmentos. Adicionalmente, existiría libre acceso a las redes de transmisión y distribución, mediante el pago del peaje correspondiente.

El nuevo mercado eléctrico estaría conformado por las empresas generadoras públicas, privadas o mixtas, la Corporación ICE, las empresas distribuidoras, los grandes consumidores (con demandas superiores a los 1,000 kW), los autogeneradores y cogeneradores, así como las empresas localizadas en el extranjero. Este nuevo mercado contemplaría dos componentes. El primero, en

una modalidad regulada, tendría la obligación del suministro eléctrico nacional, dentro de un concepto de servicio público con tarifas reguladas. Pertenecerían a este tramo las plantas de generación de propiedad pública y las empresas privadas que participen en el servicio público de electricidad. El segundo, en una modalidad libre, comprendería las centrales de producción privada destinadas para el autoabastecimiento o para la venta a grandes consumidores, con precios libremente negociados, mediante contratos privados. En caso de que estos generadores privados del mercado libre tuvieran excedentes, podrían venderlos al ICE, siempre y cuando representaran una ventaja económica para el Sistema Nacional Interconectado.

La Corporación ICE tendría las funciones de proveer el suministro de energía, así como el desarrollo de nueva generación para atender las necesidades de las empresas de distribución, efectuar la operación integrada, realizar la operación, mantenimiento y desarrollo de la red de transmisión y de su sistema de distribución, y formular y gestionar el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional. Asimismo, la Corporación sería la única entidad autorizada para realizar intercambios internacionales de compra y venta de energía eléctrica. Adicionalmente, la Corporación estaría autorizada a ejecutar proyectos mediante alianzas estratégicas en las que mediante una licitación se seleccionarían los inversionistas privados para realizar desarrollos conjuntos en la industria eléctrica tanto nacional como regional.

Por su parte, las empresas de distribución podrían adquirir la energía eléctrica del centro de despacho del ICE, de los generadores privados con plantas menores de 5 MW, anteriormente descritas, o de plantas de su propiedad, cuya capacidad total instalada no debe sobrepasar la demanda de su mercado, las cuales utilizan fuentes renovables de energía y se encuentran incluidas en el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional.

La operación del Sistema Nacional Interconectado estaría bajo la responsabilidad del Centro de Control de Energía del ICE, que establecería el despacho por orden de mérito económico de todas las centrales de generación sometidas a su jurisdicción, calcularía los costos marginales de corto plazo, administraría las cuentas por concepto de transacciones de energía entre los diferentes actores, etc. También se prevé la conformación de un mercado mayorista de electricidad, cuando las condiciones de competencia en el segmento de la generación lo permita. La Autoridad Reguladora definiría estas condiciones.

El sistema de precios previsto contempla tarifas sujetas a regulación, tarifas de competencia entre suministradores y precios libres. Estarían sujetas a regulación las ventas de energía en bloque del ICE a las empresas de distribución, las ventas de energía de las empresas de distribución a los consumidores finales, los servicios de conexión y uso de las redes de transmisión y distribución, los servicios de despacho integrado, así como las compras del ICE bajo la Ley 7200. El régimen de tarifas de competencia entre suministradores se aplicaría a las ventas de energía de empresas de generación a la Corporación ICE, resultantes de licitaciones. Por su parte, el régimen de precio libre se aplicaría a las ventas de energía eléctrica de las empresas generadoras a los grandes consumidores que se han acogido a dicha modalidad, a las transacciones a nivel internacional y a la compra por parte de la Corporación de los excedentes de empresas generadoras.

La planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) estaría asignada a la Corporación ICE, la que a través del Centro de Planificación Eléctrica formularía el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional, en lo que respecta a la generación y transmisión. En esa tarea se daría prioridad a la



utilización de los recursos renovables. La ejecución de dicho Plan estaría bajo la responsabilidad del ICE, que definiría en cada caso la modalidad bajo la cual se ejecutarían los proyectos de generación, ya sea en forma directa, participación privada o coinversión con actores privados y/o públicos. La Corporación ICE es responsable de la expansión del sistema de transmisión.

La ampliación de la cobertura del servicio eléctrico en zonas que lo requieran, a fin de poder atender las necesidades de clientes de menores ingresos, se conseguiría a través de la conformación de un Fondo Solidario de Electrificación (FOSEL). Por otro lado, los consumidores de menores ingresos tendrían subsidios para la satisfacción de sus necesidades básicas. Los recursos para ambos fines provendrían de cánones establecidos en las tarifas por la Autoridad Regulatoria.

Por otra parte, se promovería en forma particular la utilización al máximo de los recursos naturales renovables en forma sostenible, la protección al medio ambiente, y la conservación y uso eficiente de la energía. Adicionalmente, la integración eléctrica regional sería impulsada bajo criterios de conveniencia nacional. El anteproyecto contempla que el Poder Ejecutivo modifique el régimen tributario en los combustibles y lubricantes importados para uso de generación eléctrica, con el fin de ajustarlo a las condiciones que se llegaran a definir, de mutuo acuerdo, en el futuro mercado regional de electricidad.

El anteproyecto de ley también modificaría la Ley 7200 y el decreto 7508, pues estaría reduciendo el tamaño permitido de las centrales de generación autónoma, de 20 MW a 5 MW, así como el techo del primer tramo de participación de productores privados, de 15 a 5%. Adicionalmente, se eliminaría el segundo tramo de 15% incluido en el decreto 7508, porque ya se lo contempla en una forma más amplia en el texto del anteproyecto de ley propuesto.

ii) Anteproyecto Ley de Modernización y Fortalecimiento del ICE. El segundo Anteproyecto propone la transformación del ICE en una empresa del estado costarricense, con personería jurídica y patrimonio propios, denominada Corporación ICE. Su giro correspondería al de una empresa industrial y mercantil, con plena independencia administrativa, técnica y financiera, de forma que pueda competir efectivamente con otras empresas privadas, en condiciones de libre mercado. En lo relacionado con los impuestos sobre la renta, la Corporación y sus empresas estarían sometidas al pago del impuesto respectivo, de acuerdo con las leyes vigentes sobre esa materia. Sin embargo, el Poder Ejecutivo no podría imponer otras obligaciones, restricciones, cargas financieras o fiscales sobre dicha entidad.

La Corporación ICE tendría, entre sus atribuciones, las siguientes: gestionar los negocios de telecomunicaciones y energía eléctrica, entrar en contratos de todo orden lícito, celebrar contratos de asociación empresarial con empresas nacionales o extranjeras, pactar alianzas estratégicas, emitir bonos al portador o nominativos, etc.

El anteproyecto de ley contempla la posibilidad de conformación de filiales y subsidiarias. Las filiales serían empresas adscritas directamente a la Corporación ICE, mientras que las subsidiarias serían empresas adscritas a las filiales. En ese sentido, se estarían creando dos filiales de electricidad, ICELEC e ICE-SEN. La primera tendría funciones operativas, atendiendo el desarrollo y venta de productos y servicios, dentro y fuera del territorio nacional. La segunda estaría a cargo del desarrollo y gestión del Sistema Eléctrico Nacional. Estas filiales serían de propiedad estatal, no pudiendo ser vendidas, cedidas, o traspasadas, total o parcialmente.

## 2. Honduras

### a) Leyes aprobadas

En Honduras, durante 1991 se emprendió una serie de acciones relacionadas con el sector energético, que comprendieron básicamente la creación de la Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos (CNSSP) y la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo, la reforma de la industria eléctrica de Honduras se sanciona, en noviembre de 1994, con la aprobación de la llamada Ley Marco del subsector eléctrico por parte del Congreso Nacional, mediante el decreto No. 158-94.

En el nivel normativo, la ley creó el Gabinete Energético, cuyo objetivo central es la formulación de la política energética a nivel nacional, aunque en algunas materias, como la planificación del sistema eléctrico, será compartida con la CNEE. En el nivel regulador, la Ley Marco creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como un organismo desconcentrado de la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transportes (SECOPT), con funciones de asesor técnico para la aplicación de la referida ley. Sin embargo, la Comisión Nacional de Supervisión de Servicios Públicos (CNSSP) también participa en las funciones reguladoras de la industria eléctrica.

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 transmisión. Entre tales facultades destacan 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, y ii) emitir guías sectoriales específicas que se aplicarán a cada una de las instituciones descentralizadas sometidas a su jurisdicción, incluyendo metas de desempeño.

En forma complementaria (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 para 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) elevar a la aprobación del SECOPT los contratos de compra de energía que se proponga firmar la ENEE, y vi) prevenir conductas anticompetitivas, monopolistas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo productores y usuarios.

La puesta en práctica de la Ley Marco define una nueva estructura de la industria eléctrica. Ello implica la desintegración vertical de la ENEE, mediante la separación de los segmentos de la generación y transmisión, del segmento de la distribución, así como la desintegración horizontal en la distribución, mediante la conformación de varias empresas distribuidoras. El segmento de la producción también tendrá una desintegración horizontal, dada la presencia de varios generadores. Adicionalmente, la reforma implica la privatización del segmento de la distribución y comercialización, después de seis meses de establecidas las zonas de distribución, así como de

algunos activos públicos. 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.

La oferta de generación se pretende complementar con productores privados, mediante la construcción de nuevas centrales o arrendamiento de algunas ya 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 la conducción de la operación del Sistema de Transmisión y el Centro de Despacho. Los propietarios de instalaciones de transmisión o distribución admitirán la conexión de cualquier empresa eléctrica o grandes consumidores que así lo soliciten, permitiendo 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 distribución, de forma tal que de ellas resulten empresas viables y económicamente rentables. Esta actividad se debe realizar en un lapso de doce meses después de la entrada en vigencia de la ley. Posteriormente, 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 recomiende 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 establece que si tal operación es iniciativa de la empresa generadora, la ENEE pagará las compras al costo marginal de corto plazo. Pero si es resultado de un proceso de licitación, el precio será el definido en dicho proceso. Las empresas distribuidoras deberán suscribir con las empresas generadoras contratos de suministro por plazos no inferiores a cinco años, en los que se fijen todas las condiciones de este servicio. Adicionalmente, las distribuidoras están obligadas a suministrar la electricidad demandada por cualquier usuario.

Por su parte, la planificación, coordinación, supervisión y control de las operaciones de las centrales generadoras, así como de líneas de transmisión y subestaciones que pertenecen al SIN, las realizará la ENEE por medio de su Centro de Despacho, cuyas instrucciones serán de carácter obligatorio.

**El sistema de precios** previsto supone que las tarifas de generación reflejarán el costo marginal del suministro. Para 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. Para la transmisión en las redes de interconexión con el SIN, se fijan tarifas que reflejan los costos medios de dichos sistemas.

Las tarifas a los usuarios finales deberán incluir las tarifas en barra, el peaje por transmisión y el valor agregado por concepto de distribución. Para los clientes no residenciales, dichas tarifas deberán cubrir entre el 100 y el 120% del costo total del suministro. Para los consumidores residenciales se establece una escala de cobertura del costo de suministro, con subsidios cruzados para consumos inferiores a 300 kWh. 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.

El proceso de planificación corresponde en primera instancia a la ENEE, por lo que se refiere a la producción y a la transmisión. Estos planes se presentan luego a la CNEE, y tienen carácter indicativo. La parte de distribución estará a cargo de las empresas distribuidoras. Todos estos planes requieren la aprobación final del Gabinete Energético. Con respecto a la electrificación rural, la Ley Marco crea un fondo social de desarrollo eléctrico, que será administrado por la ENEE, y servirá para financiar los estudios y obras de electrificación con interés social. A dicho fondo harán aportes anuales el gobierno central y todas las empresas del subsector.

Con respecto a las interconexiones regionales, la Ley Marco del Subsector Eléctrico asigne a la ENEE la responsabilidad 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 determina que las empresas productoras podrán exportar energía eléctrica una vez cubiertas las necesidades nacionales.

Con respecto a los aspectos ambientales, los nuevos proyectos de generación y transmisión deberán acatar las disposiciones legales correspondientes. 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).

#### **b) Avances en la implementación de la reforma**

A poco más de un año de aprobada la Ley Marco, los avances a la fecha no han sido muy importantes. El estudio para la separación del segmento de la distribución en varias empresas fue recientemente entregado por la compañía consultora, y actualmente se encuentra en revisión y discusión por parte de las autoridades nacionales. En esta actividad se nota un fuerte retraso con respecto al cronograma establecido en la Ley Marco, que suponía un plazo de 12 meses para el establecimiento de las nuevas zonas de distribución. Por otro lado, el nuevo sistema de precios no se ha implementado, y adicionalmente se suscitan cruces institucionales entre la CNEE y la CNSSP. Las tarifas actuales de la ENEE están muy por debajo de los costos marginales de largo plazo, tal como lo prevé la Ley Marco.

c) **Iniciativas de modificación a la Ley Marco**

A base de los problemas presentados en la implementación de la Ley Marco, la CNEE ha comenzado a analizar algunas modificaciones, en particular relacionadas con los siguientes puntos: i) mejorar la comprensión de los artículos con un detalle más amplio en su redacción; ii) redefinir las funciones de la CNEE, y iii) resolver los problemas institucionales entre la CNEE y la CNSSP.

### 3. El Salvador

La reforma de la industria eléctrica en El Salvador se basa en los Decretos 808 y 843, aprobados por la Asamblea Legislativa en septiembre y octubre de 1996, respectivamente. El primero corresponde a la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones (SIGET) y el segundo a la Ley General de Electricidad. De acuerdo con estas dos disposiciones legales, en el nivel normativo no existe un ente responsable de la definición de políticas para el sector energía en general, ni para la industria eléctrica en particular. Por su parte, el nivel regulador está asignado a la SIGET, cuyas principales funciones son, entre otras: i) cumplir y hacer cumplir las leyes, reglamentos y demás disposiciones legales aplicables a los sectores de electricidad y telecomunicaciones; ii) cumplir con todas las atribuciones que se le establezcan, de conformidad a las leyes y reglamentos aplicables a los sectores de electricidad y telecomunicaciones, y iii) informar a la autoridad competente de la existencia de prácticas que atenten contra la libre competencia, etc.

La Ley General de Electricidad define una nueva estructura para la industria eléctrica de El Salvador. En este sentido, la CEL será desintegrada, tanto a nivel vertical como horizontal, con la separación de las actividades de mantenimiento del sistema de transmisión y de operación del sistema, así como con la división del segmento de generación en el mayor número posible de operadores. Con este fin, se realizarán los estudios pertinentes para definir la organización final de la CEL, así como el régimen de propiedad de las diferentes empresas resultantes. Con relación al segmento de la distribución, se encuentra en proceso un programa de privatización, para lo cual se están determinando nuevas zonas de distribución. Dichas zonas incluyen las antiguas áreas concesionadas que caducaron hace algunos años, así como las áreas que han estado siendo atendidas en forma directa por la CEL.

Asimismo, se permite la presencia de otras empresas eléctricas, que pueden estar verticalmente integradas, aunque deben mantener contabilidades separadas para cada segmento, con el único limitante de que no pueden ser accionistas de la empresa de transmisión resultante de la reestructuración de la CEL. Por su parte, las empresas de transmisión y distribución estarán obligadas a permitir a otros actores el libre acceso a sus redes.

El nuevo mercado mayorista eléctrico estará constituido por un Mercado de Contratos y un Mercado Regulador del Sistema. En él participan los generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores, así como los usuarios finales. Los generadores conectados al sistema de transmisión deberán tener siempre contratos de transmisión vigentes, mientras que los generadores o comercializadores que tengan contratos de suministro de energía eléctrica con usuarios finales

deberán contar con contratos de distribución en todo momento. Estos contratos serán públicos, y deben registrarse en la SIGET.

Por lo que respecta a la **operación**, todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones (UT), responsable de la operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista de energía eléctrica. Este ente no podrá efectuar operaciones de compra y venta de energía eléctrica. Se organizará como sociedad de capital, y admitirá accionistas a los operadores y usuarios finales directamente conectados al sistema de transmisión controlado por dicha unidad. Sin embargo, los generadores, distribuidores y usuarios finales, deberán tener una capacidad mínima de 5 MW. Los cargos por la operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista serán cobrados por la UT, de acuerdo con la metodología establecida por la SIGET.

La UT tiene la facultad de controlar las unidades de generación de sus miembros, siendo responsable del despacho programado de energía entre generadores, distribuidores y consumidores finales conectados al sistema. La UT operará el Mercado Regulador del Sistema (mercado *spot*) y usará el Mercado de Contratos para su despacho programado. Este despacho programado para cada período se basará inicialmente en las transacciones de compra-venta de energía eléctrica definidas entre particulares en el Mercado de Contratos. El Mercado Regulador del Sistema funcionará sobre la base de ofertas y precios correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía eléctrica definidas en el despacho programado. En el caso de generadores que no tengan contratos de venta de energía, éstos podrán participar en el Mercado Regulador, con un despacho programado igual a cero.

El nuevo sistema de precios contempla que estarán sujetos a regulación por parte de la SIGET, los cargos por uso de las redes de transmisión y distribución, operación coordinada del sistema de transmisión, operación del mercado mayorista y las ventas al usuario final. Los otros precios serán libres.

En la determinación de los cargos por uso de las redes de transmisión se tomarán en cuenta los costos de operación y mantenimiento de una instalación eficientemente operada. En los primeros se debe incluir el valor esperado de las compensaciones por fallas, mientras que los segundos deberán contemplar la anualidad del valor nuevo de reemplazo de los equipos necesarios para el mantenimiento eficiente de la red. Para el caso de los cargos por uso de las redes de distribución, se considerarán los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada. Estos costos medios no incluirán los costos de mercadeo, comercialización y demás servicios al usuario final.

Todo usuario final deberá contratar el suministro de energía eléctrica con un comercializador. Las empresas de distribución que a su vez actúan como comercializadoras en una determinada región, deberán presentar anualmente a la SIGET un pliego tarifario con los precios y condiciones del suministro de energía eléctrica. Estos precios deberán basarse en el precio promedio de la energía en el Mercado Regulador en el nodo respectivo durante el año anterior, el cargo por el uso de la red de distribución y los costos de atención al cliente.

En el caso de que los consumidores finales adquieran la energía eléctrica a la empresa distribuidora, éstos podrán exigir el otorgamiento de los respectivos contratos de suministro basándose en el pliego tarifario aprobado por la SIGET. Ahora bien, si el consumidor decide adquirir la energía de un comercializador, el precio y las condiciones serán negociados libremente, sin intervención de la SIGET.

Por lo que respecta al proceso de **planificación** del sistema eléctrico a nivel nacional, no hay nada establecido en la ley. Solamente se aborda el tema de la expansión de los sistemas de transmisión y distribución, que podrá ser realizada por los operadores correspondientes; sin embargo, no tienen ninguna obligación de ejecutarla. En este último caso, otros interesados podrían emprenderla, previo acuerdo con los propietarios de las instalaciones afectadas. En el caso de ampliación de las redes de transmisión y distribución en áreas específicas, particularmente para el desarrollo de obras de electrificación rural, el Estado podrá acordar el otorgamiento de recursos financieros a las empresas transmisoras y distribuidoras.

Con respecto a las **interconexiones regionales**, se contempla que los operadores y usuarios finales contraten suministros de energía eléctrica con entidades ubicadas fuera del territorio nacional.

Existe una serie de medidas transitorias, entre las que se pueden mencionar: i) los generadores, transmisores y distribuidores deberán suscribir los correspondientes contratos de transmisión y distribución en un plazo de 210 días posteriores a la entrada en vigencia de la ley; ii) los comercializadores deberán firmar los respectivos contratos de suministro con los usuarios finales en un plazo de 270 días; iii) la UT tendrá un reglamento interno transitorio que garantice la transparencia de la toma de decisiones, mientras la CEL sea propietaria de la red de transmisión y de más de un 50% de la capacidad instalada de producción; iv) el despacho será realizado por el Centro de Operaciones de la CEL, de acuerdo con los costos marginales de operación, mientras la UT no se conforme de acuerdo a su giro normal de operaciones.

Adicionalmente, la CEL tendrá un plazo de tres años para proceder a implementar su reestructuración. Por su parte, la UT deberá conformarse un año después de la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad.

Asimismo, se faculta a la SIGET para establecer en forma periódica precios máximos y condiciones para los suministros de energía eléctrica a clientes residenciales, con un consumo inferior a 500 kWh mensual, durante un período de 18 meses posteriores a la entrada en vigencia de la presente ley. Posteriormente, durante un período similar, se establecerán dichos precios máximos, pero para consumos inferiores a 200 kWh.

#### 4. Guatemala

A partir de 1993 se acometieron en Guatemala algunas acciones de reforma parcial a la industria eléctrica. La primera, aprobada en enero de ese mismo año, correspondió a un decreto del Ministerio de Energía y Minas, que declaraba la necesidad y urgencia nacional de que el INDE pudiera proceder a la contratación de compra-venta de potencia y energía eléctrica. Dicho decreto

tuvo validez por un año, y se permitió a dicho instituto efectuar varios contratos con agentes privados en la generación de electricidad en el sistema eléctrico nacional. Anteriormente, el INDE no podía realizar este tipo de transacciones, de forma que la empresa EEGSA, con régimen de sociedad anónima, era la única que había logrado firmar contratos por una capacidad de 189 MW.

Posteriormente, en febrero de 1995, por iniciativa del Congreso de la República se promulgó una nueva Ley Orgánica del INDE. Esta ley fue inicialmente vetada por el Presidente de la República, pero el Pleno del Cuerpo Legislativo, con una votación de dos tercios, rechazó el veto, dando vigencia a dicha iniciativa.

En esta nueva Ley Orgánica se establece que el INDE es una entidad estatal autónoma y autofinanciable, que gozará de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia. Entre sus fines y obligaciones figuran: i) asegurar el abastecimiento de energía eléctrica al país; ii) elaborar los estudios encaminados a determinar 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) participar en las transacciones regionales e internacionales de electricidad; iv) permitir el libre acceso de sus redes de transmisión a las otras empresas productoras y distribuidoras, mediante pago del correspondiente peaje, y v) promocionar el uso racional y sustentable de los recursos naturales. Adicionalmente, el INDE podrá suscribir contratos con entidades privadas para compra-venta de energía eléctrica.

Con respecto al régimen económico y financiero, la nueva ley estipula que el INDE tendrá presupuesto propio y fondos privativos y su política financiera estará encaminada a capitalizar las utilidades netas que obtenga, para destinarlas al financiamiento y ejecución de sus planes de electrificación. Asimismo, precisa que el INDE no es una fuente productora de ingresos fiscales y por consiguiente, no podrá entregar al fondo común del Estado parte alguna de sus utilidades.

La reforma final se dio con la aprobación de la Ley General de Electricidad, en octubre de 1996, que fija las normas de desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad. Según esta ley, el nivel normativo corresponde al Ministerio de Energía y Minas, responsable de formular y coordinar las políticas del Estado y los programas indicativos relativos al subsector eléctrico, así como de aplicar la ley y su reglamento. Para el nivel regulador, la ley crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como un órgano técnico dependiente del Ministerio, pero con independencia en el ejercicio de sus actividades. Entre sus principales funciones se contemplan: i) cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos; ii) proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia; iii) definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación; iv) dirimir las controversias que surjan entre los agentes de la industria; v) emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso a las redes de transporte, etc.

La implementación de esta Ley implica una nueva estructura de la industria eléctrica, pues instituye la separación vertical de los segmentos de la generación, transmisión y distribución del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), así como de cualquier otra empresa, independientemente de su régimen de propiedad actual. Sin embargo, las empresas distribuidoras



podrán contar con centrales de generación cuya capacidad instalada sea inferior a 5 MW. La instalación de nuevas centrales de generación es libre, con la excepción de proyectos que utilicen los bienes del Estado, en cuyo caso se requerirá una autorización del ministerio. Las redes de transmisión y distribución son de libre acceso. Con respecto al segmento de la producción, en Guatemala existen ya diversos actores privados con centrales en operación (productores independientes y cogeneradores). Por su lado, la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) se encuentra en el proceso de vender sus plantas de generación.

El nuevo mercado eléctrico se conforma del llamado Mercado Mayorista, integrado por generadores, transportistas, importadores, exportadores, distribuidores, comercializadores, así como los grandes usuarios. Las empresas de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras, que les garanticen la cobertura de su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente, como mínimo. Estos contratos serán el resultado de un proceso de licitación abierta, teniendo el público acceso a toda la información relativa a dicha licitación. Todo interesado en consumir energía eléctrica tiene el derecho de ser abastecido por la empresa de distribución de su zona de servicio.

La operación del mercado mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, denominado Administrador del Mercado Mayorista, cuyas funciones son: i) coordinar la operación de centrales de generación, interconexiones internacionales y líneas de transmisión, al mínimo costo, en un marco de libre contratación entre productores, comercializadores, importadores, exportadores, grandes usuarios y distribuidoras; ii) establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, no incluidas en contratos de largo plazo libremente negociados, y iii) garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

El nuevo sistema de precios contempla precios regulados y precios libres. Están sujetos a regulación los precios de: i) las transferencias de potencia y energía eléctrica entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, cuando dichas transferencias no estén incluidas en contratos de suministros libremente negociados entre las partes; ii) los peajes por la utilización de las redes de transporte (transmisión y distribución) y las subestaciones de transformación, en caso de que las partes no hayan podido llegar a un acuerdo, y iii) los suministros a los usuarios finales con demandas inferiores a las determinadas en el reglamento de la ley. Los precios para los grandes usuarios no estarán sujetos a regulación, y deben pactarse entre las partes, ya sea con un distribuidor o con cualquier otro suministrador.

Los peajes determinados por la Comisión considerarán los costos medios de capital y operación de los sistemas de transmisión, transformación y distribución, económicamente adaptados. Los costos propios de la actividad de distribución deberán corresponder a valores estándar de empresas eficientes. Por su parte, las tarifas a usuarios finales se basarán en el precio ponderado de todas las compras del distribuidor, libremente pactado entre generadores y distribuidores, y el Valor Agregado de Distribución.

La función de la planificación del sistema eléctrico estará a cargo del Ministerio de Minas y Energía. Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final están obligados a

efectuar las ampliaciones que les sean requeridas, previo pago de las garantías establecidas en el reglamento de la Ley. A los proyectos de electrificación rural el Estado podrá otorgar recursos para financiar, total o parcialmente, obras de beneficio social o de utilidad pública que se desarrollen fuera de una zona territorial delimitada de un distribuidor.

Los aspectos ambientales han sido incluidos en la ley, pues estipula que todos los proyectos de generación y de transporte de energía eléctrica deberán contar con un estudio de impacto ambiental, el cual será dictaminado por parte de la Comisión Nacional del Medio Ambiente.

Las disposiciones transitorias contemplan que: i) la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá constituirse antes del 1 de abril de 1997; ii) la fijación de peajes y tarifas a clientes regulados, según el nuevo sistema de precios, se hará en la primera quincena de mayo de 1997; iii) la desintegración vertical del INDE o de cualquier otra empresa, independientemente de su régimen de propiedad, se realizará en un plazo de un año a partir de la vigencia de la ley, y iv) el Administrador del Mercado Mayorista tendrá un plazo de seis meses para su conformación.

## 5. Nicaragua

La reforma de la industria eléctrica de Nicaragua se inició con algunas acciones emprendidas a principio de 1995, originadas por el decreto del Poder Ejecutivo mediante el cual se creó la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL). Posteriormente, el Poder Ejecutivo presentó los anteproyectos de la ley de reforma del INE, como ente regulador, y de la ley de la industria eléctrica, que recibieron el dictamen de la Comisión de Comunicaciones, Transporte, Energía y Construcción de la Asamblea Nacional, en septiembre de 1996. Resta su aprobación en el pleno de dicha Asamblea.

### a) Decreto emitido

Con fecha 1 de noviembre de 1994, el Poder Ejecutivo de Nicaragua decretó la creación de la ENEL, considerando que se requería organizar una empresa estatal, con giro comercial, para el suministro del servicio público de energía eléctrica, comprendiendo los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización. El patrimonio inicial de esta empresa abarca los bienes muebles e inmuebles, las instalaciones, etc., que pertenecían al antiguo INE.

Las funciones de esta nueva empresa son las siguientes: i) generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica; ii) comprar y vender energía eléctrica; iii) investigar las necesidades presentes y futuras de energía eléctrica; iv) investigar y explotar los recursos convencionales y no convencionales para la producción de energía eléctrica; v) elaborar el Plan de Expansión de la Empresa para el corto, mediano y largo plazos, y vi) coordinar el Centro Nacional de Control de Carga y la operación del Sistema Interconectado Nacional. Dentro de estas funciones, la ENEL no solamente generaría con sus propias centrales, sino que compraría a los productores independientes y a los cogeneradores.

Según el decreto anterior, el INE conservó únicamente las funciones normativas y reguladoras del sector energía. Al mismo tiempo, se ha contado también con el soporte legal de la Ley de la Industria Eléctrica aprobada en 1957, que nunca fue derogada.

**b) Anteproyectos de Ley**

i) Anteproyecto de Reforma a la Ley Orgánica del INE. Este anteproyecto define al INE como el organismo autónomo del Estado, encargado de la aplicación de las políticas energéticas fijadas por la Comisión Nacional de Energía (nivel normativo creado en el anteproyecto de ley general de electricidad), relativos a los subsectores de energía eléctrica y de hidrocarburos, con funciones de regulación, supervisión y fiscalización.

Entre las principales funciones reguladoras propuestas para el INE, en el subsector de energía eléctrica se pueden citar: a) defensa de los derechos de los consumidores; b) otorgamiento, prórroga y cancelación de las licencias de generación (cuando no utilicen recursos naturales) y de transmisión; c) asistencia a la Comisión Nacional de Energía para el otorgamiento, prórroga o cancelación de las concesiones de generación que utilicen recursos naturales; d) aprobación y control de las tarifas de venta de energía eléctrica de las empresas de distribución a los pequeños y medianos consumidores, así como las tarifas de peaje por el uso de las redes de transmisión y distribución; e) supervisión de la calidad del servicio eléctrico, y f) prevención y adopción de las medidas necesarias para impedir prácticas restrictivas de la competencia en el subsector eléctrico, etc.

El presupuesto del INE sería financiado parcialmente 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. El subsector petrolero daría también su correspondiente aporte al presupuesto de este instituto.

ii) Anteproyecto Ley de la Industria Eléctrica. Para definir el ente responsable del nivel normativo, este anteproyecto de ley crearía la Comisión Nacional de Energía, con jurisdicción sobre todo el sector. La función principal de dicha comisión sería la formulación y determinación de los objetivos, políticas y estrategias del sector energético, así como la formulación de la correspondiente planificación estratégica indicativa. Por su parte, el nivel regulador correspondería al INE, según el anteproyecto anteriormente descrito.

Con respecto a la estructura de la industria eléctrica en Nicaragua, existiría un período transitorio inicial, en el que la empresa pública ENEL mantendría su organización actual (verticalmente integrada) durante siete años. Posteriormente, perdería las concesiones de distribución, pero retendría los segmentos de generación y transmisión por ocho años más. Paralelamente, podrían instalarse generadores privados, así como distribuidores privados, sobre la base de nuevas áreas o zonas actualmente servidas por ENEL, si la Comisión Nacional de Energía así lo decidiera. El anteproyecto de ley define el régimen de propiedad sólo en forma expresa para la empresa de transmisión, que sería pública; sin embargo, para las otras empresas no existiría restricción alguna, por lo que se deduce la posibilidad de coexistencia de empresas de régimen diverso (públicas, privadas, mixtas, municipales, etc).

La actividad de producción de energía eléctrica estaría totalmente liberada, y cualquier agente económico podría instalar sus centrales de generación. Por su parte, la transmisión operaría bajo la modalidad de acceso abierto, de forma tal que todos los agentes económicos podrían utilizarla, mediante el pago del peaje correspondiente. Ahora bien, las empresas de distribución estarían autorizadas para instalar generación propia hasta por 10 MW, cuando se encuentren integrados al Sistema Interconectado Nacional. Dicha limitación no se aplicaría a los sistemas aislados.

El mercado eléctrico lo conformarían las empresas de producción de electricidad, transmisión y distribución, así como los grandes clientes. Cualquier generador podría vender su producción a empresas distribuidoras o grandes consumidores, así como al extranjero, por conducto de sus propias líneas de transmisión o utilizando el Sistema Interconectado Nacional. Por su parte, las empresas concesionarias de distribución y comercialización deberían mantener, mediante contratos con empresas generadoras, una capacidad suficiente para garantizar la demanda de energía eléctrica en sus áreas de concesión, para un horizonte de 24 meses. Se establece también que las empresas de distribución estarían obligadas a suministrar energía eléctrica a cualquier persona ubicada en su zona de concesión.

La operación del SIN estaría a cargo de la empresa pública de transmisión, por medio del Centro Nacional de Despacho de Carga, y su objetivo sería 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.

El nuevo sistema de precios contemplaría un régimen de precios libres y uno de precios regulados. El primero comprendería las transacciones entre empresas generadoras, cogeneradores, autoprodutores, empresas de distribución y grandes consumidores, así como las importaciones y exportaciones de energía eléctrica. El régimen de precios regulado comprendería 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.

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: a) los costos de compra de energía eléctrica, que debe ser adquirida mediante un proceso competitivo; los costos y gastos directos e indirectos de explotación y la rentabilidad de la base tarifaria, y b) los niveles de pérdidas de energía y potencia, etc. Sin embargo, existirían subsidios para los clientes del sector residencial con consumos menores a los 25 kWh, los cuales serían financiados por los clientes de mayor consumo de ese mismo sector.

Por su parte, las tarifas por los servicios de transporte, tanto para la transmisión como para la distribución, así como por los servicios prestados por el Centro Nacional de Despacho de Carga, serían definidas por el ente regulador (INE). Estos peajes se calcularían sobre la base de 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 hayan sido dimensionados en forma óptima desde el punto de vista económico.

Con referencia al proceso de planificación de las inversiones, las empresas del sector presentarían al INE sus planes de expansión de generación, transmisión y distribución, los cuales deberían ser consistentes con la política energética nacional aprobada por la Comisión Nacional de Energía. Con respecto a la electrificación rural, ésta sería responsabilidad directa del gobierno, el cual destinaría recursos presupuestarios a través de los organismos competentes.

En el tema ambiental se contempla que los diferentes actores de la industria eléctrica deberían dar cumplimiento a las disposiciones reguladoras pertinentes, así como a las normas técnicas, con la vigilancia y control del INE y del Ministerio de Recursos Naturales y Medio Ambiente (MARENA). Adicionalmente, la ley estipula que la evaluación sistemática de los impactos ambientales, en cualquiera de las etapas, sería responsabilidad de los agentes propietarios, quienes deberán tomar las medidas de control, reducción y compensación de dichos impactos.

## 6. Panamá

### a) Leyes aprobadas

La reforma de la industria eléctrica en Panamá se inició en 1995, con una modificación a la Ley Orgánica del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Seguidamente, en ese mismo año, el Gabinete de Gobierno aprobó los lineamientos de política para la implementación de las reformas en los servicios de abastecimiento de agua potable y saneamiento, así como en los sectores de electricidad, portuario y telecomunicaciones. Luego, en 1996, la Asamblea Legislativa aprobó la Ley No. 26 de creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos.

La modificación a la Ley Orgánica del IRHE se promulgó el 9 de febrero de 1995, y se le agregaron las funciones siguientes a esta institución: i) otorgar concesiones administrativas para la generación eléctrica o suscripción de contratos para la compra de energía eléctrica de plantas de propiedad de terceros; ii) autorizar la producción de electricidad a terceros, tanto para autoconsumo como para venta al IRHE o a otros; iii) otorgar acceso al sistema de transmisión y distribución a los productores que vendan su energía al IRHE o a terceros; iv) participar, conjuntamente con el sector privado o con otras instituciones del sector público nacionales o extranjeras, en empresas o sociedades de economía mixta pertenecientes a la industria eléctrica, y v) mantener vigente el sistema actual de fijación de tarifas eléctricas. La participación de los productores privados se limita a una capacidad por concesionario no mayor del 20% de la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional. Adicionalmente, la participación total de la empresa privada no puede superar el 45% del total nacional.

Los lineamientos de política para la reforma del sector eléctrico fueron aprobados por Resolución de Gabinete No. 245, con fecha 16 de agosto de 1995. En dicho documento se establece que el nuevo marco legal e institucional debe contemplar la separación de las funciones en el subsector, correspondiendo la función normativa al Órgano Ejecutivo, la reguladora a un ente independiente y autónomo, y la operativa a empresas públicas, privadas o mixtas. Asimismo, se debe implementar una separación contable de las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Por otro lado, el mercado eléctrico debe crear un mercado mayorista de energía eléctrica, en el que las empresas generadoras compitan por el suministro a los grandes consumidores y a las distribuidoras. Ello implica el acceso de las redes de transmisión y distribución a los generadores privados. Adicionalmente, se contempla que el sector privado puede desarrollar proyectos de generación de pequeña escala no incluidos en el plan de expansión de generación, o proyectos de generación y cogeneración, para ventas a grandes consumidores o ventas marginales al sistema interconectado. Instruye también que las tarifas para la venta de energía eléctrica a usuarios finales deben ser reguladas, de acuerdo con criterios de eficiencia económica, equidad y neutralidad.

La Ley No. 26, del 29 de enero de 1996, creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos, con jurisdicción sobre el abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones y electricidad. Entre las atribuciones del Ente Regulador figuran: cumplir y hacer cumplir su ley de creación; otorgar las concesiones, licencias y autorizaciones; verificar la observancia de los niveles de calidad; promover la competencia e investigar posibles conductas monopolistas, anticompetitivas o discriminatorias; reglamentar las fórmulas de cálculo de tarifas; dictar un reglamento sobre los derechos y deberes de los usuarios; arbitrar conflictos entre las diferentes empresas; organizar las audiencias públicas que las leyes sectoriales ordenen o que el Ente considere conveniente, etc. Su financiamiento provendrá de una tasa de control, vigilancia y fiscalización de los servicios públicos, los cuales se aplicarán a cada servicio.

#### b) Anteproyecto de ley

El Poder Ejecutivo presentó a la Asamblea Legislativa, el 14 de noviembre de 1996, el Proyecto de Ley relativo al Marco Regulador e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. Por medio de este proyecto de ley se crearía la Comisión de Política Energética (Comisión), adscrita al Ministerio de Planificación y Política Económica, con **funciones normativas** para todo el sector energía. Dicha Comisión tendría entre sus objetivos la formulación de las políticas globales y la definición de las estrategias del sector energético. Por su parte, las **funciones reguladoras** del subsector eléctrico corresponden al Ente Regulador de los Servicios Públicos, creado mediante la ley específica ya anotada.

La implementación del nuevo marco supondría una nueva **estructura de la industria eléctrica**, dada la desintegración vertical y horizontal del IRHE, mediante la separación de los segmentos de generación, transmisión y distribución, la reorganización de este instituto en por lo menos seis empresas, así como la presencia de actores privados en los segmentos de la producción y la distribución. La reorganización del IRHE supondría la conformación, como mínimo, de dos empresas de generación hidroeléctrica, una empresa de generación termoeléctrica, una empresa de transmisión, y dos empresas de distribución. Todas estas empresas serían privatizadas, a excepción de la empresa de transmisión, que permanecería en la propiedad pública. Adicionalmente, las empresas sólo podrían operar en uno de los segmentos de la industria eléctrica; sin embargo, la actividad de comercialización tendría que realizarse en conjunto con la actividad de distribución, con excepción de los generadores con ventas a los grandes clientes. La actividad de generación estaría permitida a todos los agentes económicos, sujetos a ciertas disposiciones sobre concesiones y/o licencias. Por su parte, existiría libre acceso a las redes de transmisión y distribución, mediante el correspondiente pago del peaje.

El anteproyecto de ley propone también ciertas restricciones con respecto al grado de concentración en un segmento dado. En ese sentido, en los segmentos de la generación y la distribución, una empresa no puede llegar a atender el 66% del mercado nacional, ya sea en forma directa o indirecta, a través del control accionario de otras empresas u otros medios. Adicionalmente, el anteproyecto asigna al Ente Regulador la función de solicitar a la autoridad competente que ordene la división de una empresa de servicio público en otras que tengan el mismo objetivo, o cuyo fin se limite a una actividad complementaria, cuando dicha empresa use su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado.

El **mercado eléctrico** lo conformarían las empresas generadoras, la empresa de transmisión, las empresas distribuidoras, los grandes clientes (con demandas superiores a los 500 kW), los cogeneradores y autogeneradores, así como las empresas localizadas en el extranjero.

Las empresas generadoras, incorporadas al sistema interconectado, podrían realizar intercambios de energía de corto plazo en la operación integrada, efectuar contratos de venta de energía en bloque para las distribuidoras y comercializar energía para grandes clientes. Ahora bien, durante un período transitorio de cinco años, los generadores que suscribieran contratos de suministro con la Empresa de Transmisión deberían vender, en forma exclusiva a esta empresa, la totalidad de su producción, sin la posibilidad de suministrar a otros actores en el mercado. Por su parte, la Empresa de Transmisión sería responsable de realizar la operación integrada del sistema, la operación y mantenimiento del sistema interconectado nacional, el planeamiento de la expansión, y la construcción de nuevas ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión. Durante el período transitorio citado, la Empresa de Transmisión contrataría el suministro de energía en bloque para atender el consumo de las empresas distribuidoras.

Los grandes clientes podrían negociar directamente su suministro de energía eléctrica con los otros agentes del mercado. Durante el período transitorio, las empresas de distribución suscribirían contratos para el suministro de energía eléctrica en su área de concesión, con la Empresa de Transmisión o con generadores independientes. Terminado dicho período transitorio, las empresas de distribución contratarían sus suministros mediante un proceso de libre competencia. Sin embargo, las empresas de distribución pueden participar, directa o indirectamente, en el control de plantas de generación, cuando la capacidad agregada equivalente no exceda el 15% de la demanda de su zona de concesión.

La **operación** del sistema interconectado estaría bajo la responsabilidad del Centro Nacional de Despacho, que es una dependencia de la Empresa de Transmisión. Este centro realizaría la operación integrada mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, así como las interconexiones internacionales. Adicionalmente, administraría el mercado de contratos y el mercado ocasional. Para la producción de electricidad, los generadores podrían importar —libre de impuestos, tasas y gravámenes—, los combustibles necesarios para la producción de electricidad.

El nuevo **sistema de precios** comprendería precios regulados y precios libres. Los primeros se referirían a los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Por su parte, el Organismo Ejecutivo podría incluir en el Presupuesto General del Estado subsidios tarifarios para el consumo de electricidad de clientes de bajos ingresos. En cambio, los

precios libres se aplicarían a las compras de energía eléctrica de los grandes clientes, de acuerdo con negociaciones entre las partes.

La **planificación** de la industria eléctrica sería realizada por la Empresa de Transmisión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por la Comisión. El Plan de Expansión sería sometido a aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, serviría de base a la Empresa de Transmisión para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo que se utilizan para el respectivo proceso de contratación. La Electrificación Rural continuaría siendo promovida por el Estado, para lo cual programaría los proyectos y asignaría los fondos requeridos en el Presupuesto General del Estado. El anteproyecto de ley incluye también cláusulas específicas para la protección del medio ambiente, la promoción de la conservación de la energía y de las fuentes nuevas y renovables.

Con respecto a las **interconexiones** internacionales, se podrían realizar transferencias por medio de contratos o convenios de suministro a largo plazo o por transferencias a corto plazo, con el objetivo de alcanzar el aprovechamiento óptimo de los recursos regionales.

### **B. Análisis comparativo de las reformas nacionales**

De acuerdo con el avance de las reformas presentadas anteriormente, en la actualidad tres países cuentan con leyes de electricidad aprobadas (El Salvador, Honduras y Guatemala), un país con reformas aprobadas al segmento de la producción, pero con un anteproyecto de ley general de electricidad (Costa Rica) y dos países con anteproyectos de ley de electricidad presentados al Poder Legislativo (Nicaragua y Panamá). Con el ánimo de hacer un primer análisis comparativo de las reformas de la industria eléctrica en el Istmo Centroamericano, se han considerado tanto las leyes aprobadas como los anteproyectos, a pesar de que estos últimos podrían sufrir cambios sustanciales en sus respectivos procesos de tratamiento en las asambleas o congresos.

En el plano normativo, El Salvador es el único país que no ha establecido un ente responsable de la definición de políticas energéticas; en el resto de las naciones, dicho ente normativo tiene jurisdicción sobre todo el sector energía, y corresponde en dos casos a ministerios de energía y en tres a comisiones (véase el cuadro 7). El manejo integral del sector energía, en cuanto a la definición de políticas, es un punto muy importante, sobre todo en países en vías de desarrollo con mercados energéticos muy pequeños.

Por su parte, en el plano de la regulación se muestra una preferencia clara por entes multisectoriales, que ya existen en cuatro países (véase de nuevo el cuadro 7). Por el contrario, en Honduras y Guatemala tienen responsabilidad únicamente para el subsector eléctrico, mientras que en Nicaragua abarca todo el sector energía. Este último caso se presenta también en Costa Rica, donde el ente regulador multisectorial atiende a los subsectores electricidad y petróleo, además de otros sectores. Conviene mencionar que en Honduras coexisten dos entes con responsabilidades reguladoras para la industria eléctrica, como se explicó anteriormente. Un aspecto importante sobre estos entes es su autonomía con respecto al Poder Ejecutivo en el ejercicio de sus funciones (véase el cuadro 8). En este sentido, en cuatro países los respectivos entes reguladores no están adscritos directamente a un ministerio, confiriéndole así un grado de libertad mayor que en Honduras y



Guatemala, donde están adscritos a un ministerio específico. Por otra parte, las funciones de estos entes reguladores son básicamente iguales en todos los países.

Ahora bien, con respecto a las leyes o anteproyectos de ley de electricidad existe una serie de elementos comunes a todas las reformas. Entre estos elementos se pueden mencionar: la apertura del segmento de la generación a actores privados; la apertura de las redes de transmisión y distribución; la posibilidad para las empresas de distribución de contar con centrales de generación, pero con diferentes capacidades máximas; la existencia de un mercado de contratos libremente negociados, y un mercado *spot* (en algunos casos expresamente definidos, en otros, implícitamente); la existencia de grandes consumidores, aunque con niveles diferentes mínimos para calificar como tales; el sistema de precios libres y precios regulados para las mismas actividades, fondos estatales o especiales para la electricidad rural, etc. Sin embargo, de mayor interés resulta identificar aquellas características de las reformas que presentan diferencias entre los países (véase el cuadro 9):

En cada país, las reformas de la industria eléctrica han modificado principalmente su estructura. Un elemento importante de estas reformas se refiere a la desintegración vertical y horizontal de la respectiva empresa pública. En este sentido, se puede observar que las nuevas leyes han promovido la desintegración, total o parcial, en cuatro de los países, mientras que en Costa Rica y Nicaragua se mantiene la empresa pública con su organización actual, pero con elementos diferentes. En el primer país, con una separación contable de las actividades de generación, transmisión y distribución, mientras que en el segundo, dicha organización se mantendría durante un período transitorio de siete años. Por otro lado, sólo en El Salvador se permite la presencia de empresas privadas, verticalmente integradas, con contabilidades separadas en cada uno de los segmentos. Con respecto a la ubicación del Centro de Despacho, en cuatro países se encuentra localizado en la empresa de transmisión, mientras que en El Salvador y Guatemala dichos centros constituyen entes separados, con personería jurídica propia.

La posible separación de las actividades de distribución y comercialización de la energía eléctrica sólo se permite en El Salvador. Con respecto a las capacidades máximas de generación que pueden instalar las empresas de distribución, no existe un criterio común, pues en Costa Rica se permite una capacidad igual al 100% de la demanda de la respectiva zona de concesión, mientras que en Panamá sólo el 15% de dicha demanda. En Honduras, la CNEE autorizaría la capacidad a instalar; en El Salvador es libre; en Guatemala es de 5 MW y, finalmente, en Nicaragua, de 10 MW.

La instalación de nuevos generadores es libre en todos los países, con la particularidad de que en Costa Rica estos productores podrían servir únicamente a los grandes clientes, en un mercado libre. Mecanismos de competencia, a través de licitaciones, se prevén en Costa Rica para todas las centrales de generación del mercado regulado (a base de recursos naturales o combustibles fósiles), y en El Salvador, Guatemala y Panamá, para proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. En los casos de Honduras y Nicaragua, la respectiva ley y anteproyectos de ley no son muy claros al respecto. Relacionado con el tema de la ampliación del suministro de electricidad, en algunos de los países se supondría que habría una presión del mercado para la instalación de nuevos productores, con costos competitivos para el sector, de forma que no sería necesario que el nivel normativo o el ente regulador promovieran licitaciones para tratar de establecer una competencia para las nuevas capacidades requeridas por los sistemas eléctricos nacionales.

Según los textos descritos de leyes o anteproyectos de ley, no está prevista la venta de activos de las empresas públicas en Costa Rica y Nicaragua. En Honduras y Panamá se contempla la venta de centrales de generación y el segmento de la distribución, mientras que en Guatemala sólo las centrales de generación de EEGSA. En el caso de El Salvador, el estudio de organización de la CEL definiría los aspectos relacionados con el régimen de propiedad de las unidades de generación y el segmento de la transmisión de dicha empresa. Sobre la base de una ley especial, en este país se encuentra en proceso la privatización de toda la distribución. Por otro lado, la participación privada está permitida en los tres segmentos en Costa Rica, El Salvador y Guatemala, mientras que en los otros países sólo en generación y distribución, pues el segmento de la transmisión estaría reservado a una empresa pública.

Como resultado de todos estos cambios, la empresa pública sufriría modificaciones, variables según cada país, con la excepción de Costa Rica y Nicaragua, donde mantendría su estructura verticalmente integrada. El giro comercial de esta empresa pública está expresamente establecido en alguna de las leyes o anteproyectos, en los casos de Costa Rica, Guatemala, Nicaragua y Panamá.

Con respecto a la demanda mínima requerida para calificar como gran consumidor o consumidor no regulado, no existe un valor único común, pues se define en 2,000 kW en Nicaragua, en 1,000 kW en Costa Rica y Honduras, y en 500 kW en Panamá. En El Salvador no hay límite, mientras que en Guatemala lo definirá el correspondiente reglamento a la ley de electricidad.

Por otro lado, en las leyes o anteproyectos de ley de Costa Rica, Guatemala y Nicaragua, el Estado asegura el abastecimiento de energía eléctrica para el país. En los otros tres casos, no hay ninguna referencia al respecto, lo cual supone que dicha garantía estaría vinculada a las fuerzas del mercado.

Los subsidios para clientes de bajos ingresos están contemplados en los casos de Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Panamá. En los otros dos países no se incorpora este elemento en el nuevo mecanismo de precios.

En relación con la planificación del subsector eléctrico a nivel nacional, Costa Rica y Honduras lo han asignado a su empresa pública, mientras que Panamá a su empresa pública de transmisión. En los casos de Guatemala y Nicaragua, le corresponde al nivel normativo, pero no está definido si las respectivas instancias lo elaborarían al mismo nivel de detalle que en el caso de los tres primeros países. Como se presentó anteriormente, El Salvador no contempla ningún ente a cargo de esta actividad. Casi en todos los países, las respectivas leyes o anteproyecto de ley promueven expresamente el uso racional de la energía y la utilización de fuentes nuevas y renovables, con la excepción de El Salvador.

Por último, sólo en Costa Rica y Honduras las reformas adjudican en forma exclusiva el comercio internacional de energía eléctrica a la empresa pública. En el resto de los países esta actividad es libre.

CUADRO 7

**TIPOLOGÍA DE LOS ENTES NORMATIVO Y REGULADORIO EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE AMÉRICA CENTRAL**

	NIVEL NORMATIVO			NIVEL REGULATORIO		
	ENERGÍA		ELECTRICIDAD	MULTI SECTORIAL	ENERGÍA	ELECTRICIDAD
	Ministerio	Comisión				
Costa Rica	X			X <sup>1/</sup>		
Honduras		X		X		X
El Salvador				X		
Guatemala	X					X
Nicaragua		X			X	
Panamá		X		X		

<sup>1/</sup> Incluye los subsectores de electricidad y petróleo.

CUADRO 8

**GRADO DE AUTONOMÍA DE LOS ENTES REGULADORES**

	SIN ADSCRIPCIÓN DIRECTA	ADSCRITO A UN MINISTERIO
Costa Rica	X	
Honduras		X
El Salvador	X	
Guatemala		X
Nicaragua	X	
Panamá	X	

**CUADRO 9**  
**ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DIFERENCIADAS DE LAS REFORMAS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE AMÉRICA CENTRAL<sup>1/</sup>**

PAÍSES	Costa Rica	Honduras	El Salvador	Guatemala	Nicaragua	Panamá
TAMAÑO SISTEMAS ELÉCTRICOS (MW) (Dic. 1995)	1,140	759	913	1,120	397	910
ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN (%)	94.8	47.3	67.9	41.4	50.3	66.4
<b>ESTRUCTURA</b>						
1. Desintegración vertical empresa pública principal	NO	PARCIAL	TOTAL	TOTAL	NO	TOTAL
2. Desintegración horizontal empresa pública principal	NO	SI	SI	SI	NO	SI
3. Posibilidad de empresas privadas verticalmente integrada	NO	NO	SI	NO	NO	NO
4. Centro de despacho con empresa de transmisión	SI	SI	NO	NO	SI	SI
5. Separación de Distribución y Comercialización	NO	NO	SI	NO	NO	NO
6. Capacidad permitida de generación a empresas distribuidoras (MW)	Igual a su demanda	A solicitarse al CNEE	Libre	5	10	15% de su demanda
7. Instalación de nuevos generadores						
Competencias	SI	NO	SI (Rec. Nat.)	SI (Rec. Nat.)	NO	SI (Rec. Nat.)
Libre	SI	SI	SI	SI	SI	SI
8. Venta de activos	NO	G,D	D <sup>2/</sup>	G	NO	G,D
9. Participación privada permitida	G, T, D	G,D	G, T, D	G, T, D	G, D	G,D
10. Empresa pública resultante	G/T/D	G/T	ND <sup>2/</sup>	G, T, D,	G/T/D	T
11. Giro comercial empresa pública resultante	SI	NO	NO	SI	SI	SI
<b>MERCADO</b>						
1. Demanda mínima consumidores no regulados (kW)	1,000	1,000	0	Reglamento	2,000	500
2. Aseguramiento del suministro de electricidad por parte del Estado	SI	NO	NO	SI	SI	NO
<b>PRECIOS</b>						
1. Subsidios a usuarios de menores ingresos	SI	SI	NO	NO	SI	SI
<b>PLANIFICACIÓN S.S. ELÉCTRICO</b>						
1. Ente responsable	ICE	ENEE	—	Ministerio	Comisión	Emp. Transm.
2. Promoción economía de la energía y fuentes nuevas	SI	SI	NO	SI	SI	SI
<b>INTERCONEXIÓN REGIONAL</b>						
1. Autorización única a empresa pública para intercambios	SI	SI	NO	NO	NO	NO

1/ En base a las leyes aprobadas en los seis países y a los anteproyectos de ley en Costa Rica, Nicaragua y Panamá.

2/ El estudio de reorganización de CEL definiría la situación final.

### III. LA PARTICIPACION DE LOS PRODUCTORES INDEPENDIENTES DE ENERGIA ELECTRICA

Como se señaló en el capítulo I, desde fines de la década de los ochenta las empresas eléctricas de los países del Istmo Centroamericano empezaron a manifestar problemas para impulsar sus planes de desarrollo, principalmente en lo relacionado con la generación, que es el segmento que requiere las mayores inversiones. La crisis económica y social por la que atravesaron los países repercutió negativamente en la gestión de los sectores públicos, siendo las empresas públicas de electricidad —por su tamaño y características peculiares— objeto de especial control para el logro de las metas macroeconómicas de los gobiernos. Sin embargo, en su mayoría, dichos controles no fueron acompañados por programas de reforma y modernización administrativa, por lo que los subsectores eléctricos quedaron muy vulnerables y con escaso margen de maniobra para satisfacer adecuadamente el crecimiento de la demanda de energía.

Las nuevas instalaciones de generación, principalmente las centrales hidroeléctricas, que entraron en operación en el primer quinquenio de los ochenta, así como las menores tasas de crecimiento observadas en esos años, redundaron en una situación de holgura en cuanto a la satisfacción de la demanda. Así, entre 1986 y 1990 cuatro países lograron un índice de autoabastecimiento <sup>7/</sup> superior al 80%. Quizás influenciadas por esa situación, algunas empresas sobreestimaron su capacidad real de generación y no prestaron la debida importancia a los retrasos en los nuevos proyectos de generación.

Durante los últimos años de los ochenta y el presente quinquenio de los noventa, los países de la región han debido enfrentar altos crecimientos de la demanda que, aunados a la presencia de sequías e irregularidades en los ciclos hídricos, determinaron en cuatro de aquéllos la incapacidad para la satisfacción de la demanda. En muchos casos la situación incluso planteó condiciones de emergencia nacional, obligando a los gobiernos a buscar como única solución la contratación de productores independientes (PI) <sup>8/</sup> termoeléctricos. Dicha solución trascendió el ámbito de acción de las mismas empresas eléctricas.

El presente capítulo examina las principales experiencias relacionadas con la participación de la generación privada, a fin de poder elaborar conclusiones para el futuro desarrollo de la industria eléctrica regional. Se pone especial atención al análisis de las condiciones y características de cada uno de los subsectores eléctricos del Istmo Centroamericano, los cuales presentan situaciones muy diferentes a las de otros países de la región que a menudo se quieren utilizar como modelo para la industria eléctrica regional. Finalmente, se examina la viabilidad de poner en práctica los programas de desarrollo indicativo y las limitaciones que se enfrentarán en el período de transición entre el dominio de la empresa pública y la orientación del mercado, de acuerdo con las nuevas legislaciones.

---

<sup>7/</sup> El índice de autoabastecimiento mide la capacidad del país para satisfacer su demanda con recursos propios (hidroelectricidad, geotermia y biomasa).

<sup>8/</sup> A lo largo de este capítulo se usarán las siglas PI para referirse a la producción independiente o productores independientes.

### A. El proceso de inserción de la PI

Los factores que han motivado la participación privada en la industria eléctrica regional están relacionados con el agotamiento de los recursos financieros de bajo costo que disponía en el pasado el sector público y con las dificultades de los estados para continuar realizando transferencias a las empresas públicas. Adicionalmente, los altos crecimientos de la demanda que se ha venido registrando en la década actual han puesto en evidencia la fragilidad de la mayor parte de los sistemas eléctricos de la región. Sin embargo, existen diferencias importantes en los procesos experimentados por los países.

Durante el quinquenio 1991-1995, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua iniciaron proyectos de PI, con participación de inversionistas privados. Las condiciones generales que prevalecían en la mayoría de los casos en el momento de tomar esta decisión fueron: i) continuos aplazamientos de los planes de expansión; ii) postergación de programas de mantenimiento mayor de las centrales; iii) reducción y atraso en los estudios de preinversión, por lo que los países cuentan con una reducida e incompleta cartera de proyectos de generación, y iv) gestiones estériles para la consecución de financiamientos —ante la dificultad de cumplir las metas requeridas por la banca multilateral— que vinieron enfrentando las empresas eléctricas. Todo lo anterior confluyó en las situaciones de desabastecimiento eléctrico que se presentaron en los países estudiados. Además, debe mencionarse que en todos estos casos estaban en discusión o recién se aprobaban nuevas leyes de electricidad.

A consecuencia de lo anterior, en El Salvador, Guatemala y Honduras, la mayor parte de los PI han instalado turbinas de gas y generadores de combustión interna que pueden desarrollarse en un período de un año. Al no existir un marco legal adecuado para este tipo de proyectos, las negociaciones han sido complicadas, lo cual también se refleja en la complejidad de los contratos.

El balance de riesgos que deben asumir la empresa pública y el generador independiente ha sido el tema más controvertido de estas negociaciones. Por una parte, el oferente trata de minimizarlos a efecto de garantizar los ingresos del proyecto durante su vida útil, lo cual le facilita la obtención de los financiamientos. Por la otra, la reducida autonomía de las empresas públicas, su situación financiera y la ausencia de marcos reguladores adecuados ha limitado las posibilidades de emprender acciones tendientes a aminorar los riesgos; en consecuencia, en la mayoría de los contratos las empresas públicas los han tenido que asumir casi todos. Los esquemas utilizados son del tipo "*take-or-pay*", de largo plazo (15 a 20 años), con garantías de pago, protección contra variaciones de los precios en los insumos (petróleo, tasa de cambio de la moneda local, inflación). En algunos casos ha sido necesario el aval y garantía del Estado para desarrollar el proyecto.

Se apartan del caso anterior las situaciones de Costa Rica y Panamá. En el primer país la empresa eléctrica respectiva continuó con sus planes de desarrollo, logrando un ámbito diferente para la inserción de la PI. No obstante, las contrataciones son a largo plazo y con el compromiso de comprar toda la energía producida; el precio pactado del kWh refleja los costos marginales, y se han ido dando señales del tipo y tamaño de los futuros generadores. En el caso de Panamá no ha habido crisis de suministro eléctrico, además el IRHE ha gozado de una mejor situación financiera que la existente en otras empresas de la región.

A continuación se resumen algunas particularidades que acompañaron a la inserción de los primeros productores independientes en cada uno de los países de la región.

### 1. Costa Rica

Como se mencionó anteriormente, en septiembre de 1990 fue sancionada la Ley de Generación Eléctrica Autónoma o Paralela (Ley 7200) y posteriormente, en mayo de 1995, el decreto No. 7508, que constituyen el asidero legal bajo el cual el ICE ha venido promoviendo la participación de la inversión privada en la generación eléctrica.

Por otro lado, el ICE ha continuado la ejecución de sus planes de equipamiento de tal forma que ha mantenido márgenes adecuados para el cubrimiento de su demanda, sin que hasta la fecha haya recurrido a racionamientos. El ritmo al que han continuado sus planes de expansión indican que esa situación se mantendrá al menos durante los próximos tres años. Esa situación le ha permitido al ICE la conducción de un proceso ordenado y transparente para la inserción de los PI.

### 2. El Salvador

Con la finalización del conflicto bélico y la suscripción de los acuerdos de paz en 1992, se inició una etapa de reconstrucción, cuyos resultados se han venido reflejando en las mejoras del desempeño económico del país. En el subsector eléctrico, la CEL inició un extenso programa para reconstruir su infraestructura de transmisión y distribución, severamente dañada durante el conflicto, así como la rehabilitación y repotenciación de sus centrales generadoras, la instalación de tres turbinas de gas en Acajutla (157 MW en 1993) y un programa de saneamiento financiero y reforma administrativa. Con esa estrategia, la CEL pudo eliminar paulatinamente los racionamientos, comunes por muchos años a causa de los sabotajes.

Ante las limitaciones de la CEL para la obtención de financiamiento para construir nuevas facilidades de generación, esa institución inició en 1993 las gestiones para la adquisición y contratación de PI. El proceso se llevó a cabo de acuerdo con los procedimientos administrativos de la CEL, sin requerir en ningún momento de acuerdos o decretos gubernamentales, ni del aval del gobierno para hacer las contrataciones.

Es interesante mencionar la antelación con que la CEL pudo prever la necesidad de nueva generación y la amplia participación de los cuadros técnicos en la definición de las características de la central, incluyendo diferentes opciones para despachar las unidades y los controles para garantizar la calidad del suministro. Igualmente importante ha sido la claridad de los objetivos de la administración de la CEL y su plena concordancia con las políticas generales del gobierno, lo que indudablemente ha permitido crear un clima de seguridad favorable a los inversionistas.

### 3. Guatemala

En este país se ha presentado el desarrollo más dinámico de la PI, y en la actualidad existen diversos esquemas que incluyen desarrollos termoelectrónicos, hidroeléctricos y biomásicos. Conviene

mencionar que la carencia de una legislación apropiada, los cambios en las políticas de gobierno y las limitaciones de gestión del INDE, obligaron a utilizar otros mecanismos para permitir la contratación de PI.

Hasta 1992 casi la totalidad de la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica se encontraba bajo la responsabilidad del sector público, el cual, mediante el INDE, producía y transportaba más del 80% de la energía requerida, mientras que la EEGSA, además de ser la responsable de la distribución y comercialización en los departamentos centrales del país, también operaba una central termoeléctrica importante. El panorama de la industria eléctrica se completaba con algunas empresas municipales encargadas de abastecer localidades en el interior del país.

El subsector se regía por medio de la ley de creación del INDE (Decreto 1287 y sus reformas), que adjudicaba el servicio eléctrico en forma casi monopolista a dicha institución. Aunque dicha normativa no excluía la participación del sector privado, en todo caso ésta debería promoverse de acuerdo con lo establecido en las leyes de compras y contrataciones vigentes para el sector público, las cuales eran bastante complicadas y no permitían responder con la prontitud que requerían las situaciones de emergencia. Ante dicha limitación, se aprovechó el *status* de sociedad anónima de la EEGSA, que le permite realizar sus compras y contrataciones en forma más ágil. Así, las directrices que por mucho tiempo privaron a esta empresa de la posibilidad de incrementar su capacidad de generación fueron cambiadas para resolver la coyuntura del desabastecimiento eléctrico, que se presentó por primera vez en agosto y septiembre de 1991.

Por otra parte, en 1986, siguiendo lineamientos del Ministerio de Energía y Minas, se hicieron los primeros estudios para aprovechar el potencial biomásico de los ingenios azucareros. La EEGSA ha conducido estas negociaciones, dado que las mayores instalaciones de esta agroindustria se encuentran en área de concesión. Los primeros aportes de esta cogeneración se iniciaron en 1989.

También a raíz de la crisis de suministro de 1991 se autorizó un decreto gubernativo —de duración limitada— para posibilitar al INDE contrataciones ágiles con el sector privado. Al inicio de 1993 se promulgó el Acuerdo Gubernativo No. 4-93 que "declarará de necesidad y urgencia nacional la contratación de compra-venta de potencia y energía eléctrica para satisfacer la urgencia de la demanda de electricidad en el territorio nacional", facultando al INDE para que, sin llenar los requisitos de cotización y limitaciones que establece la Ley de Contrataciones del Estado, contrate en forma directa la compra-venta de electricidad con personas individuales o jurídicas que estén en capacidad de vender la electricidad que el país necesite".

La mayor parte de las contrataciones han sido efectuadas por la EEGSA, en tanto que las principales contrataciones hechas por el INDE corresponden a desarrollos hidroeléctricos y geotérmicos que entrarán a partir de 1997. Esas contrataciones han permitido solucionar el problema del desabastecimiento eléctrico; sin embargo, al no realizarse dentro de un programa general de reordenamiento ha puesto en evidencia las debilidades del subsector, principalmente en el aspecto financiero.



#### 4. Honduras

La situación de racionamiento eléctrico experimentada en este país durante 1994 es la más grave de las crisis de suministro ocurridas en la región. Fue originada por la postergación de la construcción de nuevas centrales de generación, el aplazamiento de mantenimientos y rehabilitaciones de las centrales térmicas y los efectos de una prolongada sequía, que también afectó a otros países de la región.

Al igual que lo ocurrido en Guatemala, Honduras también lanzó una estrategia de inserción del sector privado en el subsector eléctrico. La ENEE fue la encargada de realizar el proceso de selección de firmas, así como de realizar las negociaciones y contrataciones, las cuales posteriormente requirieron el aval de los poderes legislativo y ejecutivo. Dichas contrataciones fueron realizadas paralelamente a la aprobación de la nueva Ley Marco de Electricidad y, además de solucionar el problema central de suministro, también permitirían cierta holgura o margen de reserva necesario para el período en el cual se crearan los entes reguladores y se implementaran las acciones contempladas en dicha ley.

El primer contrato de PI se concretó en diciembre de 1993 y, posteriormente, en los dos años siguientes, se practicaron varias contrataciones. En todos estos casos de contratos de compra de electricidad por parte de la ENEE a firmas privadas, fue necesaria la aprobación parlamentaria previa a la firma del contrato.

A partir de 1994 —el año de los racionamientos— se ha observado una marcada desaceleración del crecimiento de la demanda eléctrica de Honduras. Ante esa situación, las contrataciones realizadas por la ENEE en 1994 y 1995 han conducido a un sobreequipamiento, el que podría pasar inadvertido, dado que se ha venido aplicando una política más conservadora en el manejo de los embalses. Por otro lado, dicho sobreequipamiento también se puede justificar luego de una mejor ponderación del tiempo que tomarán las reformas y la ventaja de que ese proceso se haga sin presiones por desabastecimiento eléctrico.

#### 5. Nicaragua

La capacidad disponible en Nicaragua se ha visto reducida como consecuencia de la menor producción de vapor de la actual central geotérmica Patricio Argüello, así como por la salida por mantenimiento de varias unidades de vapor. A consecuencia de lo anterior, este país ha venido padeciendo deficiencias en el abastecimiento del suministro de energía eléctrica. Ante el atraso que han sufrido los nuevos proyectos de generación, se ha buscado el apoyo en la PI y en la cogeneración. Una primera contratación iniciada en 1994 fue rescindida por incumplimiento del oferente. Al inicio de 1996 se suscribió un segundo contrato, para un proyecto que comenzará a operar a fines del mismo año.

## 6. Panamá

Desde el punto de vista del balance oferta-demanda, la característica que diferencia a este país es su mayor margen de capacidad de reserva, que se ha mantenido constante, principalmente desde la entrada en operación en 1985 de la central hidroeléctrica Edwin Fábregas (anteriormente Fortuna). Aunque el IRHE ha afrontado algunas dificultades para la obtención de créditos con organismos multilaterales para financiar su expansión, al gozar de una posición financiera aceptable ha podido recurrir a la modalidad de "crédito de proveedores" para la ampliación y rehabilitación de sus centrales, como en el caso de la elevación de la presa de la hidroeléctrica Edwin Fábregas. No obstante, por indisponibilidad en varias centrales termoeléctricas, hubo racionamientos de pequeña escala en 1991; con todo, los programas de mantenimiento se han venido cumpliendo, con lo cual se eliminaron los peligros de crisis de suministro. También debe mencionarse el apoyo que eventualmente ha recibido el IRHE de la Comisión del Canal y de autoprodutores ubicados en zonas francas (Petroterminales y Arkapal), que también le ha permitido enfrentar con mayor holgura algunas contingencias.

Tener un mayor margen de maniobra para el cubrimiento de su demanda y una mejor posición financiera le ha brindado al IRHE la posibilidad de planificar e impulsar en mejor forma la participación de capitales privados. Se ha contratado un primer proyecto de PI termoeléctrico que entrará en operación en 1997.

### B. Participación de los PI en el período 1991-1995

Durante el quinquenio 1991-1995 la producción privada de electricidad ha mostrado una participación creciente a nivel regional, pasando de 0.3% de la generación total (40 GWh) en 1992 a 3.7% (646 GWh) en 1993, 6% (1,077 GWh) en 1994 y 11.1% (2,151 GWh) en 1995. En 1995 Guatemala contó con la mayor capacidad en PI, con 307 MW, siguiéndole Honduras con 238.5 MW, El Salvador con 95.5 MW y Costa Rica, con 30.2 MW, para un total de 671.2 MW que representan el 70% de las adiciones realizadas durante el quinquenio 1991-1995. En la actualidad existen varios proyectos privados en ejecución; además, dado que son pocos los proyectos iniciados por las empresas públicas de electricidad, se estima que la participación de aquellos productores continuará incrementándose.

Los esquemas más utilizados en la región corresponden a BOOT (por sus siglas en inglés construcción, tenencia y operación durante un plazo especificado y transferencia a la empresa pública al final del plazo); BOO (igual al anterior pero sin incluir la transferencia) y ROM (esquema de arrendamiento que implica la rehabilitación y la operación y el mantenimiento).

A continuación se presenta un resumen de la participación de los PI en los países de la región (en el cuadro 10 se muestra un detalle de las contrataciones efectuadas hasta diciembre de 1995).

## 1. Costa Rica

Se encuentra operando, bajo el esquema de generación privada, un grupo de pequeñas centrales hidroeléctricas y un ingenio en cogeneración, que totalizaban 30.2 MW a fines de 1995. Existe un gran interés de la iniciativa privada por una mayor participación, de tal forma que, al mes de noviembre de 1994, se habían autorizado un número suficiente de concesiones para realizar estudios de pequeñas y medianas plantas hidroeléctricas, con lo cual alcanzaban el primer límite de participación establecido por la ley (alrededor de 150 MW y 15% de la capacidad total instalada). La cantidad de ofertas recibidas por el ICE demuestra el interés de los inversionistas privados, que incluso, desarrollaron y pusieron a operar, en marzo de 1996, el primer aprovechamiento eólico de la región (16.5 MW).

## 2. El Salvador

La participación de la empresa privada se inició en mayo de 1994, con la firma de un contrato BOO de generación para una central térmica de unidades de combustión interna. La capacidad de la planta, que entró en operación en julio de 1995, es de 95.5 MW de potencia instalada y 80 MW de potencia comprometida. Dicho contrato fue suscrito con la empresa TRIGEN Energy Corporation, la cual posteriormente cedió sus derechos al consorcio Nejapa Power (conformado por la trasnacional COASTAL y la compañía local "La Casa Castro"), que fue el que finalmente desarrolló y opera el proyecto.

## 3. Guatemala

El primer contrato de PI fue firmado a fines de 1991, y entró en operación a partir de diciembre de 1992, con una capacidad instalada de 110 MW, 20 unidades de 5.5 MW cada una, de combustión interna a base de búnker. Este contrato lo suscribió EEGSA con la firma Texas-Ohio Power Inc., la cual posteriormente cedió sus derechos a la trasnacional ENRON, que finalmente desarrolló y opera el proyecto.

Por otro lado, la cogeneración instalada a 1995 era de alrededor de 59 MW, mayoritariamente térmica, procedente de ingenios de azúcar, incluyendo el caso de una pequeña hidroeléctrica (El Capulín, con 4 MW), operada por una industria de gases industriales. En octubre de 1994 se concesionó, también con ENRON, bajo el esquema ROM, una turbina de gas, con una capacidad de 38 MW. En 1995 se adicionaron dos plantas mediante contratos tipo BOO, una hidroeléctrica (10 MW) y una turbina de gas (78 MW). Esta última tiene la peculiaridad de que la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), que es la contratante, suministra el combustible para su generación. Asimismo, existe un autoprodutor privado con 12 MW (unidades de combustión interna) de potencia instalada.

#### 4. Honduras

Las contrataciones de generación privada se hicieron en el marco de la mayor crisis de suministro eléctrico ocurrida hasta la fecha en la región del Istmo Centroamericano. En diciembre de 1993 se suscribió un contrato con un productor independiente (ELCOSA) para entregar 24 MW a partir de abril de 1994, y 60 MW a partir de diciembre del mismo año. Posteriormente se hizo una ampliación al contrato que le permitió llegar a 80 MW en junio de 1995. Este contrato es tipo BOO con unidades de combustión interna. En 1994 fue celebrado un contrato tipo ROM para las centrales de Puerto Cortés y La Ceiba (EMCE, con capacidad instalada de 86 MW). Asimismo, entró en vigencia en 1995 un contrato tipo BOO con capacidad de entrega de 40 MW (LUFUSSA). Además, también estuvieron en funcionamiento otros pequeños productores privados con plantas de combustión interna (22.4 MW) y pequeños autoprodutores hidroeléctricos (9.5 MW).

#### C. Los proyectos futuros de PI

En todos los planes de expansión de las empresas públicas de electricidad se muestra una importante participación de la PI. A continuación se expone un breve resumen de los proyectos en los cuales se han iniciado acciones tendientes a su cristalización.

1) En el caso de Costa Rica, el cuadro 11 contiene un resumen de los proyectos aprobados, cuyo desarrollo permitirá su inserción, cumpliendo además con los límites de participación que imponen las leyes en vigencia. Dentro de estos proyectos se debe mencionar la tercera unidad de la central geotérmica Miravalles, de 24 MW, cuyo proceso de licitación ya se inició, y actualmente se hallan en revisión las ofertas.

2) En El Salvador se ha aprobado una ampliación por 50 MW para la central Nejapa Power, que entrará en operación a fines de 1996.

3) En Guatemala, la próxima central correspondería a la geotérmica de Zunil (24 MW en 1997), así como algunas adiciones de cogeneración. El cuadro 12 muestra también un detalle de esos proyectos.

4) En Honduras, la ENEE inició, en el segundo semestre de 1996, una precalificación para la contratación de 60 MW. A principios de 1997 arrancaría el proceso formal para la adjudicación respectiva.

5) En Nicaragua se ha firmado un contrato BOO de 30 MW (unidades de combustión interna) con la compañía estadounidense ANFELS, que comenzará a operar a fines de 1996. También se tienen firmados contratos para desarrollar una planta geotérmica de 120 MW, en el campo San Jacinto, la cual ha tenido retrasos en su ejecución, así como para la exploración geotérmica del área de Monte Galán.

6) En Panamá, durante 1996 se negoció el primer contrato con un PI por 50 MW térmicos, que entrarán a mediados de 1997.

#### D. Principales problemas resultantes de la inserción de los PI

Como se ha mencionado, los PI, además de haber venido entregando un importante aporte necesario para el cubrimiento de las necesidades de electricidad de la región, también han logrado la captación de recursos financieros significativos para el desarrollo del subsector eléctrico. Sin embargo, reconociendo la contribución de los inversionistas privados, también es necesario reflexionar sobre los problemas e incidencias de su participación. A continuación se indican los aspectos más relevantes.

##### 1. Tamaño y características de la oferta energética de los PI

Por su tamaño, la magnitud de sus centros de carga y la capacidad y número de centrales de generación, los sistemas eléctricos de la región pueden considerarse pequeños y aún en fases iniciales de desarrollo. Para ilustrar lo anterior, a continuación se describe una serie de particularidades que los caracterizan y que de por sí imponen limitaciones al despacho de carga.

a) En cada país, un número pequeño de centrales representa un porcentaje alto de la capacidad instalada. Además, por razones económicas y de seguridad, esas centrales deben permanecer siempre en línea.

b) La componente hidroeléctrica es significativa casi en todos los países, en su mayor parte conformada por centrales "de filo de agua", con pequeños embalses de regulación diaria o semanal; varios embalses son de regulación estacional y solamente dos de regulación plurianual. Una de las metas operativas es optimizar el uso de estos recursos; sin embargo, dadas las variaciones de los regímenes hídricos generalmente se presentan derrames durante los meses de lluvia.

c) Los sistemas de transmisión son longitudinales. En horas de demanda máxima, los límites de transferencia en las líneas pueden verse limitados por problemas de regulación de voltaje, en tanto que en horas de carga mínima, es necesario controlar el exceso de reactivos generados por las líneas.

d) Los niveles de la demanda también imponen fuertes restricciones al despacho, principalmente relacionadas con la variación entre las demandas máxima y mínima observadas durante los diferentes días (véase los gráficos 7 y 8), así como la energía de base que tienen disponibles los sistemas.

Al combinarse las anteriores características, fácilmente se llega a una situación en la cual, por lo menos desde el punto de vista del despacho, uno o dos PI de capacidad mediana pueden llegar a ejercer cierta posición de dominio, afectando la economía y la seguridad de la operación del sistema. El problema se origina en la existencia de cláusulas de "cuasiobligatoriedad" de compra (cláusulas generalmente conocidas como "take-or-pay") en las cuales la empresa se compromete a consumir como mínimo cierta cantidad de energía en un período de tiempo, o pagarla de todas formas, si no tiene suficiente mercado para colocarla. En los casos más severos, además de la existencia de un mínimo de energía a comprar, el PI puede exigir que se le adquiera todo su potencial de producción, que está en función de su capacidad disponible. Todo ello implica una

ineficiencia productiva a corto plazo, con el consecuente aumento en los costos de generación de energía eléctrica.

Especial mención merece el caso de Guatemala, donde ha sido difícil la administración de la energía producida por los PI de la EEGSA, que no necesariamente obedecen las consignas del despacho nacional (a cargo del centro de control del INDE). Además, el sistema de fijación de precios entre las dos empresas no ha obedecido a principios económicos, lo cual también ha obstaculizado los acuerdos para el mejor despacho de los productores independientes.

Estos problemas podrían haberse previsto con estudios de planificación indicativa, tomando en cuenta los factores mencionados y especificando el tipo de energía requerida (base, media base o punta) y su complementación con los regímenes de despacho de las hidroeléctricas. También son útiles dichos estudios de planificación para la determinación de los costos marginales —de corto y largo plazo— que sugieren límites razonables para la negociación de los precios y los excedentes de energía.

Corresponde aclarar la situación de Costa Rica, donde anticipadamente se han fijado márgenes referentes al tamaño y máxima participación de los PI, además de contemplar tarifas basadas en costo evitado y costos marginales.

## 2. Impacto financiero

El impacto financiero es especialmente importante en los países del Triángulo Norte (Guatemala, El Salvador y Honduras), que han efectuado contrataciones térmicas de capacidad mediana y grande.

En dichos países, la facturación a sus generadores independientes ascendió a 172 millones de dólares durante 1995. El Salvador, Guatemala y Honduras pagaron 17, 75 y 80 millones de dólares, respectivamente, cifras que representaron el 10%, el 45% y 48% de lo percibido por facturación a sus clientes. En Guatemala ese porcentaje está referido a la EEGSA. Esto implica que un porcentaje alto de los ingresos por ventas de las empresas públicas, principalmente en Guatemala y Honduras, se dedicó a la compra de electricidad al sector privado. Por otro lado, durante 1995 el costo promedio de la energía comprada a los PI superó en los tres países el costo promedio de venta al consumidor final (1.2%, 1.4% y 16.7%, respectivamente). Parece necesario efectuar urgentes correcciones a las tarifas y a los precios de compra a los PI, 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 plazos, en que las empresas públicas del sector se verán razonablemente imposibilitadas de asumir sus obligaciones contractuales, lo que conduciría a una situación aun más difícil que la actual.

En el caso de Costa Rica, la factura que el ICE paga a sus PI se mantiene en niveles bajos con respecto a las compras de energía al sector privado; sin embargo, hasta 1994 existía la percepción de que los precios pagados a los PI eran relativamente altos (el 89% de la tarifa media al usuario final).

Sobre la base de los contratos, la empresa pública puede determinar con bastante precisión los compromisos financieros adquiridos, los plazos y los calendarios de pago; el problema, en realidad, proviene del desbalance de las condiciones de la empresa como deudora y acreedora. En su posición como deudora, los compromisos con los PI son muy rígidos. El precio de la energía producida por los PI tiene un ajuste automático a las variaciones en el costo de los combustibles, al deslizamiento de la moneda local con respecto al dólar y a los efectos de la inflación. En cuanto a los plazos para efectuar los pagos, en ocasiones éstos deben hacerse por adelantado y, en el mejor de los casos, un mes después de presentada la factura por el PI. Como acreedora, la empresa pública tiene dificultades para ajustar sus tarifas, así como para facturar y cobrar eficientemente la energía vendida. Generalmente, los sistemas de fijación de precio al consumidor final ajustan las tarifas a un ritmo muy lento, y la cartera vencida y los períodos de cobro son considerables. Todo lo anterior afecta las finanzas de las empresas e incluso ha llegado a provocar situaciones de iliquidez.

Aunque en cada país existe pleno conocimiento de esta problemática, no en todos los casos se ha podido lograr una buena coordinación entre las distintas acciones que buscan reformar y reestructurar el subsector. Es por ello que se insiste en la necesidad de contar con una estrategia coherente para orientar el desarrollo del subsector durante el período de transición hacia las nuevas regulaciones.

**Cuadro 10**  
**ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACION DE**  
**LOS GENERADORES INDEPENDIENTES**

	Tipo de contrato	Tipo de central	Potencia (MW)		a/
			Operación	Construcción/ Contratado	
<b>Istmo Centroamericano</b>			<b><u>671.2</u></b>	<b><u>756.4</u></b>	
<b>Costa Rica</b>			<b><u>30.2</u></b>	<b><u>149.4</u></b>	b/
Generadores hidro (a dic.95)	BOO	Hidro	<u>26.2</u>		
Cogeneración ingenio azucarero	Cogeneración	Vapor	<u>4.0</u>		
Generadores Hidro futuros	BOO	Hidro		<u>109.4</u>	
Tilarán	BOO	Eólica		<u>20.0</u>	
Tierras morenas	BOO	Eólica		<u>20.0</u>	
<b>El Salvador</b>			<b><u>95.5</u></b>	<b><u>50.0</u></b>	
Nejapa Power, primera fase	BOO	Combustión Interna	<u>95.5</u>		
Nejapa Power, segunda fase	BOO	Combustión Interna		<u>50.0</u>	
<b>Guatemala</b>			<b><u>307.0</u></b>	<b><u>407.0</u></b>	
Río Bobos	BOO	Hidro	<u>10.0</u>		
Autoprodutores Hidro	Cogeneración	Hidro	<u>4.0</u>		
Cogeneración ingenios azucareros	Cogeneración	Vapor	<u>55.0</u>		
ENRON	BOO	Combustión Interna	<u>110.0</u>		
Cementos Progreso	Autoprodutor	Combustión Interna	<u>12.0</u>		
Tampa	BOO	Gas	<u>78.0</u>		
Stewart & Stevenson	ROM	Gas	<u>38.0</u>		
Cogeneración ingenio azucarero	Cogeneración	Vapor		<u>160.0</u>	
Hidro pequeñas	BOO	Hidro pequeñas		<u>50.0</u>	
IMSA	Cogeneración	Combustión Interna		<u>38.0</u>	
Zunil	BOO	Geotérmica		<u>24.0</u>	
San José	Cogeneración	Vapor		<u>75.0</u>	
Renace	BOO	Hidro		<u>60.0</u>	
<b>Honduras</b>			<b><u>238.5</u></b>		
EMCE	ROM	Combustión interna	<u>86.6</u>		
ELCOSA	BOO	Combustión interna	<u>80.0</u>		
CEMCO	BOO	Combustión interna	<u>22.4</u>		
Zacapa y Ampac	Autoprodutores	Hidro	<u>9.5</u>		
LUFUSSA	BOO	Gas	<u>40.0</u>		
<b>Nicaragua</b>				<b><u>150.0</u></b>	
Amfeli	BOO	Combustión Interna		<u>30.0</u>	
San Jacinto	BOT	Geotérmica		<u>120.0</u>	
Monte galán	Exploración	Geotérmica			

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: a/ No toda la capacidad contratada ha sido considerada en los planes de expansión, por estar algunos proyectos en fase de estudio. La columna de generación independiente en operación corresponde a diciembre de 1996.

b/ En Costa Rica, entraron a operar 16.5 MW eólicos en marzo de 1996, y en agosto de ese año contaba con 28 MW la generación hidroeléctrica independiente.



## COSTA RICA: PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

## RESUMEN

	Canti- dad	Capacidad contratada (kW)
Total	74	582,574
Centrales en operación	8	11,554
Proyectos contratados	13	121,360
Elegibilidad concedida	21	151,173
En estudio	31	298,487
Centrales Hidroeléctrica	64	ERR
Centrales Geotérmicas	1	19,300
Centrales c/Bagazo de café	2	9,000
Centrales Eólicas	7	ERR

Nombre del proyecto	Cla- se	Ubicación del proyecto	Capacidad con- tratada (kW)
<b>A. En operación (agosto 96)</b>			
			11,554
Eléctrica Tapezco	H	Tapez, Alfaro Ruiz	80
Coopajibáye	H	Pejibáye Turrialba	125
San Gabriel	H	Aserri, San José	200
San Rafael	H	San Rafael, Naranjo	300
Santa Rufina	H	Sarchi Norte, Valv. Verge	400
Cafío Grande	H	Veneza, San Carlos	2,245
El Angel	H	Cinchona, Alajuela	3,850
Azucarera El Viejo	B	Filadelfia, Guanac.	4,000
La Lucha	H	Desanparados, San José	384
Montezuma	H	Guanacaste	882
Platanar	H	Platanar San Carlos	15,000
Rebecal	H	San Carlos, Alajuela	50
Suerkata	H	Bara Blanca, Sarapiquí	2,700
Eólico Privado	E	Tilarán Guanacaste	16,600

Nombre del proyecto	Cla- se	Ubicación del proyecto	Capacidad con- tratada (kW)
<b>C. Con declaratoria de elegibilidad (a fines de 1996)</b>			
			151,173
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	6,000
Quebrada Azul	H	Florencia, San Carlos	250
Guácimo	H	Guácimo, Limón	7,000
Tenorio II	H	Canas, Guanacaste	3,500
Queb. Honda, Joyas	H	Paralelo, Cartago	500
La Vieja	H	San Carlos, Alajuela	3,000
Sarapiquí	H	Sarapiquí, Heredia	16,000
El Embalse	H	Ciudad Quesada, Alajuela	1,997
Florencia	H	Florencia, San Carlos	20,000
Parafina	H	Guácimo, Limón	7,500
Molinos de Viento Arenal	E	Tilarán, Guanacaste	20,000
Chuta	H	El Castillo, La Fortuna	693
Bagaces	H	Bagaces, Guanacaste	15,000
Arch. Generación	H	Sarapiquí, Heredia	19,800
Cafío Grande II	H	San Carlos, Alajuela	300

H Hidroeléctricas	1	En avanzado estado de construcción;
B Cogeneración, bagozo de café	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.

Nombre del proyecto	Cla- se	Ubicación del proyecto	Capacidad con- tratada (kW)
<b>B. Contratados (a fines de 1996)</b>			
			121,360
Taus	1 H	Jiménez, Cartago	1,950
Los Negritos	1 H	Veneza, San Carlos	50
Don Pedro	2 H	Sarapiquí, Heredia	14,000
Aguas Zarcas	2 H	San Carlos, Alajuela	13,100
Ampliación Suerkata	2 H	Bara Blanca, Sarapiquí	16,760
San Lorenzo	3 H	Alajuela	16,000
Volcán 3X	3 H	Sarapiquí, Heredia	17,000
Río Lajas	3 H	Guayabo, Turrialba	10,000
Dofia Julia	4 H	Pto. Viejo, Sarapiquí	16000
La Paz	4 H	Cinchona, Alajuela	17500

Nombre del proyecto	Cla- se	Ubicación del proyecto	Capacidad con- tratada (kW)
<b>D. Con solicitud de elegibilidad (a fines de 1996)</b>			
			298,487
Buena Vista	H	Pérez Zeledón, San José	20,000
Tule	H	Tule, 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-Aunción	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
Cafío Grande III	H	Veneza, San Carlos	1,953
Cafías 2000	E	Bagaces, Guanacaste	20,000
Suerkata	H	Bara Blanca, Sarapiquí	700
Aeroenergía	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, Cartago	1,200
Pedregoso	H	Pérez Zeledón, San José	7,000
Pejibáye	H	Jiménez, Cartago	17,000
Vientos de Energía	H	Tilarán, Guanacaste	20,000
Tenorio I	H	Canas, Guanacaste	1,000
Don Rafael	H	Sarapiquí, Heredia	15,000
La Anita	H	Orosi, Cartago	149
Don Eladio	H	Guácimo, Limón	3,975
Bagaces-Piedras	H	Bagaces, Guanacaste	14,200
La Angelita	H	Cinchona, Alajuela	1,000
Sarapiquí-Angel	H	Cinchona, Alajuela	8,000
Poas-Angel	H	Cinchona, Alajuela	3,500
Taboga	H	Cafías, Guanacaste	5,000
Río Blanco	H	Coronado, San José	10,000

Al 31 de agosto de 1996, la situación era la siguiente: El ICE reportaba 44 MW de PI en operación.

Además, se ha iniciado el proceso de adjudicación de la geotermia Miravalles III.

Cuadro 12

## GUATEMALA: PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

## A. Resumen General

	Cantidad	Capacidad contratada kW
<b>Total</b>	<b>21</b>	<b>ERR</b>
Generadores independientes existentes	4	283,200
Cogeneradores actuales	4	0
Centrales en construcción y contrato	11	ERR
Cogeneradores futuros y ampliaciones	2	143,000

## B. Resumen por tipo de generación

	Cantidad	Capacidad contratada kW
<b>Total</b>	<b>22</b>	<b>530,400</b>
Centrales Hidroeléctrica	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
<b>Total</b>				<b>ERR</b>	
<b>1. En operación</b>				<b>283,200</b>	
ENRON	BOO	D	Puerto Quetzal	100,000	1992
Stewart	ROM	TG	Escuintla	50,000	1994
EI Capullín	A	H	Escuintla	4,000	1991
INTECSA *	BOO	D	Petén	3,200	1993
Río Bobos-Fabrigás	BOOT	H	Izabal	10,000	1995
TAMPA	BOO	TG	Escuintla	78,000	1995
IMSA	A	D	Escuintla	38,000	1996
<b>2. Contratados y en Construcción (contratados por INDE)</b>				<b>150,200</b>	
Orzunil I	BOOT	G	Quezaltenango	24,000	1994
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	Suchitepequez	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
Hydro-Mopán	BOOT	H	Petén	12,000	1998
Renace S.A.	BOOT	H	Alta Verapaz	42,000	1999

## D. Programa de cogeneración en ingenios azucareros (contratados por EEGSA)

Ingenio	Ubicación	Capacidad Contratada					
		1994	1995	1996	1997	1998	1999
<b>Total capacidad contratada</b>		<b>36,000</b>	<b>50,000</b>	<b>91,000</b>	<b>129,000</b>	<b>139,000</b>	<b>159,000</b>
<b>Existentes</b>							
Concepcion	Escuinta	12,000	12,000	15,000	15,000	25,000	25,000
Magdalena	Escuinta	4,000	4,000	5,000	14,000	14,000	14,000
Pantaleón	Escuinta	12,000	15,000	15,000	15,000	35,000	35,000
Santa Ana	Escuinta	8,000	8,000	30,000	35,000	15,000	35,000
La Unión	Escuinta		8,000	6,000	30,000	30,000	30,000
Madre Tierra	Escuinta		5,000	20,000	20,000	20,000	20,000

- Notas:
1. Las capacidad contratada de los ingenios azucareros corresponde a la garantizada durante el periodo de zafra, que empieza el noviembre del año especificado y finaliza en mayo del siguiente año.
  2. No se tiene información sobre el grado de avance de los proyectos contratados por el INDE.
  3. Existe el proyecto de vender los activos de la planta termoeléctrica La Laguna (93MW), propiedad de EEGSA.

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

Gráfico 7a

# ISTMO CENTROAMERICANO: CURVAS DE CARGA DIARIAS TÍPICAS DURANTE 1995

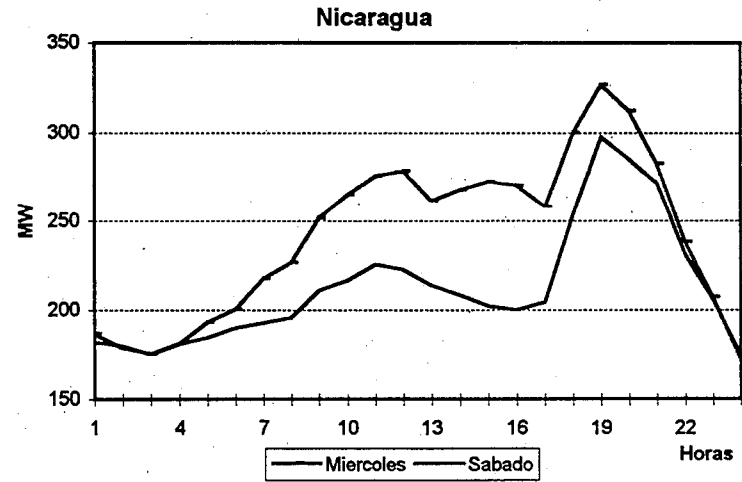
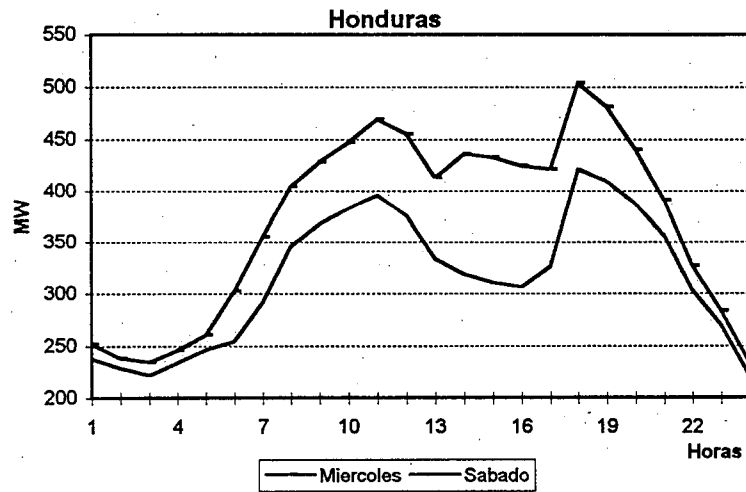
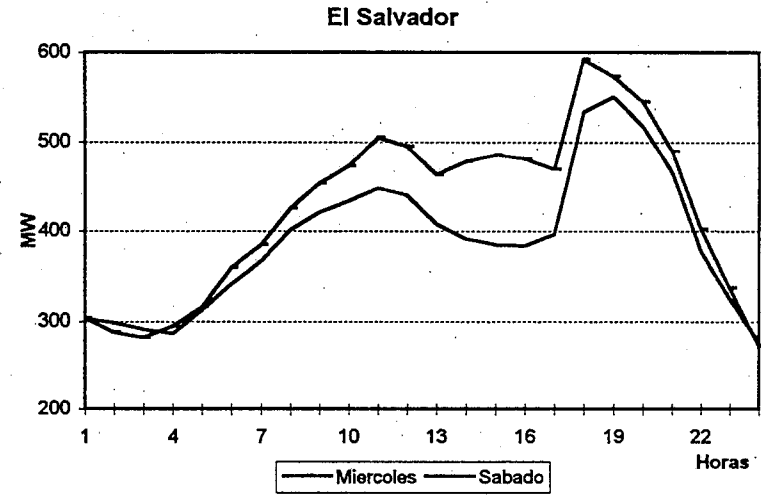
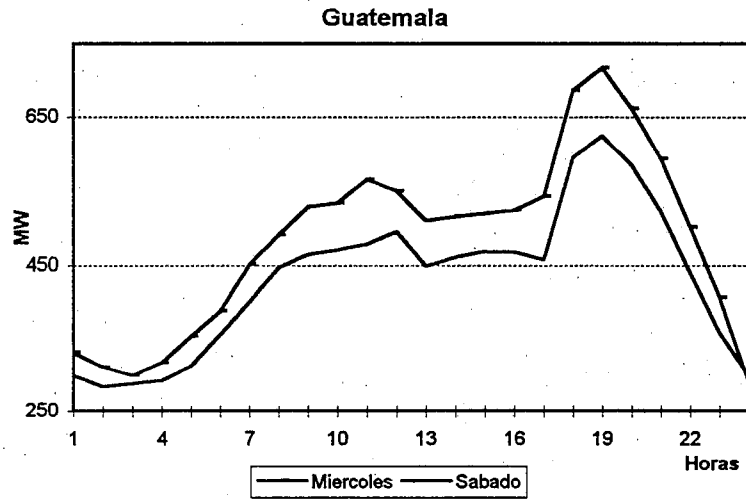


Gráfico 7b

# ISTMO CENTROAMERICANO: CURVAS DE CARGA DIARIAS TÍPICAS DURANTE 1995

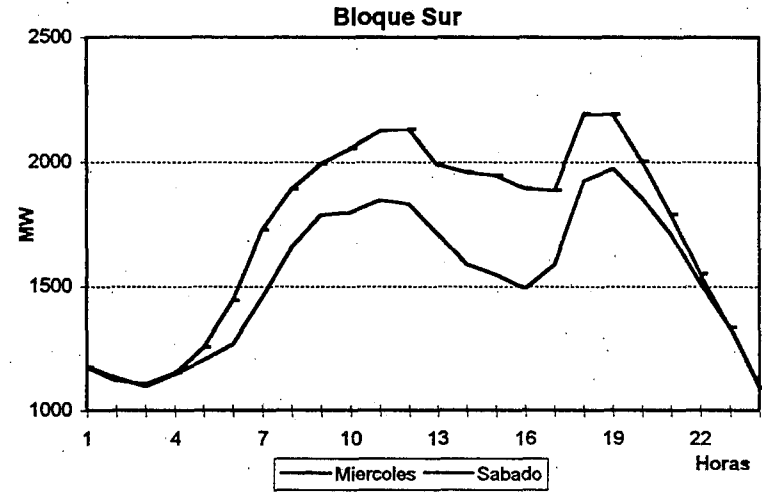
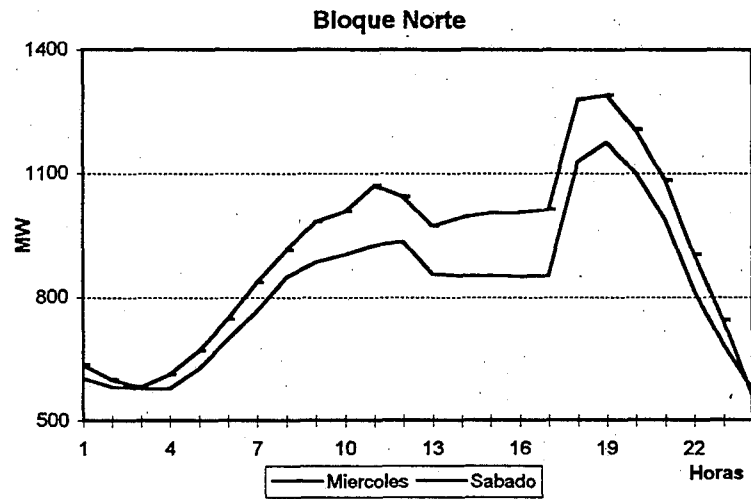
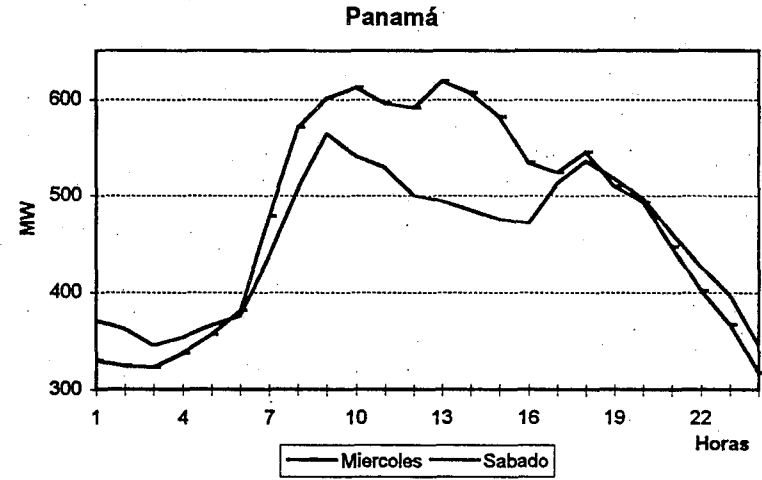
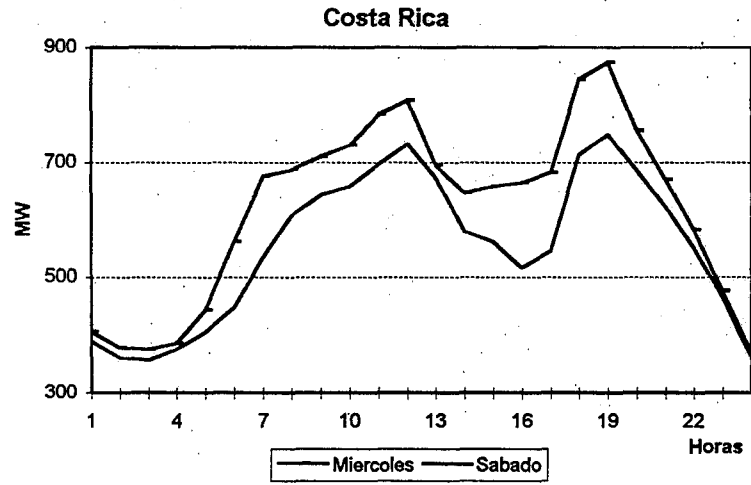
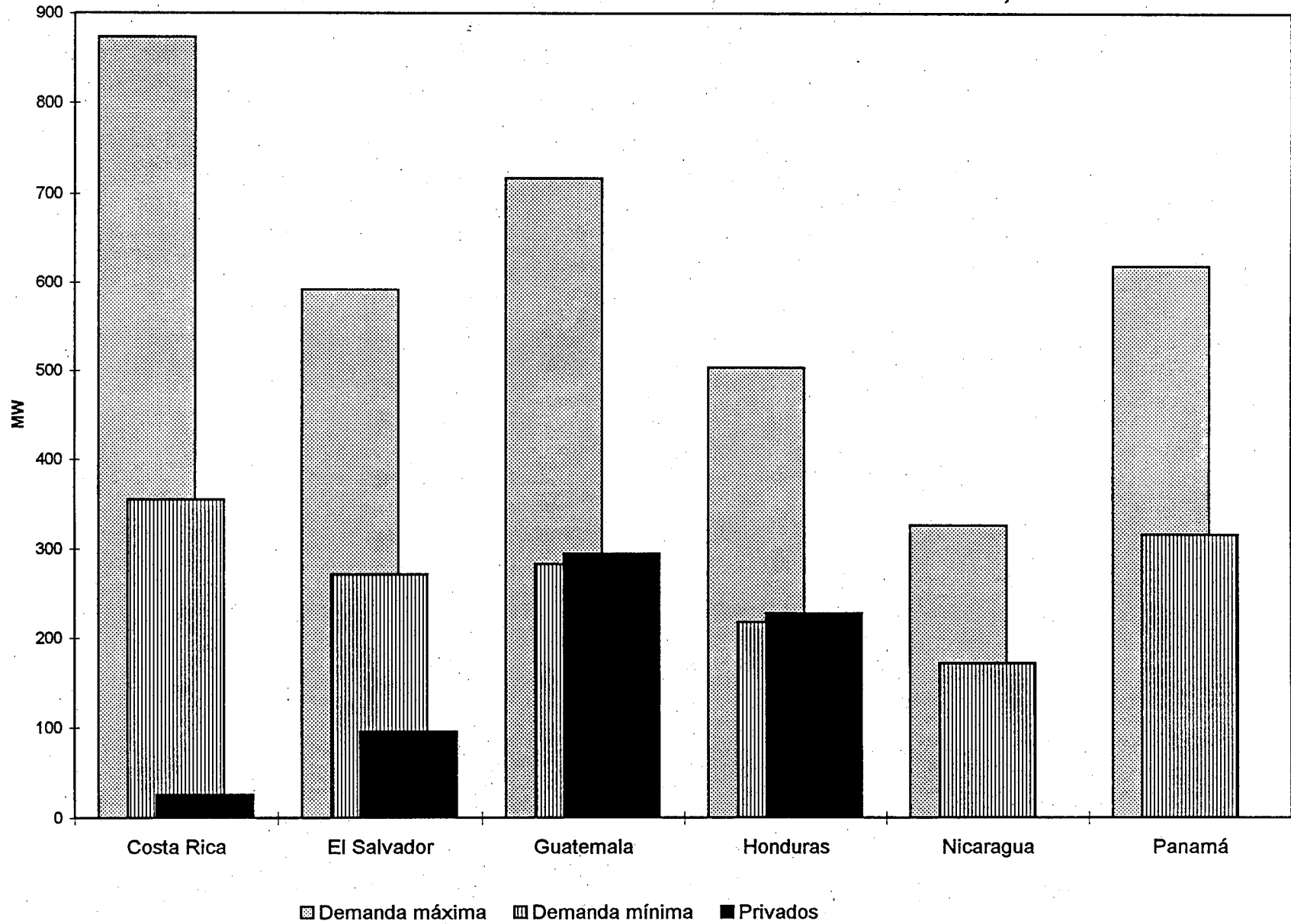


Gráfico 8

ISTMO CENTROAMERICANO: DEMANDA Y PARTICIPACION PRIVADA, 1995



Nota: La demanda mínima fue calculada con base en datos históricos de un día típico de noviembre

#### IV. EL SUMINISTRO DE ENERGIA EN EL CORTO PLAZO Y ANALISIS DE LOS PLANES DE EXPANSION

La situación del suministro de energía eléctrica de la región en el corto plazo obedece a las condiciones particulares del balance oferta-demanda de cada país y puede conocerse con bastante precisión a partir de los informes y estudios operativos que preparan las empresas eléctricas. Además de la situación actual del parque generador, las variables determinantes del corto plazo están relacionadas con acciones específicas que han iniciado las empresas (programas de mantenimiento, construcción, contratación o ampliación de nueva generación, etc.). En general, de la evolución de dichas variables puede esperarse que en los años 1997-1998 los países puedan atender sus necesidades, con pequeños riesgos de racionamiento. A partir de 1999, los planes de expansión prevén nuevos proyectos, algunos ya en marcha, y otros cuyo inicio depende de decisiones que deberán tomarse entre 1996 y 1998. A continuación se hace una evaluación de la situación de suministro en el corto plazo y de los planes de expansión de las empresas eléctricas.

##### A. El suministro en el corto plazo

##### 1. El cubrimiento de la demanda durante 1996 <sup>9/</sup>

Además de los programas de mantenimiento y la entrada de nueva generación, en el suministro del corto plazo el hecho más significativo lo constituye el valioso aporte de las precipitaciones pluviales que se registraron durante 1996, lo cual permitió a las empresas eléctricas una mayor holgura en la satisfacción de sus despachos de carga y una reducción apreciable en el consumo de combustibles. Adicionalmente, aunque en volumen pequeño, los países del Bloque Sur pudieron realizar mayores transferencias de energía por las líneas de interconexión. Aun cuando al momento de elaborar este informe solamente se contó con información parcial de los países, es posible adelantar como hechos relevantes los siguientes:

a) En su mayoría, los países no han tenido problemas para el cubrimiento de su demanda, con la excepción de Nicaragua, donde se presentan problemas para el cubrimiento de la potencia de punta.

b) En cuatro países se han dado importantes adiciones a la capacidad instalada:

i) En Guatemala se reporta la entrada en operación de un autoproducer térmico (38 MW), propiedad de una industria siderúrgica. En la zafra que inicia en noviembre de 1996 se incrementaría la capacidad instalada de los ingenios en alrededor de 50 MW. Estas centrales venden sus excedentes a la EEGSA.

---

<sup>9/</sup> Basado en informes de avance de las empresas, correspondientes en su mayoría al tercer trimestre de 1996.

ii) En el Salvador se tiene previsto un incremento de 50 MW en la capacidad instalada del generador independiente Nejapa Power para fines de 1996.

iii) En Honduras, el generador independiente EMCE concluyó en septiembre de 1996 la rehabilitación de las unidades diesel de Puerto Cortés y La Ceiba, incrementando la capacidad disponible de 62 a 78 MW.

iv) En Costa Rica, en marzo 1996 entró en operación la primera unidad de la central hidroeléctrica Toro II (33 MW), la segunda unidad de boca de pozo en la central geotérmica de Miravalles (5 MW) y la primera central eólica de la región (16.5 MW). La generación independiente se había incrementado en 25 MW, cifra que incluye el aporte eólico ya mencionado. Se espera al finalizar el año la entrada de la segunda unidad de la planta hidroeléctrica Toro II.

c) En Panamá no se han realizado adiciones durante 1996, pero las rehabilitaciones efectuadas en sus centrales y el moderado crecimiento de su demanda le han permitido cubrir sus necesidades con cierta holgura.

d) En tres países se ha reportado un crecimiento inferior al 4% en el consumo, en tanto que en los restantes se han manifestado crecimientos superiores al 5%. A continuación se mencionan los crecimientos en el consumo de energía, calculados basándose en la generación neta disponible en cada sistema: Costa Rica (2.9%), El Salvador (3.5%), Guatemala (8.8%), Honduras (5.5%), Nicaragua (6%) y Panamá (2.5%).

e) En cuanto a las transacciones de energía a través de las interconexiones, las evaluaciones realizadas por las respectivas empresas indican interesantes ahorros al coordinar la operación de las centrales hidroeléctricas; sin embargo, persisten grandes obstáculos para poner en práctica esas recomendaciones.

f) En el Bloque Norte, la decisión de poner en práctica la coordinación operativa de los embalses de CEL e INDE requiere un mayor uso de combustibles en los meses secos, ya que se obtienen los beneficios luego de cerrar un ciclo de operación (12 meses). Se discute actualmente la forma de financiar ese sobreconsumo inicial de combustibles.

g) En el caso del Bloque Sur se han hecho algunas evaluaciones de operación coordinada, pero los resultados todavía no son aceptados por las empresas. Aun cuando en 1996, los márgenes de reserva registrados en varios países han favorecido la disposición para exportar excedentes de energía (sobre todo en Panamá y Honduras), lamentablemente sólo se ha concretado un volumen limitado de transferencias. Los obstáculos inmediatos que se han encontrado son el alto costo de la energía —fijados sin estudios previos de operación coordinada—, así como el también elevado costo del peaje que cobra uno de los países interconectados del Bloque Sur. Además, persisten los obstáculos mencionados en el capítulo I, relacionados con la limitada autonomía de la

gestión presupuestaria de las empresas y la ausencia de mecanismos ágiles para el pago de las transacciones. 10/

## 2. El cubrimiento de la demanda durante 1997 y 1998

En general, no se vislumbran problemas para el cubrimiento de la demanda de potencia y energía para los años 1997 y 1998, siempre bajo el supuesto del inicio de los nuevos proyectos de generación contemplados en los planes de expansión y el cumplimiento de los programas de mantenimiento. Aun así, los sistemas siguen siendo frágiles, por lo cual no puede descartarse la posibilidad de problemas de suministro, ante indisponibilidades no programadas de las centrales mayores. Merecen destacarse, entre ellos, los siguientes:

a) En el caso de Guatemala, el crecimiento de la demanda sería servido gracias a la entrada de varios proyectos de generación independiente, principalmente cogeneradores. Atrasos en la entrada de dichos proyectos podrían repercutir en racionamientos. Las evaluaciones realizadas muestran mayores riesgos durante el verano de 1998.

b) En el caso de Nicaragua, continuarán presentándose riesgos de racionamiento durante 1997 y 1998. Esa situación se verá afectada por el retraso en la entrada del primer generador independiente y la consecuente postergación de mantenimientos mayores en las plantas Nicaragua y Centroamérica.

Los gráficos 9 y 10 muestran la composición del despacho a nivel regional y los volúmenes de combustible utilizados. El año de 1996 se ha ajustado de acuerdo con los reportes de las empresas, en tanto que los años 1997 y 1998 se han calculado con las proyecciones de demanda realizadas por las empresas a principios de 1996.

## B. El suministro en el mediano y largo plazo

A continuación se presentan los planes de expansión de la generación y sus aspectos más importantes. Dichos planes corresponden a las actualizaciones realizadas por las empresas públicas de electricidad para los estudios complementarios del proyecto SIEPAC. 11/

### 1. Proyecciones de la demanda

El cuadro 13 muestra las proyecciones de demanda estimadas para cada uno de los países de la región. A este respecto se puede comentar lo siguiente:

10/ Véase CEPAL, *Mecanismos de pago en la interconexión eléctrica de América Central: Obstáculos y propuestas de superación* (INT.41), 3 de abril de 1996.

11/ Ayuda de memoria, Taller Expansión de la Generación Centroamericana, San José, Costa Rica, mayo de 1996.



a) Los pronósticos de la demanda de energía revelan una tasa de crecimiento promedio, para el período 1996-2005, que varía entre un 5.1% (Panamá) y un 6.7% (El Salvador). El promedio de la región es de 5.8%. Estos índices son inferiores a los presentados en la región durante el quinquenio 1991-1995; pese a ello, no indican necesariamente una posición conservadora de los países, sino que más bien tienen congruencia con los escenarios de desarrollo probables expresados en los planes económicos nacionales. Por otra parte, debe recordarse que en los altos índices de crecimiento registrados en el quinquenio 1991-1995 también incidió la recuperación de una capacidad ociosa en el sector industrial y de la demanda insatisfecha.

b) En promedio, se esperan incrementos anuales de 1,570 GWh (650 GWh para el Bloque Norte y 920 GWh para el Bloque Sur), que representarán en potencia 300 MW (120 MW para el Bloque Norte y 180 MW para el Bloque Sur).

c) Los países del Bloque Norte (El Salvador y Guatemala) presentan una tasa promedio de crecimiento más alta (7%), reflejando la reactivación económica a raíz de la pacificación que se espera en dichos países. Por otra parte, para el Bloque Sur se prevé que la demanda crecerá a una tasa promedio de 5.4% anual.

d) En la mayoría de los países se contemplan mejoramientos en el factor de carga, mediante programas de uso eficiente de energía.

## 2. Programas de equipamiento

Para el período 1996-2005, los programas de equipamiento y rehabilitación de plantas generadoras de los países se resumen en el cuadro 14. En dicho período se observan adiciones por un total de 3,775 MW, 1,700 MW (45%) de los cuales son centrales térmicas, 1,611 MW (43%) hidroeléctricas, 424 MW (11%) geotérmicas y 40 MW (1%) eólicas. El incremento de la capacidad es equivalente a 378 MW/año. Al respecto, es preciso formular los siguientes comentarios:

a) Las adiciones térmicas sumarán 895 MW en el quinquenio 1996-2000 y 805 MW en el quinquenio 2001-2005. Con excepción de El Salvador, que propone construir una carboeléctrica grande (2x150 MW) cuya primera fase entraría en operación en el año 2001, los demás países únicamente contemplan turbinas de gas (generalmente aeroderivativas, alternando ciclos combinados en algunos casos) y unidades diesel de media velocidad. Seguirá siendo importante la participación de este tipo de plantas, aun cuando debe considerarse el retiro de centrales por 389 MW, en su mayor parte termoeléctricas.

b) No obstante que los planes incluyen un alto porcentaje de centrales hidroeléctricas y geotérmicas (2,035 MW, equivalente al 54% de las adiciones), el inicio de operaciones en la mayoría de dichas centrales está programado para el quinquenio 2001-2005, dado el bajo nivel de los estudios de preinversión y las dificultades para la consecución de los financiamientos correspondientes.

c) En los planes de expansión de la generación los países han identificado proyectos a desarrollar con participación privada, por un total de 441 MW, complementados con 165 MW de cogeneradores.

d) La participación de la energía geotérmica se ha reducido con respecto a los planes anteriores. Los 424 MW geotérmicos contemplados en los planes están repartidos entre Costa Rica (148 MW, 35% de las adiciones geotérmicas del Istmo Centroamericano), Nicaragua (133 MW, 31%), El Salvador (89 MW, 21%) y Guatemala (54 MW, 13%).

e) Por países, las mayores ampliaciones se encuentran en Costa Rica (754 MW), seguido en orden decreciente por El Salvador (663 MW), Panamá (607 MW), Guatemala (566 MW), Honduras (402 MW) y Nicaragua (394 MW).

f) Es interesante notar que ya aparecen 40 MW eólicos en Costa Rica. En los demás países se han hecho algunas evaluaciones de este recurso, y existen varias ofertas de inversionistas privados, aunque todavía no se ha concretado ningún proyecto.

### 3. Debilidades de los planes de expansión

Las empresas públicas de electricidad han continuado elaborando los respectivos planes de equipamiento de la generación, los cuales consideran que una parte de la nueva generación se llevará a cabo con la participación de inversionistas privados. Para lo anterior se ha venido planteando un cambio en el enfoque del planeamiento del subsector, de tal forma que ahora se habla de planes de referencia, cuyo objetivo es orientar y racionalizar el esfuerzo de las empresas públicas y privadas, así como de los nuevos inversionistas, hacia la satisfacción de las necesidades de la población.

A diferencia de los criterios anteriormente aplicados en la planificación del subsector eléctrico, los planes indicativos no son ni impositivos ni obligatorios. Una de las tareas del ente a cargo de su elaboración, hasta ahora las empresas eléctricas, consiste en su supervisión y revisión constante, de forma de garantizar la rápida readecuación a los diferentes cambios que ocurren en los países. El objetivo básico de la planificación indicativa continúa siendo el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos y la utilización de los energéticos más eficientes desde los puntos de vista técnico y económico. Sin embargo, al haber un mayor número de agentes, cobrará primordial importancia el establecimiento de un sistema sólido de información, así como la consistencia y coherencia de las estrategias para impulsar los planes indicativos.

Por lo anterior, es necesario llevar un control acucioso sobre el cumplimiento de los planes de referencia y los efectos que las desviaciones tendrían sobre la eficiencia productiva de la industria eléctrica a largo plazo. Un examen de los planes de expansión de los países permite hacer las siguientes observaciones:

a) Son escasas las nuevas iniciativas por parte de las empresas eléctricas. Quizás los proyectos de mayor relevancia sean los relacionados con centrales geotérmicas: Miravalles III, en Costa Rica; las obras de estabilización de la central geotérmica Ahuachapán, en El Salvador, que con financiamiento del BID iniciará la CEL a fines de 1996, y los nuevos pozos para recuperar la producción de la central Patricio Argüello, que ha venido ejecutando la ENEL en Nicaragua.

b) Pueden detectarse inminentes atrasos en obras de mayor envergadura, que debían iniciarse entre 1996 y 1997 (por ejemplo, las centrales hidroeléctricas de Angostura y Estí, en

Costa Rica y Panamá, respectivamente). También parecen ajustados los plazos para la central carboeléctrica propuesta en El Salvador (primera fase de 150 MW en el 2001); sobre todo por el tiempo que requerirá su estudio de factibilidad, así como la consecución de financiamientos.

c) La mayor parte de los nuevos emprendimientos que se desarrollarán en los próximos años corresponde a generación independiente. En algunos casos parece no haber suficiente certeza sobre el grado de avance de esos proyectos, cuyos posibles retrasos también tendrán efectos negativos.

d) Se sigue careciendo de estudios de factibilidad, lo cual seguirá representando un obstáculo para impulsar los proyectos recomendados en los planes de referencia. Por otra parte, no debe olvidarse que únicamente disponiendo de evaluaciones de factibilidad se podrán cuantificar adecuadamente los costos y riesgos de los proyectos, así como proponer los esquemas más adecuados para la participación de inversionistas privados.

e) En el ámbito de los proyectos regionales, aunque se han hecho algunos avances, todavía no existe compromiso para que los países empiecen a considerar estos proyectos dentro de sus estrategias de desarrollo del mediano plazo. Actualmente se realizan evaluaciones de factibilidad para la hidroeléctrica binacional El Tigre (entre El Salvador y Honduras) y para una central termoeléctrica de alcance regional.

De las evidencias anteriores se desprenden considerables incertidumbres en las estrategias para el cubrimiento de la demanda eléctrica en los próximos años, sin descartar la aparición de nuevas crisis de suministro y la necesaria recurrencia a contrataciones de urgencia de generación independiente. En ausencia de los mecanismos para la regulación de los mercados eléctricos, serán las empresas públicas las que seguirán aportando todas las garantías para hacer viables dichas contrataciones. En conclusión, las posibilidades para orientar racionalmente el desarrollo de la industria eléctrica están en función del avance y aplicación de los procesos de reforma.

#### 4. Las inversiones en el subsector eléctrico

El cuadro 15 muestra un resumen de las inversiones estimadas en las principales componentes del subsector para el período 1996-2005. La información fue obtenida de los planes de expansión de las empresas.

De acuerdo con esa información, en el período 1996-2005 se requerirá una inversión de 7,557 millones de dólares (756 millones de dólares anuales). No obstante, debe observarse que dicho monto será superior, dado que en varios países algunos proyectos se han subestimado y no se han incluido las inversiones para proyectos que se inician en la presente década, ni algunos estudios de preinversión, los cuales son significativamente cuantiosos, especialmente en el caso de la geotermia y de los proyectos hidroeléctricos. Tampoco se ha contemplado el financiamiento del proyecto SIEPAC. La inclusión de estas inversiones incrementaría los requerimientos del subsector, especialmente en el rubro de la generación.

Ahora bien, en términos generales se nota la reducción de los montos totales de inversión, comparados con los valores estimados al inicio de los noventa. Ello se debe a que los países han ido replanteando sus programas de expansión de la generación, posponiendo por las razones anteriormente expuestas el desarrollo de medianas y grandes hidroeléctricas, las cuales requieren de una gran inversión.

El rubro de la generación es mayoritario, ya que representa el 74% de las inversiones del subsector, en tanto que la transmisión y distribución participan con el 15 y el 11%, respectivamente. Al hacer las revisiones de las cifras a nivel de países, pareciera que en varios de ellos dichas cifras han sido subestimadas y no son acordes con las necesidades que plantean los bajos índices de electrificación y los altos niveles de pérdidas.

#### **5. Consumo futuro de derivados de petróleo para la producción de energía eléctrica**

Se prevé que el consumo de hidrocarburos para producir electricidad será, en el quinquenio 1996-2000, de 14.2 millones de barriles promedio anual (véase el cuadro 16). Esta previsión supone una eficiencia mayor que la registrada en los años recientes; en su defecto, estos volúmenes de hidrocarburos podrían ser superiores, aumentando así la factura petrolera. El consumo de derivados de hidrocarburos en la generación eléctrica en 1995 equivale al 21% del total del consumo interno.

Aun con el crecimiento esperado en los consumos de combustibles, los planes de referencia consideran un incremento de la participación de la generación a base de recursos autóctonos (hidroeléctricos y geotérmicos, principalmente), con lo cual el índice de autosuficiencia se estaría incrementando, de 65% observado en 1995 a 68 y 75% en los años 2000 y 2005, respectivamente (véanse el cuadro 17 y los gráficos 11 y 12).

Considerando el incremento en el uso de hidrocarburos, se puede resaltar la importancia de que las empresas eléctricas públicas y los productores independientes adquieran sus combustibles en las condiciones más competitivas, como la importación directa en algunos casos. También sería importante reflexionar sobre la diversificación de combustibles, incluyendo proyectos de carbón y posibles gasoductos, para lo cual es importante iniciar estudios al respecto.

Cuadro 13

**ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA  
ESCENARIO BASE**

	COSTA RICA			EL SALVADOR			GUATEMALA			HONDURAS			NICARAGUA			PANAMA		
	(GWh)	(MW)	(%)	(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	263	69.5	2,799	484	68.9
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	2,948	489	68.8
1992	4,079	763	61.0	2,369	476	58.8	2,712	538	57.5	2,320	433	61.2	1,462	286	58.4	3,048	518	67.2
1993	4,384	814	61.5	2,797	530	60.3	2,951	579	58.2	2,539	447	64.7	1,491	296	57.5	3,204	541	67.6
1994	4,683	858	62.3	3,064	566	61.8	3,237	624	59.2	2,307	453	68.1	1,528	312	55.9	3,399	592	65.5
1995	4,851	873	63.4	3,236	592	62.4	3,515	717	56.0	2,714	504	61.5	1,604	327	58.0	3,607	610	66.5
1996	5,156	941	62.5	3,498	644	62.0	3,782	757	57.0	2,989	548	61.8	1,777	336	60.4	3,844	653	67.2
1997	5,426	989	62.6	3,724	685	62.1	4,027	802	57.3	3,150	587	63.4	1,876	354	60.5	4,043	686	67.3
1998	5,713	1,040	62.7	4,135	768	62.3	4,281	849	57.6	3,283	597	63.0	1,988	374	60.7	4,266	722	67.3
1999	6,007	1,092	62.8	4,363	802	62.4	4,583	905	57.8	3,497	634	63.0	2,112	397	60.7	4,471	759	67.2
2000	6,316	1,147	62.9	4,646	847	62.6	4,909	966	58.0	3,707	671	63.1	2,248	421	61.0	4,695	798	67.2
2001	6,656	1,207	62.9	4,929	898	62.8	5,285	1,031	58.3	3,910	709	63.0	2,375	444	61.1	4,922	836	67.2
2002	7,010	1,270	63.0	5,245	952	62.9	5,646	1,102	58.5	4,129	748	63.0	2,512	488	61.3	5,132	873	67.1
2003	7,383	1,336	63.1	5,573	1,012	62.9	6,056	1,178	58.7	4,361	788	63.2	2,660	494	61.5	5,357	912	67.1
2004	7,775	1,407	63.1	5,907	1,071	63.0	6,512	1,282	58.9	4,607	830	63.4	2,819	523	61.5	5,642	961	67.0
2005	8,173	1,477	63.2	6,235	1,130	63.0	7,023	1,358	59.1	4,855	873	63.5	2,992	553	61.8	5,948	1,014	67.0

## Tasas de Crecimiento

1990-2005	5.4	5.3	7.3	7.0	7.7	7.6	6.3	6.3	5.6	5.4	5.2	5.4
1990-2000	5.5	5.3	7.9	7.5	7.8	7.9	6.7	6.7	6.5	6.2	5.3	5.6
1990-1995	5.6	5.1	8.4	7.5	8.7	9.7	6.9	7.5	4.0	5.3	5.2	5.9
1995-2000	5.4	5.6	7.5	7.4	6.9	6.1	6.4	5.9	7.0	5.2	5.4	6.2
2000-2005	5.3	5.2	6.1	5.9	7.4	7.0	5.5	5.4	5.9	5.6	4.8	4.9
1995-2005	5.4	5.4	6.8	6.7	7.2	6.6	6.0	5.6	6.4	5.4	5.1	5.1

	BLOQUE NORTE			BLOQUE SUR			ISTMO CENTROAMERICANO		
	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b
1990	4,483	864	815	9,754	1,750	1,652	14,237	2,614	2,467
1991	4,660	943	890	10,252	1,855	1,751	14,912	2,798	2,641
1992	5,081	1,014	957	10,908	2,000	1,888	15,989	3,014	2,844
1993	5,749	1,109	1,047	11,613	2,098	1,980	17,361	3,207	3,027
1994	6,301	1,190	1,123	11,917	2,215	2,090	18,217	3,405	3,213
1995	6,761	1,309	1,235	12,776	2,323	2,192	19,527	3,632	3,428
1996	7,280	1,401	1,322	13,746	2,478	2,339	21,026	3,879	3,661
1997	7,751	1,487	1,403	14,494	2,598	2,450	22,245	4,083	3,853
1998	8,416	1,607	1,517	15,250	2,733	2,579	23,666	4,340	4,096
1999	8,966	1,707	1,611	16,087	2,882	2,720	25,053	4,589	4,331
2000	9,555	1,813	1,711	16,966	3,037	2,866	26,521	4,850	4,577
2001	10,194	1,927	1,819	17,892	3,196	3,016	28,056	5,123	4,835
2002	10,891	2,054	1,938	18,783	3,359	3,170	29,674	5,413	5,109
2003	11,629	2,190	2,067	19,761	3,530	3,331	31,390	5,720	5,398
2004	12,419	2,339	2,202	20,643	3,721	3,512	33,262	6,054	5,713
2005	13,258	2,486	2,346	21,668	3,917	3,697	35,226	6,403	6,043

## Tasas de Crecimiento

1990-2005	7.5	7.3	7.3	5.6	5.5	5.5	6.2	6.2	6.2
1990-2000	7.9	7.7	7.7	6.7	6.7	6.7	6.4	6.4	6.4
1990-1995	8.5	8.7	8.7	5.5	5.8	5.8	6.5	6.8	6.8
1995-2000	7.2	6.7	6.7	5.8	5.5	5.5	6.3	6.0	6.0
2000-2005	6.8	6.5	6.5	5.3	5.2	5.2	5.8	5.7	5.7
1995-2005	7.0	6.6	6.6	5.6	5.4	5.4	6.1	6.8	6.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de proyecciones de demanda utilizadas en los planes de expansión de las empresas eléctricas.

Notas: Las demandas de 1990 a 1995 corresponden a datos históricos.

Las proyecciones de Guatemala, El Salvador y Honduras fueron revisadas por CEPAL. Para El Salvador y Honduras se tomaron los pronósticos de demanda para el corto plazo proporcionados por el área operativa de los países; y a partir de estos, se ajustaron los pronósticos para el largo plazo.

a/ Demanda máxima no coincidente

b/ Demanda máxima coincidente

Relación: 2167.9/2318.3

Cuadro 14

## ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LOS PLANES DE EXPANSION DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS

	Total	Costa Rica	MW	El Salvador	MW	Guatemala	MW	Honduras	MW	Nicaragua	MW	Panamá	MW
1996	375		160		112		88		0		5		0
		D. Guilerrez H	21	Ampl. Nejapa Power D	47	Cogenerador III VB	60			Managua V	5		
		Agua Zarca H	13.1										
		Eólica priv. Tilarán E	20										
		Toro I y II H	78	Establ. Ahuachapan G	7	MSA D	38						
		Boca de pozo G	10	Acajutla 1,2 (rehabilit) V	58	Hidráulico Priv. H	10						
		Priv. hidro varias H	17.9										
1997	194		15		38		54		0		49		40
		Priv. San Lorenzo H	15	Berlin G	28	Zunil G	24			P Arguello I G	14	T gas	TG 40
				Establ. Ahuachapan G	10	Cogenerador IV VB	20			Estrada II TG	35		
						Hidráulico Priv. H	10						
1998	598		118		46		185		24		29		168
		Privada H	41	Berlin II G	28	Cogenerador V VB	90	Unidad MSD D	24	P Arguello II G	14	Ciclo Combinad CC	188
		Miravalles II G	55	Establ. Ahuachapan G	20	San José V	75			Privadoe D	30		
		Tejona E	20							Managua 2 V	-15		
1999	238		38.6		85		20		36		40		38
		Térmicas antiguas D	-62	Exp. Carron Grande H	65	Hidráulico Priv. Internex H	20	Unidad MSD D	36	Cogeneración VB	6	Esti I H	38
		Miravalles III G	27.5							T. gas TG	35		
		T. gas TG	61										
2000	357		177		120		-28		24		24		40
		Angostura H	177	Exp. 5 de Noviembre H	120	Calderas 1 G	16	Unidad MSD D	24	Tizate I G	24	T. G aeroderiv. TG	40
						Calderas 2 G	16						
						Hidráulico Priv. H	70						
						Ciclo combinado CC	-28						
						Escuin. gas 1,2,3 TG	-60						
						Escuint. vapor 2 V	-40						
1996-2000	1899		504.6		379		309		84		147		278
Hidro	696		363		185		110		0		0		38
Geotér.	288		92.5		89		54		0		62		0
Térmo	871		61		105		273		84		110		238
Otros	40		40		0		0		0		0		0
Retiro	-195		-52		0		-128		0		-15		0
2001	428		36		143		182		-14.8		24		88
		Ciclo combinado CC	36	Búnker (predispuesta a carbon) VB	143	Santa María II H	90	Unidad MSD D	66.1	Tizate II G	24	Esti II H	88
						El Palmar H	23	Bermejo y Santa Fe D	-31				
						Oregano H	69	Puerta y Miraflores TG	-39				
2002	188		30		0		0		100.5		50		38
		Ciclo combinado CC	30		0		0	Turbina de gas TG	100.5	Larreynaga H	17	Gualaca H	38
										La Sirena H	33		
2003	283		128		0		0		78.6		35		40
		Pirris H	128		0		0	Cangrejal H	78.6	Hoyo I G	35	T G aeroderiv. 2 TG	40
2004	570		55		141		135		16.1		58		165
		Tenorio G	55	Carbón No. 1 VC	141	Serchil H	135	Unidad MSD D	16.1	Hoyo II G	35	Baru H	165
										Hoyo III G	35		
										G. Pomares TG	-12		
2005	188		0		0		-30		197.5		80		0
			0		0		-30	Escuintla gas TG	-30	Unidad MSD D	120	El Carmen H	80
								Turbina de gas TG	99.5				
								P. Cortés y Celba D	-82				
2001-2005	1887		249		284		257		316.8		247		331
Hidro	915		128		0		287		79.6		130		291
Geot.	184		55		0		0		0		129		0
Térmo	781		68		284		0		391.2		0		40
Otros	0		0		0		0		0		0		0
Retiro	-194		0		0		-30		-162		-12		0
TOTAL	3388		753.5		863		586		402.8		394		607
Hidro	1811		491		185		397		79.6		130		329
Geot.	472		147.5		89		64		0		181		0
Térmo	1652		127		389		273		475.2		110		278
Otros	40		40		0		0		0		0		0
Retiro	-389		-52		0		-158		-152		-27		0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: H: hidroeléctricas; G: geotérmicas; V: vapor búnker; VC: vapor carbón; D: diesel; TG: turbinas de gas; E: eólicas; VB: vapor usando búnker y bagazo de caña; CC: ciclo combinado

Todos los planes corresponden a los vigentes en las empresas al mes de julio de 1998.

Cuadro 15

**ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACIONES DE INVERSIONES  
EN EL SUBSECTOR ELECTRICO PARA EL PERIODO 1996-2005**

(Millones de dólares actuales)

País	Total	Generación	Transmisión	Distribución
		7,757	5,616	1,102
Costa Rica	1,658	1,125	373	160
El Salvador	1,160	844	82	234
Guatemala	1,652	1,238	265	149
Honduras	1,074	711	223	140
Nicaragua	864	781	41	42
Panamá	1,149	917	118	114 */

\*/ Valor estimado, equivalente al 10% de las inversiones totales.

Cuadro 16

**ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DEL CONSUMO  
DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA**

**Miles de barriles**

	Istmo	Bloque norte	Bloque sur				
1995	13,516	5,756	7,760				
1996	12,523	6,055	6,468				
1997	14,212	6,441	7,771				
1998	15,674	7,028	8,646				
1999	16,843	7,454	9,389				
2000	17,320	7,792	9,528				
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	
1995	1,674	3,100	2,656	1,885	1,903	2,298	
1996	816	2,875	3,180	905	1,900	2,847	
1997	460	3,218	3,223	1,789	1,886	3,636	
1998	371	3,511	3,517	2,149	1,752	4,374	
1999	596	3,584	3,870	2,484	1,855	4,454	
2000	16	4,106	3,686	2,829	1,802	4,881	

Fuente: año 1995, de acuerdo a reportes de las empresas públicas de electricidad; año 1996, estimación de CEPAL en base a reportes de avance de las empresas, y años 1997 al 2000, en base a estudios del Grupo de Trabajo de Planeamiento Operativo del CEAC y al estudio: CEPAL, Operación Coordinada de los Sistema Eléctricos del Istmo Centroamericano, INT.45, 13 de mayo de 1996.



Cuadro 17

## ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LA AUTOSUFICIENCIA ELECTRICA

	Oferta Hidro+Geo (GWh) 1/	Demanda de energía (GWh)	Porcen- tajes %	Oferta Hidro+Geo (GWh) 1/	Demanda de energía (GWh)	Porcen- tajes %	Oferta Hidro+Geo (GWh) 1/	Demanda de energía (GWh)	Porcen- tajes %
	<b>1980</b>			<b>1985</b>			<b>1990</b>		
<b>Total</b>	<b>6,023</b>	<b>8,467</b>	<b>71.1</b>	<b>8,743</b>	<b>10,562</b>	<b>82.8</b>	<b>12,913</b>	<b>14,175</b>	<b>91.1</b>
Costa Rica	2,098	2,123	98.8	2,758	2,762	99.8	3,497	3,543	98.7
El Salvador	1,409	1,428	98.7	1,545	1,651	93.6	2,026	2,164	93.6
Guatemala	278	1,391	20.0	675	1,493	45.2	2,141	2,318	92.3
Honduras	782	854	91.6	1,307	1,346	97.1	2,279	2,274	100.2
Nicaragua	497	927	53.7	539	932	57.9	765	1,251	61.2
Panamá	960	1,744	55.0	1,919	2,378	80.7	2,206	2,625	84.0
	<b>1995</b>			<b>2000</b>			<b>2005</b>		
<b>Total</b>	<b>12,627</b>	<b>19,391</b>	<b>65.1</b>	<b>17,875</b>	<b>26,295</b>	<b>68.0</b>	<b>26,380</b>	<b>35,018</b>	<b>75.3</b>
Costa Rica	4,083	4,826	84.6	7,058	6,327	111.6	9,258	8,123	114.0
El Salvador	1,875	3,271	57.3	2,135	4,226	50.5	2,461	5,928	41.5
Guatemala	1,905	3,480	54.7	2,466	4,810	51.3	4,114	6,501	63.3
Honduras	1,675	2,733	61.3	2,012	3,707	54.3	3,134	4,824	65.0
Nicaragua	679	1,618	42.0	1,643	2,757	59.6	3,117	3,915	79.6
Panamá	2,410	3,463	69.6	2,561	4,468	57.3	4,296	5,727	75.0

1/ Para 1980, 1985, 1990 y 1995 corresponde a la generación hidro más geotérmica despachada. Para 2000 y 2005 la oferta energía hidroeléctrica se calcula en base a un año hidrológico promedio.

Gráfico 11

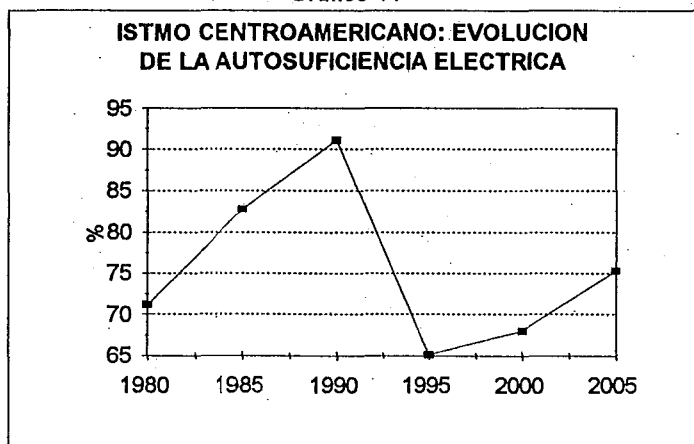


Gráfico 12

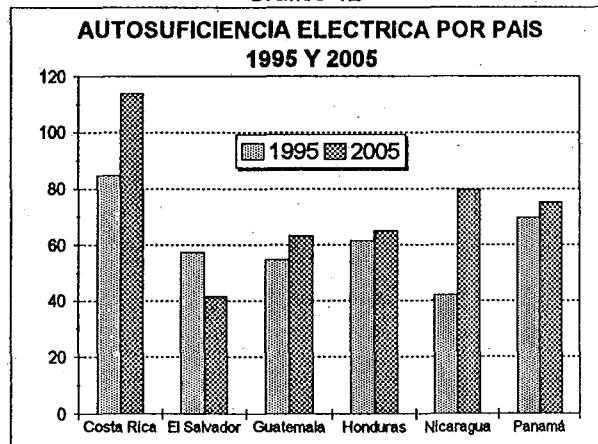


Gráfico 9  
**ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DEL DESPACHO DE ENERGIA PARA EL PERIODO 1996-1998**

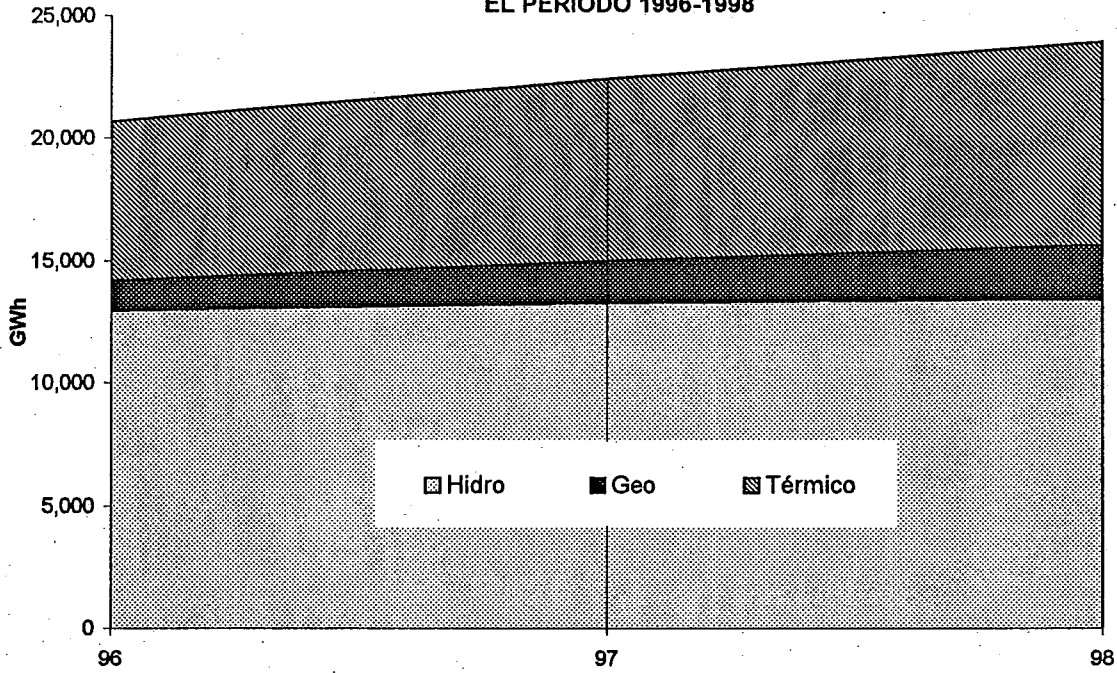
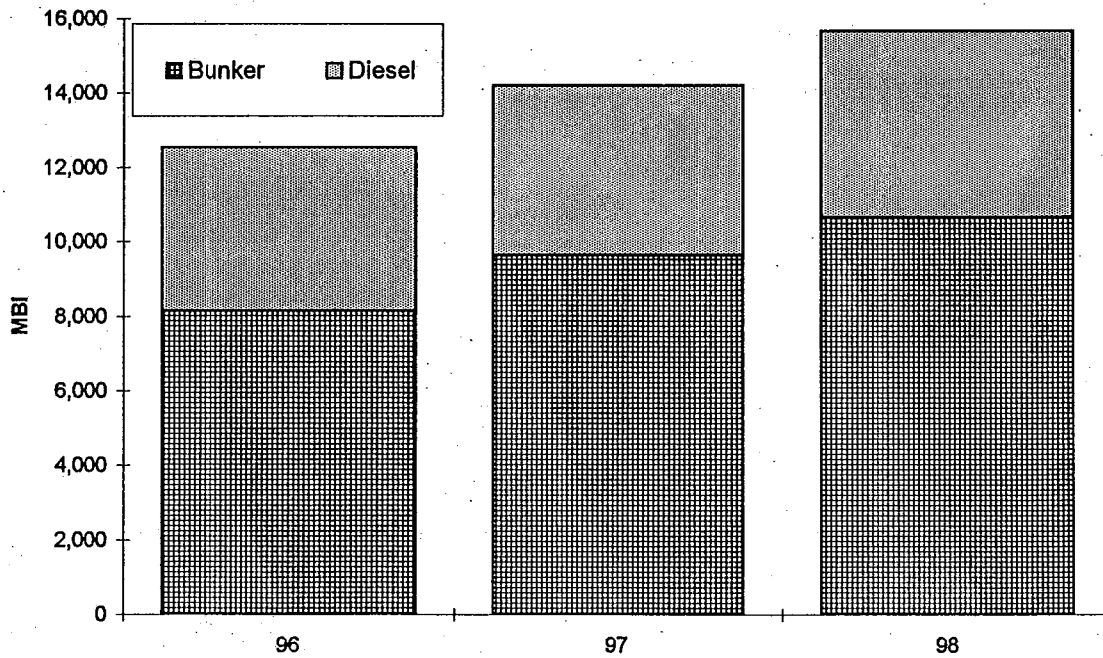


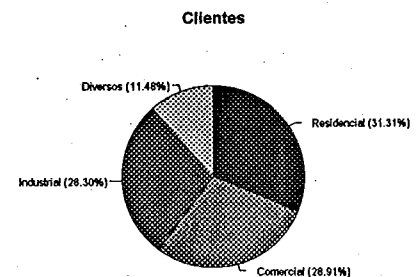
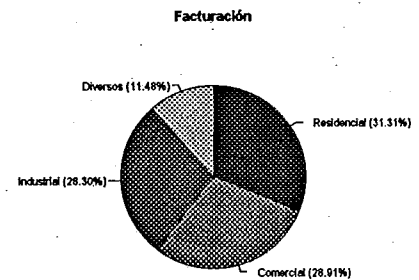
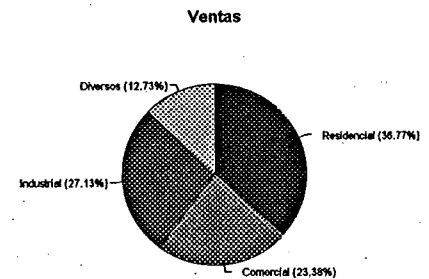
Gráfico 10  
**ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO ESTIMADO DE COMBUSTIBLES PARA EL PERIODO 1996-1998**



Recuadro 2

## Istmo Centroamericano: Clientes, ventas y facturación por sectores de consumo durante 1995

	Ventas (GWh)	Facturación (millones de dólares)	Clientes (miles de)	Costo promedio (dols/kWh)
<b>TOTALES</b>	16,176.2	1,331.5	4,573.7	0.082
Residencial	5,947.3	416.9	3,435.0	0.070
Comercial	3,781.8	384.9	567.2	0.102
Industrial	4,387.8	376.8	258.9	0.086
Diversos	2,059.3	152.9	312.6	0.074
<b>Costa Rica</b>	4,342.4	292.2	851.3	0.067
Residencial	1,965.0	99.1	749.2	0.050
Comercial	939.0	89.2	91.2	0.095
Industrial	1,319.0	100.7	10.9	0.076
Diversos	119.4	3.2	nd	nd
<b>El Salvador</b>	2,817.6	240.0	824.3	0.085
Residencial	993.0	74.5	751.0	0.075
Comercial	492.7	48.7	58.0	0.099
Industrial	829.5	83.7	10.1	0.101
Diversos	502.4	33.2	5.2	0.066
<b>Guatemala</b>	3,047.6	212.0	921.2	0.070
Residencial	949.3	56.9	771.2	0.060
Comercial	685.3	55.8	127.8	0.081
Industrial	982.1	77.0	5.5	0.078
Diversos	430.9	22.3	16.7	0.052
<b>Honduras</b>	1,975.6	165.4	454.1	0.084
Residencial	784.0	46.3	412.8	0.059
Comercial	452.3	49.5	35.1	0.109
Industrial	568.3	50.9	1.5	0.090
Diversos	171.0	18.7	4.7	0.110
<b>Nicaragua</b>	1,129.8	98.5	1,129.8	0.087
Residencial	408.1	38.1	408.1	0.093
Comercial	213.3	22.7	213.3	0.106
Industrial	229.8	18.9	229.8	0.082
Diversos	278.6	18.8	278.6	0.068
<b>Panamá</b>	2,863.2	323.4	393.0	0.113
Residencial	847.9	102.1	342.7	0.120
Comercial	999.2	119.1	41.8	0.119
Industrial	459.1	45.6	1.1	0.099
Diversos	557.0	56.6	7.4	0.102



## V. RECOMENDACIONES Y REFLEXIONES

### A. Las reformas de la industria eléctrica

1. La industria eléctrica de los países del Istmo Centroamericano atraviesa por un período de grandes transformaciones. El principal reto que se enfrenta es el cumplimiento de los mandatos establecidos en las nuevas leyes, así como la estricta supervisión del proceso de acomodo a la nueva estructura, a fin de garantizar el logro de los objetivos que motivaron dichas leyes.

2. Las reformas sectoriales se han venido dando en el marco de una política de modernización impulsadas por los gobiernos. Las nuevas leyes sobre la industria eléctrica implican grandes compromisos y —como todo proyecto de envergadura— también conllevan riesgos implícitos, que deberán aquilatarse para tomar las previsiones necesarias para su reducción y control. En su mayoría, las nuevas leyes contemplan plazos rigurosos (por ejemplo, para la creación de nuevos entes, el establecimiento de mecanismos específicos y la reorganización de las instituciones) que difícilmente podrán cumplirse a causa de múltiples obstáculos, algunos de los cuales incluso sólo se conocerán una vez iniciadas las reformas. Es conveniente entonces el diseño y puesta en práctica de un minucioso programa para la supervisión y seguimiento de las reformas, que dé a conocer con la debida antelación los problemas que podrían poner en peligro el proceso en referencia.

3. Las tareas que envuelven los procesos de reforma son complejas y en buena medida están relacionadas con un campo nuevo y poco conocido por los profesionales y técnicos de las empresas de electricidad y los ministerios especializados. Ese desconocimiento es más notorio en aquellos países en los que el personal de las empresas eléctricas tuvo muy poca participación en las discusiones sobre el alcance de las reformas y el contenido de los proyectos de las leyes. Parece entonces adecuado e indispensable iniciar un programa de divulgación y conocimiento del contenido del nuevo ordenamiento del subsector, abarcando a todo el personal de las empresas de electricidad y a otros grupos que tendrán participación activa en el nuevo mercado de electricidad (cámaras empresariales, municipalidades, universidades, colegios profesionales, ligas de consumidores).

### B. El cubrimiento de la demanda y la producción independiente de electricidad

4. El cubrimiento de la demanda en el corto y mediano plazos es, sin lugar a dudas, la variable a la que deberá prestarse mayor atención. Como fue mencionado en el presente informe, con algunas diferencias los riesgos de no poder cubrir la demanda durante 1997 parecen controlables. En 1998 y los años siguientes, los riesgos empezarán a estar asociados al avance de los proyectos de generación —en su mayor parte de productores independientes— ya iniciados, o bien los que están en proceso de negociación. No debe descartarse que, durante el período de transición al nuevo esquema, las empresas públicas se vean obligadas a tomar decisiones para la contratación de nueva generación. En estos casos, deberán hacerse los mayores esfuerzos para impulsar procesos de selección competitivos y buscar mecanismos para mitigar los riesgos de los inversionistas. También se deberá intentar compartir dichos riesgos con los nuevos agentes de la industria eléctrica.

5. A partir de 1993 se ha venido observando una participación creciente de productores independientes (PI). Las condiciones bajo las cuales se han venido contratando dichos PI difieren, entre los mismos países y a nivel regional, constituyendo diferencias que no necesariamente obedecen a una lógica de racionalidad económica. Parece necesario y conveniente para las empresas eléctricas el inicio de un intercambio constante de información, así como la formación de un grupo regional especializado en este tema. Por razones obvias, el patrocinio de estas actividades debería hacerse con fondos propios o, en último caso, con donaciones "no condicionadas" de alguna agencia internacional de cooperación. El CEAC es el organismo idóneo para la coordinación de estas actividades.

6. Todos los países han venido considerando los planes de expansión en forma indicativa; sin embargo, parece conveniente complementar los ejercicios de optimización del desarrollo eléctrico, con un planeamiento estratégico para la orientación del desarrollo del subsector en el corto y mediano plazo, en el que se toman en cuenta la paulatina incorporación de los nuevos agentes y los mecanismos previstos en los procesos de reforma. Aquí también se propone el intercambio activo de experiencias y conocimientos entre los países de la región ya que, en balance, las nuevas leyes de electricidad de los países de la región tienen más similitudes entre sí que las que se podrían obtener de experiencias extrarregionales.

### C. La integración eléctrica regional

7. En los diferentes estudios que ha hecho la CEPAL, se ha insistido que en el corto plazo se pueden obtener grandes beneficios de las interconexiones, por medio de una operación coordinada de los sistemas interconectados. Este planteamiento continúa siendo válido, aunque no debe olvidarse el impacto y especialmente las rigideces que ya ha introducido la producción independiente. Generalmente, los contratos de PI incluyen muchas y extensas cláusulas, cuyo único propósito es el de garantizar el retorno y las utilidades del inversionista; no obstante, son pocas —a veces casi inexistentes— y ambiguas las cláusulas que tienen que ver con la calidad del servicio y el compromiso del PI para cooperar con los centros de control en la explotación racional y económica de los recursos nacionales. A consecuencia de lo anterior, aunque en varios países se ha observado una aparente sobreoferta, ésta sólo ha podido brindarse a los países vecinos en condiciones de precios muy desfavorables.

8. Las empresas públicas de electricidad seguirán durante un tiempo, transitorio en algunos casos o permanente en otros, a cargo de las interconexiones internacionales. Se recomienda a estas empresas abrir el debate sobre el manejo y las políticas operativas para la obtención de los mayores beneficios de los PI, a nivel nacional y regional. Algunos puntos que deberán incluirse en este debate se mencionan a continuación:

a) Política de operación aplicada a los PI. Incluiría los límites de generación del PI, criterios de maximización de producción o minimización de la factura, etc.

b) Precios a aplicar cuando una exportación de energía pueda asociarse a un PI. Los precios pactados por el PI obedecen a contratos de largo plazo, en tanto que las transferencias entre países corresponden a transacciones de cortísimo plazo (día, semana, mes), por lo cual no parece

adecuado el simple traslado de las tarifas medias, como tampoco podría parecer justo el traslado del incremento de los cargos variables que cobra el PI.

c) Posibilidades de las nuevas leyes para la participación regional de la PI. Uno de los arreglos permitidos en algunos países es la importación directa de energía por algunos de los agentes del mercado mayorista local. Aunque esta posibilidad no podría manejarse sino hasta 1998 o posteriormente, es conveniente analizarla, sobre todo por las ventajas que representaría en la negociación con nuevos PI.

d) Peajes. Asociado con todos los puntos anteriores, subyace el tema de los cobros por uso de la red en las transacciones internacionales. Es urgente la discusión del tema a nivel del CEAC y de las máximas autoridades de las empresas eléctricas, a fin de poder llegar a un acuerdo durante 1997.

9. En cuanto a la integración en el mediano y largo plazo, es conveniente dar prioridad y racionalizar los esfuerzos con miras a obtener los mejores resultados y avanzar a un ritmo seguro y controlable. Las principales acciones sobre las que las empresas eléctricas deberían canalizar sus mayores apoyos parecen ser las siguientes:

a) La interconexión El Salvador-Honduras. Cuenta con estudios de factibilidad terminados y con apoyo financiero del BID. Los principales beneficiados son los países que se interconectan; aunque en rigor este proyecto tiene un fuerte impacto regional. Las decisiones finales deberán ser tomadas por las empresas de electricidad y los gobiernos correspondientes.

b) El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (TMMER). Se ha venido discutiendo intensamente durante 1996. El principal obstáculo que enfrenta es el hecho de que, al estar las industrias nacionales en una etapa de transición —aún con muchas incertidumbres—, son pocos y muy generales los acuerdos que los países estarían dispuestos a suscribir. Bajo la premisa de que con mayores compromisos y una equitativa participación de las partes se podrían obtener mayores beneficios, se recomienda realizar un profundo análisis de las reformas de la industria eléctrica en cada país y acomodar de la mejor forma el TMMER.

c) La interconexión Guatemala-México. Proyecto que ha cobrado nuevo impulso mediante la suscripción de una carta de intención entre la CFE y el INDE y el compromiso de establecer un convenio definitivo, a más tardar en febrero de 1997. Este proyecto tiene alto impacto regional; además, las inversiones que representa son menores, comparadas con otros proyectos de alcance regional que se han venido discutiendo. Merece destacarse que dentro de la legislación mexicana se tiene contemplada la participación de generadores de energía eléctrica destinados a la exportación. Sus recursos petrolíferos y gasíferos, así como la experiencia que se ha venido acumulando en México para realizar proyectos con participación privada, serían un atractivo para obtener suministros de energía eléctrica en condiciones más competitivas.

**D. Varios**

10. No deben olvidarse otras importantes acciones de corto plazo, que posibilitarán a varias empresas eléctricas mejorar tanto su desempeño como su situación financiera. Entre ellas se mencionan: reducción de las pérdidas eléctricas, disminución de la cartera vencida, perfeccionamiento de los procedimientos de comercialización, actualización de las tarifas, adquisición de combustibles en mercados competitivos, utilización de instrumentos financieros para cobertura de riesgos y búsqueda de nuevos esquemas de financiamiento, esto último restringido en algunos casos por las leyes anteriores.

11. Entre las acciones necesarias, pero que surtirán sus efectos a mediano plazo, figuran: continuación de los estudios de preinversión y conformación de una cartera de proyectos de generación que incluya diferentes alternativas (tipos y tamaños de centrales); estudios acuciosos sobre la modernización de los sistemas de transmisión y distribución, no necesariamente puestos en práctica por las empresas actuales, pero cuya determinación es vital para la negociación de la entrada a la industria de los nuevos agentes, y búsqueda de mecanismos posibiliten mejores condiciones para el desarrollo de proyectos con mayores riesgos (medianas y grandes hidroeléctricas y proyectos geotérmicos).

12. Finalmente, se reitera la recomendación de apoyar y reforzar al CEAC, de forma que este organismo regional pueda seguir en su condición de rector y líder de la integración eléctrica regional. Es necesario iniciar de inmediato la discusión sobre la agenda de este organismo durante el bienio 1997-1999. Los temas principales se han planteado en este listado de recomendaciones y reflexiones.

Anexo

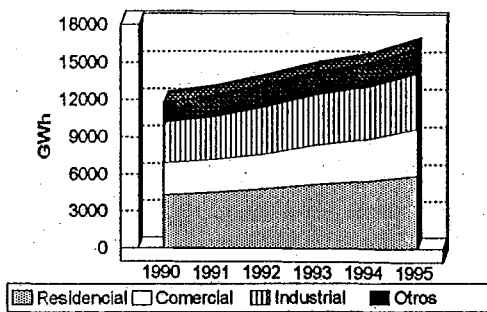
ISTMO CENTROAMERICANO: ESTADISTICAS RELEVANTES  
DEL SUBSECTOR ELECTRICO



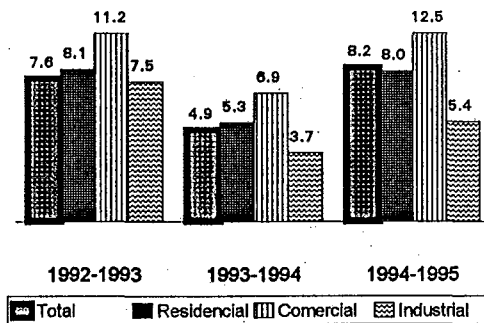
Gráfico I-1  
**ISTMO CENTROAMERICANO: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO**

**VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA**

**EVOLUCION RECIENTE**

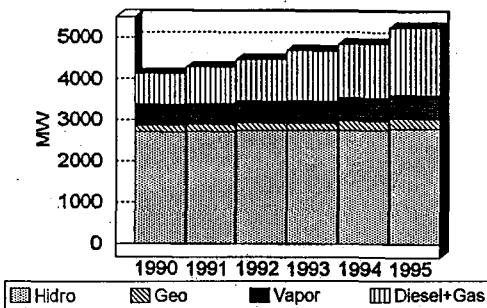


**TASAS DE CRECIMIENTO**

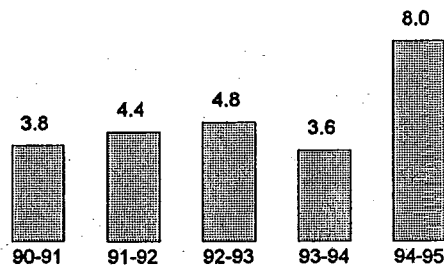


**CAPACIDAD INSTALADA**

**EVOLUCION RECIENTE**

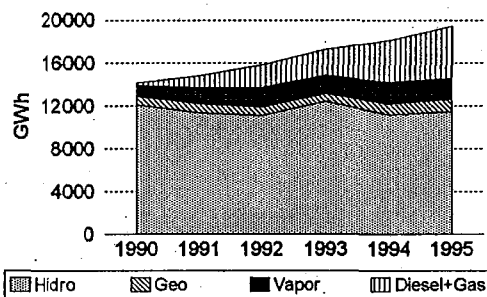


**TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES**

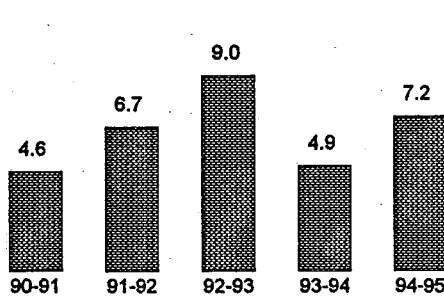


**GENERACION NETA**

**EVOLUCION RECIENTE**

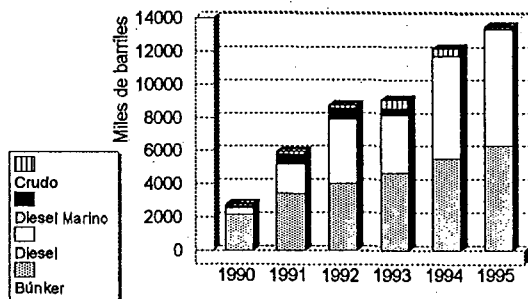


**TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES**

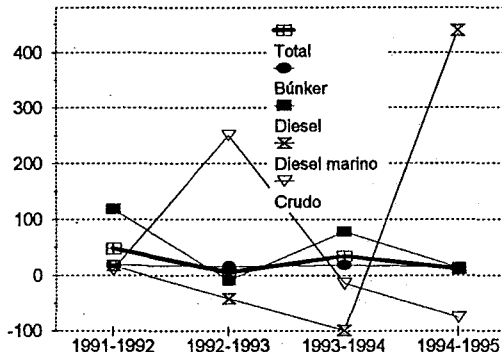


**COMBUSTIBLES**

**CONSUMO ACUMULADO ANUAL**



**CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL**

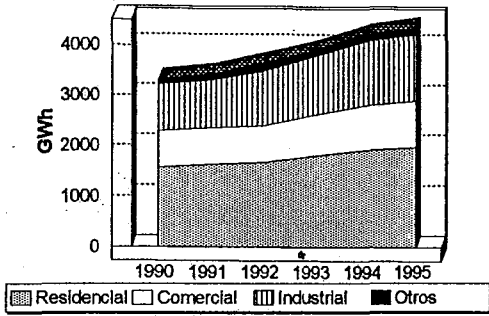


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

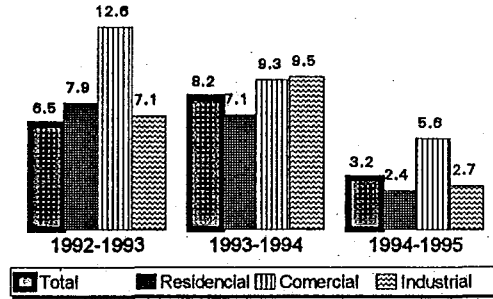
COSTA RICA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

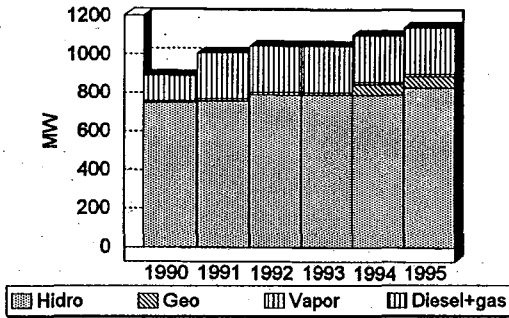


TASAS DE CRECIMIENTO

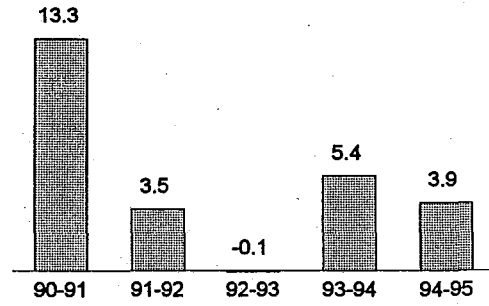


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

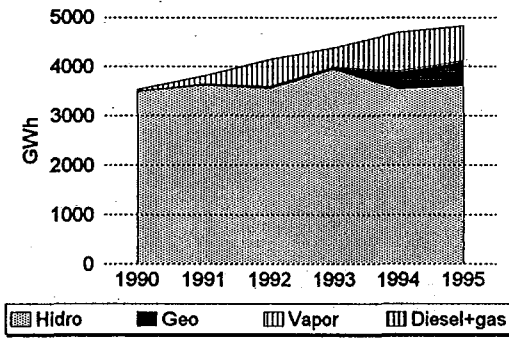


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

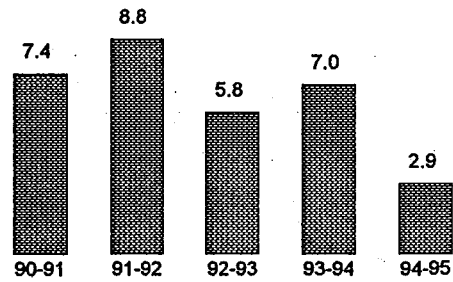


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

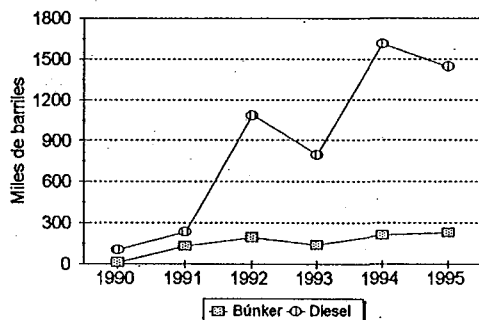


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

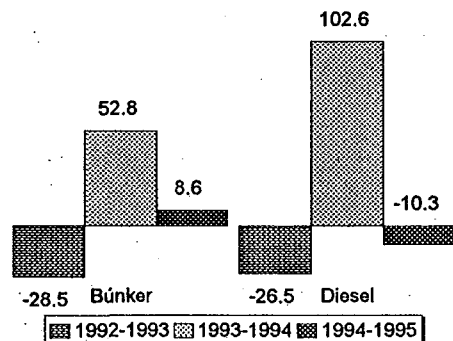


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO

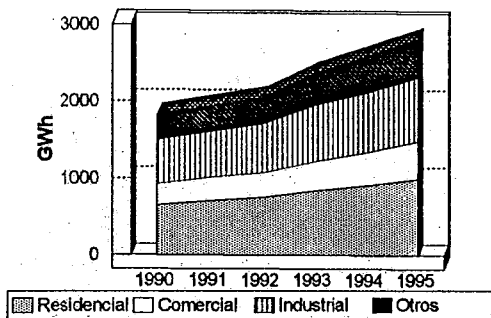


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

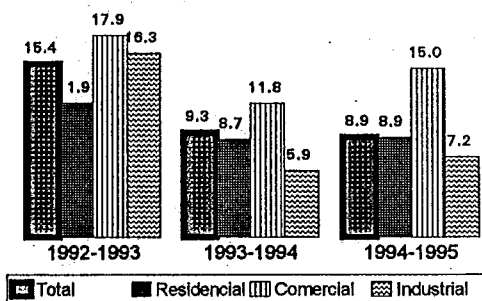
Gráfico I-3  
EL SALVADOR: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

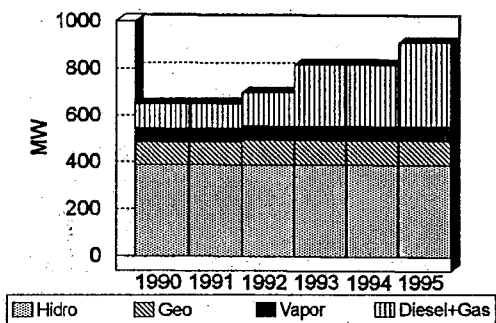


TASAS DE CRECIMIENTO

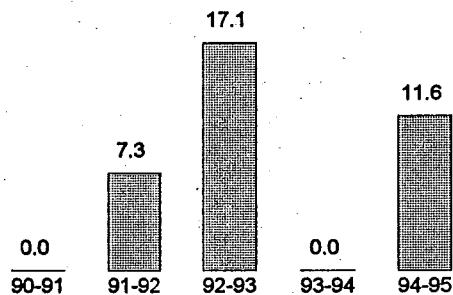


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

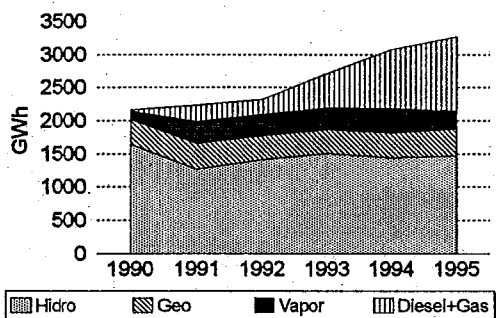


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

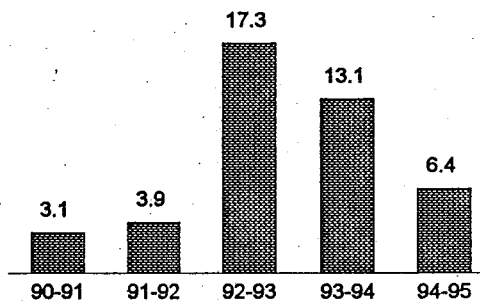


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

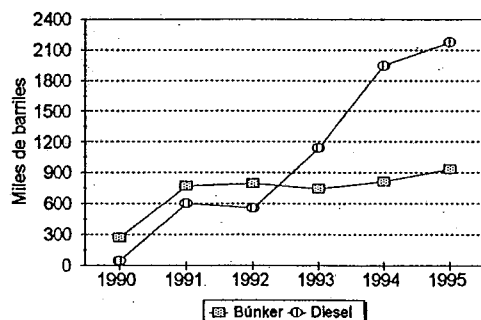


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

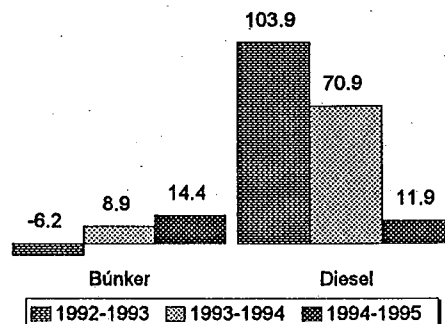


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO

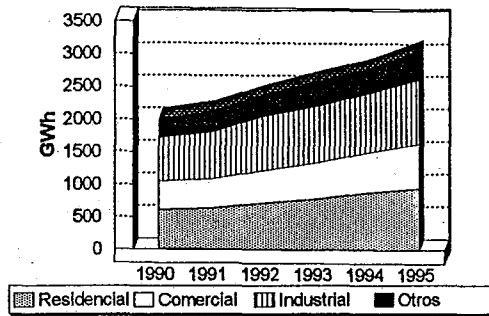


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

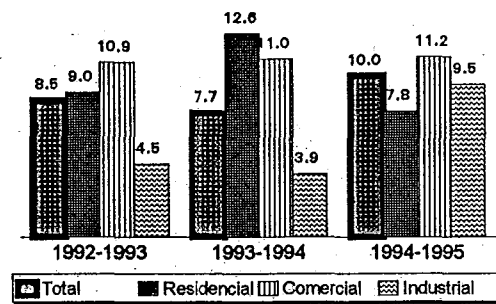
GUATEMALA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

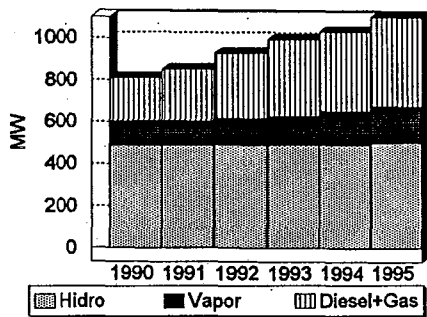


TASAS DE CRECIMIENTO

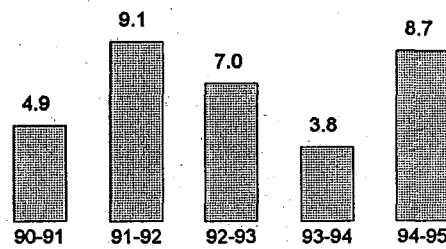


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

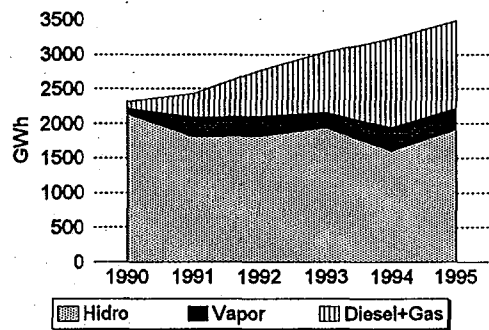


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

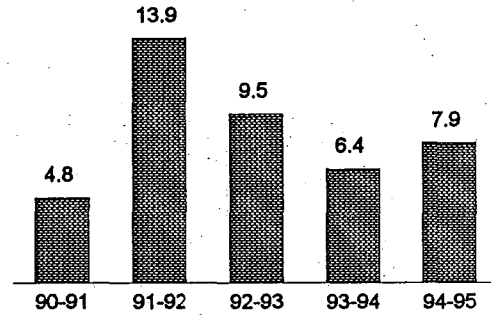


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

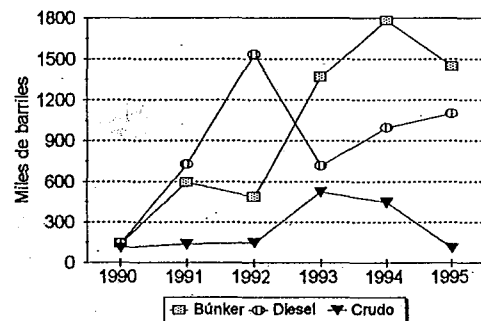


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

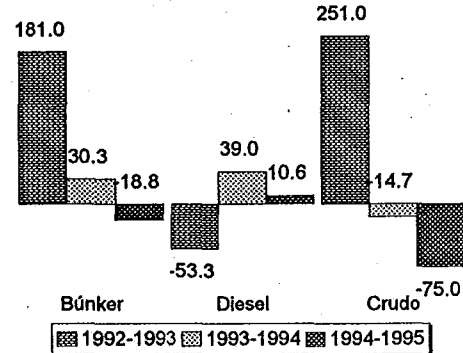


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO

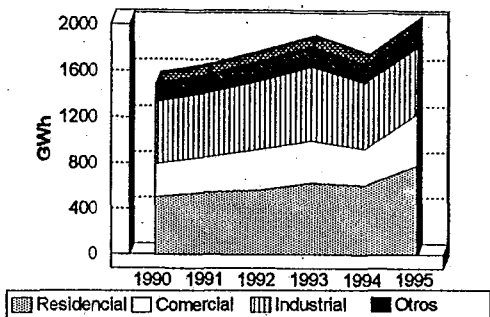


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficial

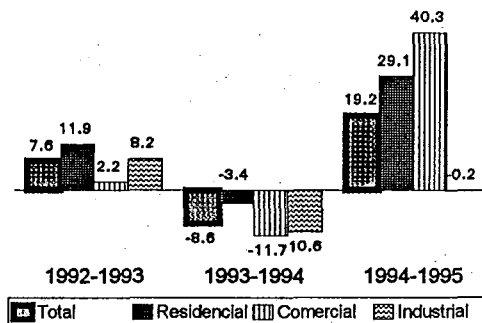
HONDURAS: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

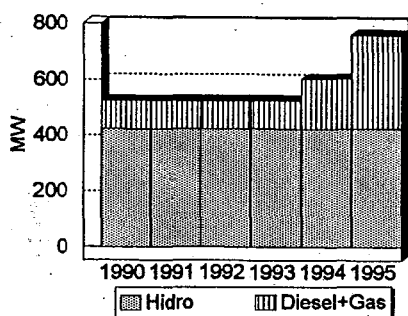


TASAS DE CRECIMIENTO

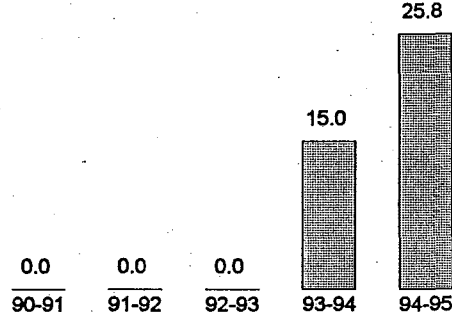


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

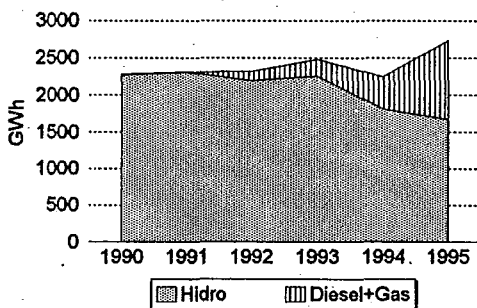


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

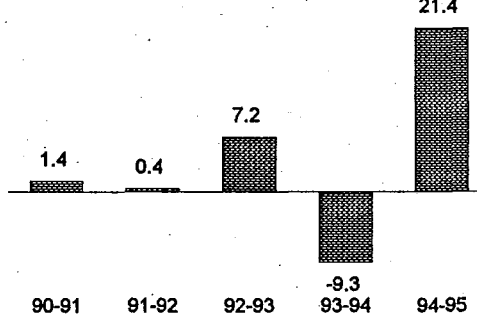


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

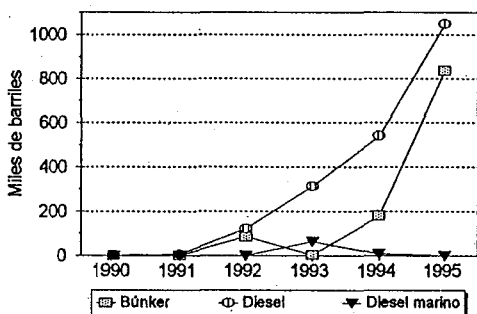


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

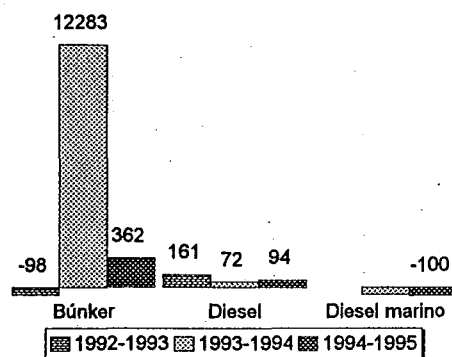


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



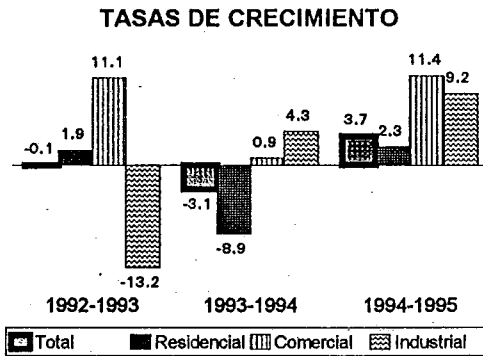
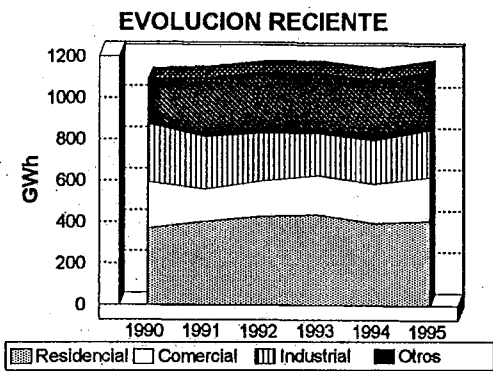
TASAS DE CRECIMIENTO



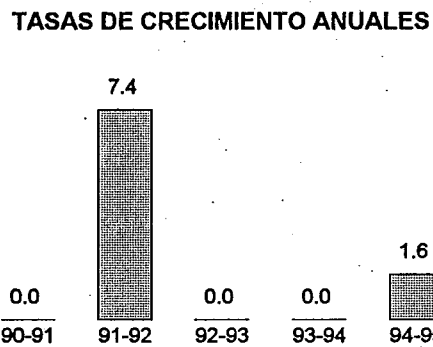
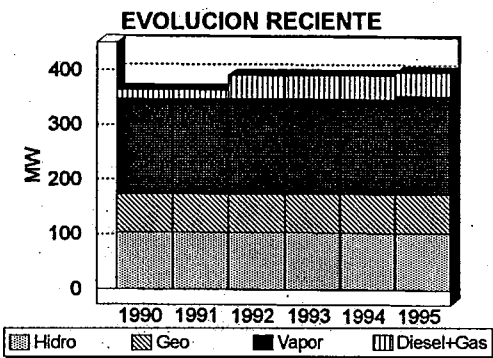
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico I-6  
NICARAGUA: ESTADÍSTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

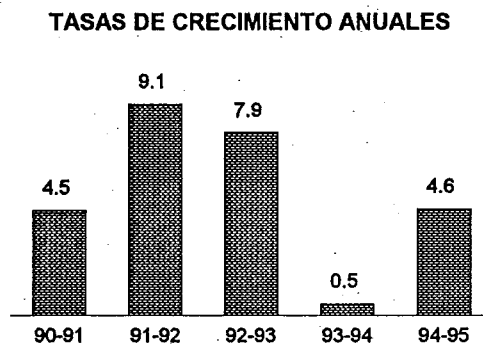
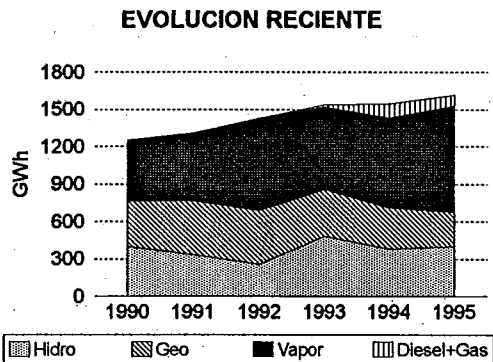
VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA



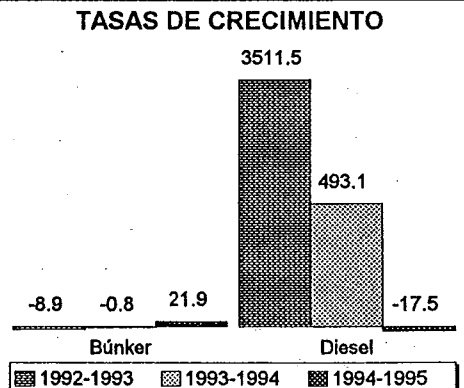
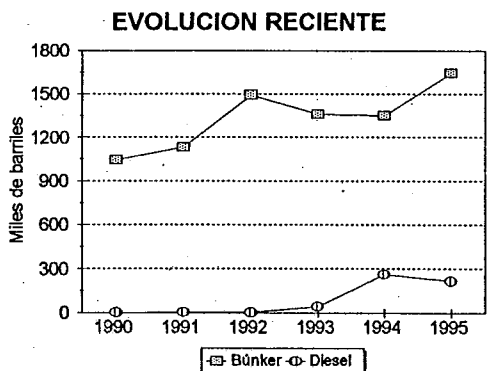
CAPACIDAD INSTALADA



GENERACION NETA



COMBUSTIBLES

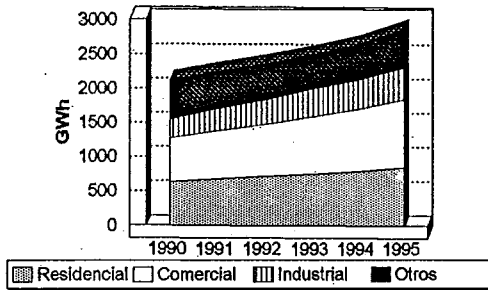


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

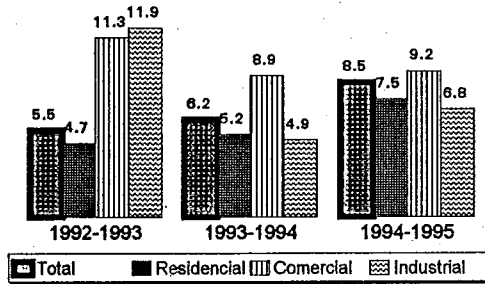
Gráfico I-7  
**PANAMA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO**

**VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA**

**EVOLUCION RECIENTE**

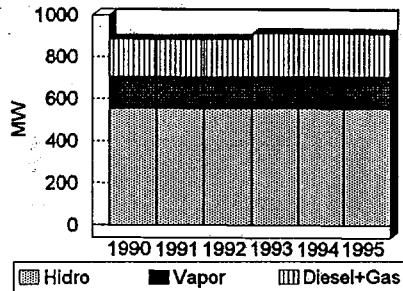


**TASAS DE CRECIMIENTO**

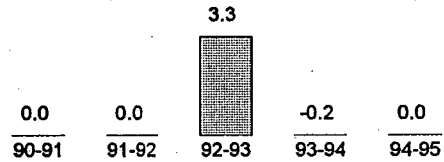


**CAPACIDAD INSTALADA**

**EVOLUCION RECIENTE**

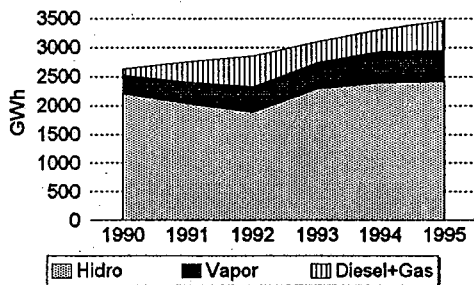


**TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES**

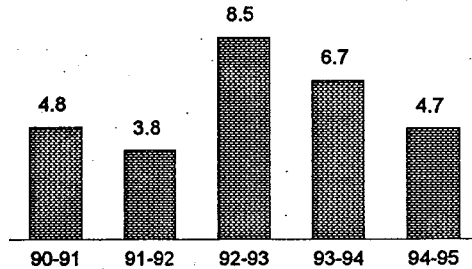


**GENERACION NETA**

**EVOLUCION RECIENTE**

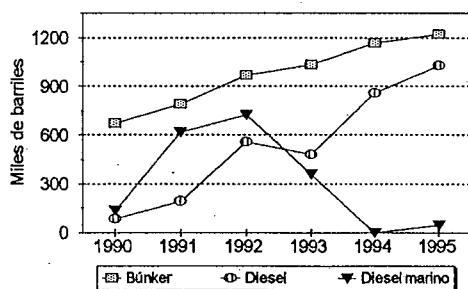


**TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES**

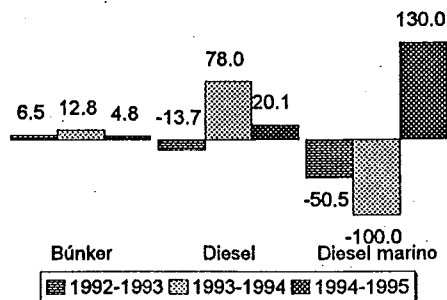


**COMBUSTIBLES**

**EVOLUCION RECIENTE**



**TASAS DE CRECIMIENTO**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.