

CATALOGADO

Distr.  
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.346  
24 de abril de 1992

**BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO**

ORIGINAL: ESPAÑOL

---

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**LA CRISIS ENERGETICA EN AMERICA CENTRAL**

INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION .....	1
1. Resumen y conclusiones .....	3
a) Subsector eléctrico .....	3
b) Subsector hidrocarburos .....	5
2. Situación general del sector energía .....	7
3. Evolución y perspectivas del subsector eléctrico .....	9
a) Desarrollo del subsector .....	9
b) Interconexiones subregionales .....	27
c) Las inversiones en el subsector eléctrico .....	29
d) Los problemas del suministro actuales .....	30
e) Situación institucional, administrativa y financiera .....	31
4. El subsector hidrocarburos .....	32
a) Evolución de la demanda .....	32
b) Importaciones de combustibles .....	37
c) Infraestructura .....	41
d) Los precios de importación e internos en la región ..	45
e) Aspectos financieros .....	48
f) Aspectos institucionales .....	48
<u>Anexo estadístico</u> .....	51

## PRESENTACION

Este documento fue preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) para ser presentado en el Seminario "Apertura del Subsector Eléctrico a la Inversión Privada: Problemática Centroamericana, Experiencias Latinoamericanas y Europeas", que se realizará en Montelimar, Nicaragua, los días 28, 29 y 30 de abril de 1992. El encuentro ha sido organizado por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y patrocinado por el "Proyecto Energético del Istmo Centroamericano-Comunidad Europea" (PEICCE).

En el documento se aborda el tema de la "Crisis Energética en América Central" en tres secciones. En la primera sección se presenta un breve panorama sobre la situación general del sector energía en el Istmo Centroamericano. En la segunda se analiza la evolución y perspectivas del subsector eléctrico del Istmo y, finalmente, en la tercera, se describe el panorama del subsector hidrocarburos.

Los resultados que se presentan en este documento se apoyan en las experiencias y estudios que la CEPAL ha realizado en el campo de la integración energética regional.

## 1. Resumen y conclusiones

### a) Subsector eléctrico

i) El 48% de la población del Istmo Centroamericano tiene acceso a la energía eléctrica. Este bajo nivel de electrificación automáticamente significa una barrera educativa, ya que por ejemplo no se pueden implantar programas de educación modernizados, aprovechando la tecnología de la informática. Cabe mencionar como excepción, por el alto nivel de electrificación logrado (92%), el caso de Costa Rica, que por cierto ya ha implantado un programa de computación en la educación básica a nivel nacional.

ii) La recuperación económica de la subregión que se vislumbra para el futuro inmediato demanda un suministro energético suficiente y adecuado desde los puntos de vista técnico y económico.

iii) En contraparte, el subsector eléctrico enfrenta una grave crisis financiera e institucional, originada en la aguda crisis económica que ha afectado a la región por más de una década. Los montos de inversión requeridos para concretar los planes de expansión, de por sí modestos, para los próximos nueve años rebasan definitivamente la capacidad de financiación, al menos a través de los mecanismos tradicionales (los gobiernos centrales y la banca multilateral). Se estima que se requerirían más de 700 millones de dólares anuales para poder concretar los planes de expansión definidos por los organismos nacionales de electrificación. Existe un rezago en las inversiones que incluso se ha reflejado en la incapacidad financiera para atender, de manera adecuada, los mantenimientos de la infraestructura existente.

iv) Como consecuencia del retraso de las inversiones en nuevos proyectos de generación y del deterioro del parque térmico, en 1991 se registraron desabastecimientos en cuatro países por un monto total de alrededor de los 230 GWh, con los consiguientes perjuicios directos e indirectos para las economías de los países afectados. Dichos desabastecimientos también se debieron de manera importante a la sequía y al agotamiento de las reservas --que prevalecieron durante los últimos siete años, a raíz de la puesta en servicio de los grandes proyectos de

generación hidroeléctrica en la mayoría de los países de la subregión, y de las tasas menores (que las previstas) del crecimiento de la demanda-- así como al repunte económico que se empieza a manifestar en la presente década. Cabe mencionar que en la actual temporada de estiaje de 1992 los racionamientos continúan en tres países. También es importante señalar que las interconexiones han resultado vitales para disminuir los montos de racionamiento al lograrse concretar compras de energía térmica. Costa Rica le está vendiendo energía a Nicaragua y Panamá, producida en turbinas de gas, usando diesel, y también ha apoyado a Honduras.

v) Se prevé que los intercambios de excedentes de energía hidroeléctrica durante los próximos años serán reducidos y que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, al menos para los próximos cinco años, tendrá que ser atendido mayormente con generación de origen térmico, lo que repercutirá en aumento de la factura petrolera y por ende en la erogación de divisas.

vi) Son grandes los desafíos que plantea el subsector eléctrico de América Central y, por lo tanto, se necesitan soluciones creativas e innovadoras para mitigar la crisis que en mayor o menor grado afecta a los sistemas eléctricos de los seis países. Sin duda que el diálogo e intercambio de experiencias que se da en este tipo de foros ayudará a encontrar las mejores soluciones para cada país. Entre las opciones que ya han identificado las empresas eléctricas de la subregión, se pueden mencionar las siguientes:

1) Reducir los costos de los programas de inversión (por ejemplo rehabilitando la infraestructura existente).

2) Mejorar la eficiencia operativa (por ejemplo implantando programas para disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas).

3) Impulsar esquemas alternativos de financiamiento (por ejemplo movilizandolos capitales nacionales: fondos de jubilación, participación de trabajadores y seguros).

4) Aumentar la integración, tanto a nivel operacional (promoviendo la operación coordinada), como a nivel de planificación (construyendo, entre dos o más países, centrales generadoras de mayor tamaño que las contempladas en los planes de expansión autónomos).

5) Implantar programas de ahorro y uso eficiente de energía.

vii) Se considera remoto que la privatización del subsector eléctrico por sí misma asegure el financiamiento para el desarrollo futuro requerido. Por otra parte, el costo del financiamiento privado (rentabilidad) sin duda será más alto que el que se ha obtenido de las fuentes de financiamiento tradicionales, y el monto dependerá de la asignación de riesgos y de los marcos regulatorios que establezca cada país. El costo financiero de los recursos que se logren movilizar resultará muy importante para que los costos unitarios de la energía producida se ubiquen en el rango internacional y no se conviertan en una extracción masiva de recursos económicos de los países. Adicionalmente, incidirá fuertemente la capacidad negociadora de cada país y de cada empresa eléctrica en particular. Por esta razón, se recomienda fortalecer la capacidad de ingeniería financiera en las empresas eléctricas nacionales del Istmo Centroamericano.

b) Subsector hidrocarburos

i) Los seis países de la región son netamente importadores de hidrocarburos; en la actualidad, la factura petrolera anual alcanza los 1,110 millones de dólares. Por consiguiente, es muy importante asegurar el abastecimiento, así como buscar los mecanismos que permitan disminuir el monto de la factura petrolera.

ii) Es necesario aumentar la capacidad de almacenamiento, a fin de tener la oportunidad de obtener suministros alternos, los cuales requieren de la flexibilidad que permitiría el mayor volumen de almacenamiento. Debe reglamentarse el volumen mínimo requerido, de manera que quienes se dediquen a la importación de combustibles construyan las instalaciones y depósitos necesarios de la capacidad adecuada. Es urgente incrementar la capacidad de almacenamiento de GLP.

iii) Por medio de un eficiente sistema de comunicación intrarregional, que garantice el flujo de información horizontal y vertical en forma ágil y confiable, se lograrían ventajas para los países, tanto en términos de precios de importación de los hidrocarburos como de opciones de suministro.

iv) Es imprescindible entrenar y capacitar el recurso humano adecuado a las tareas de comercialización que la región requiere, modernizar la infraestructura física y evitar la fuga del personal capacitado por medio de salarios competitivos. Sólo así se podrá cambiar el esquema tradicional del suministro actual y explorar mecanismos diferentes como el de licitaciones (que ya se aplica en Costa Rica y El Salvador) o el de Mercados de Futuros.

v) Una mayor participación de proveedores posibilitaría una reducción en los costos de adquisición de los combustibles en general, e incentivaría a algunos grandes consumidores industriales a importar su propio combustible. La competencia generada conduciría, en el largo plazo, a una disminución del monto total de la factura petrolera.

vi) Los precios internos son fijados por las autoridades de cada país y con distintas metodologías. Es necesaria una mejor y mayor comunicación entre las distintas entidades nacionales para propiciar una normalización en aspectos de calidad y especificaciones de los productos, así como mayor uniformidad en los precios internos de los diferentes países.

vii) Resulta recomendable realizar una revisión conjunta del Acuerdo de San José entre los proveedores y los países que compran, a fin de analizar, a la luz de las condiciones actuales, la orientación y contenido que respondan mejor a las necesidades de los países.

viii) A nivel ministerial, con base en una propuesta conjunta de OLADE y de la CEPAL, se está examinando la posibilidad de avanzar hacia una liberalización de las actividades de refinación, mediante la renegociación de los contratos de administración de las refinerías, eliminando de éstos el concepto de beneficios o rendimientos garantizados. Las utilidades de las refinerías deberían ser generadas sobre la base de una operación óptima, en condiciones de libre mercado.

## 2. Situación general del sector energía

El consumo total de energía del Istmo Centroamericano durante 1990 fue de 107.7 millones de barriles equivalentes de petróleo, que incluye el consumo final de los diferentes sectores económicos y las pérdidas. Este consumo fue satisfecho por cuatro fuentes básicas: leña (incluyendo carbón de leña), hidrocarburos, electricidad y residuos vegetales (bagazo de caña principalmente). (Véase el cuadro 1.)

Cuadro 1

### ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO TOTAL DE ENERGIA, 1990

Fuente	Millones de bep	%
Total	107.7	100
Leña	51.2	48
Hidrocarburos	38.7	36
Electricidad	9.0	8
Residuos vegetales	5.4	5
Otros	3.4	3

Fuente: OLADE (SIEE).

En 1990, el consumo final de energía fue de 96.4 millones de barriles equivalentes de petróleo. En el período 1980-1990, el consumo final de energía ha venido creciendo a una tasa anual de 1.8%. A nivel de países, el mayor consumidor de energía final es Guatemala. Sin embargo, Costa Rica tiene el mayor consumo por habitante. (Véase el cuadro 2.)



## Cuadro 2

## ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA, 1990

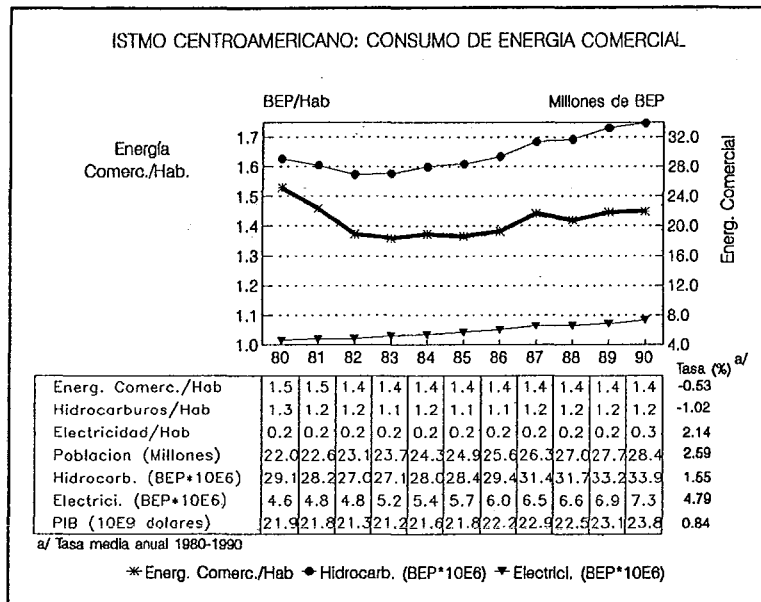
País	Consumo (Miles de bep)	%	Habitantes (millones)	Consumo (Por ha- bitante)
<u>Total</u>	<u>96.4</u>	<u>100</u>	<u>28.9</u>	<u>3.3</u>
Costa Rica	13.4	14	3.0	4.4
El Salvador	15.0	15	5.3	2.8
Guatemala	31.6	33	9.2	3.4
Honduras	16.7	17	5.1	3.3
Nicaragua	11.2	12	3.9	2.9
Panamá	8.5	9	2.4	3.5

Fuente: OLADE (SIEE).

Un rápido análisis del comportamiento de los indicadores económicos de la región durante esa década muestra que mientras la población aumentó a una tasa anual de 2.65%, el PIB, en términos corrientes, prácticamente se mantuvo constante, lo cual significa que el PIB/habitante disminuyó, dando por resultado un incremento en el nivel de pobreza de los países.

El consumo total de energía comercial (hidrocarburos y electricidad), durante ese mismo período tuvo también un aumento de 2.05% anual promedio. Este consumo se conforma por el de hidrocarburos --que presentó una disminución en el primer quinquenio del período considerado, y se recuperó en la segunda mitad de la década alcanzando un nivel ligeramente superior al del inicio de la misma-- (véase el gráfico 1) y por el de electricidad, que registró un incremento promedio de 4.5% anual en términos absolutos; al compararlo con el crecimiento poblacional (kWh/hab), se nota que apenas aumentó a una tasa de 2.1% anual.

Gráfico 1



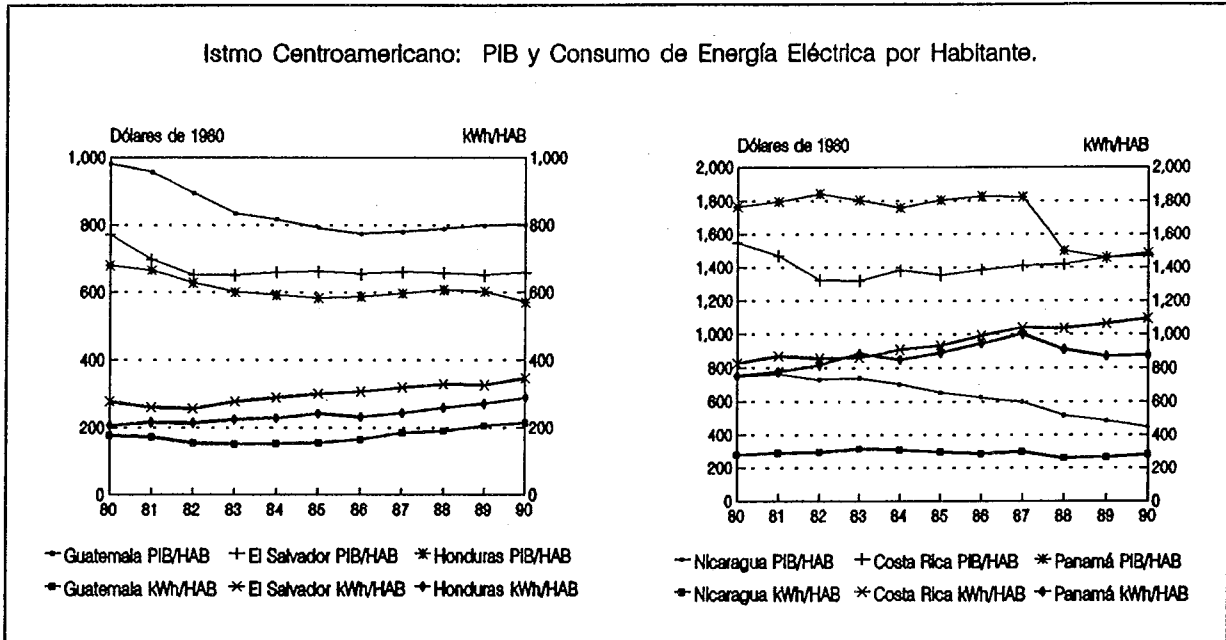
En términos de eficiencia energética, las unidades del PIB producidas por unidad de energía comercial consumida son mayores al inicio del período que al final del mismo, lo que muestra la pérdida de eficiencia en el uso de la energía para la producción del PIB.

### 3. Evolución y perspectivas del subsector eléctrico

#### a) Desarrollo del subsector

Pese a la crisis económica que ha causado a la región un severo retroceso de los principales indicadores socioeconómicos, la demanda de electricidad no ha dejado de crecer (véase el gráfico 2), debido tanto al bajo nivel de electrificación que con excepción de Costa Rica prevalece en la región, como al esfuerzo que han hecho los gobiernos para no derivar de manera directa sobre los clientes los costos de inversión y operación para producir electricidad. Esto último, a su vez, ha agravado la crisis financiera de las empresas eléctricas de la región. Con posterioridad a la entrada en servicio de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en todos los países, excepto en Nicaragua, la capacidad

Gráfico 2



instalada prácticamente se ha mantenido igual a la de 1985. En cambio, la producción y el consumo de electricidad tuvieron un crecimiento sostenido, si bien menor que el registrado en la década de los setenta. (Véanse los gráficos 3 y 4.)

Gráfico 3

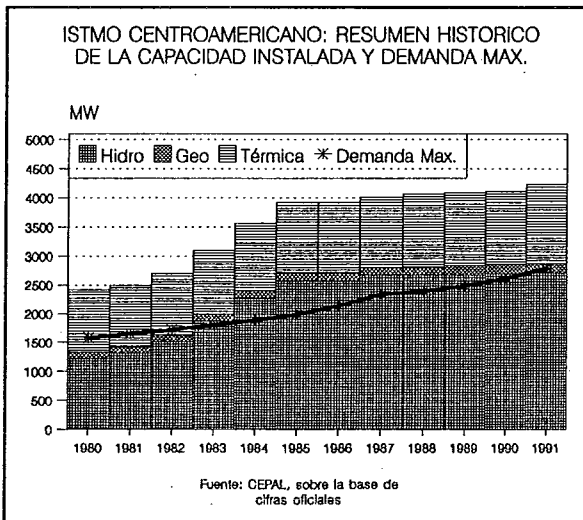
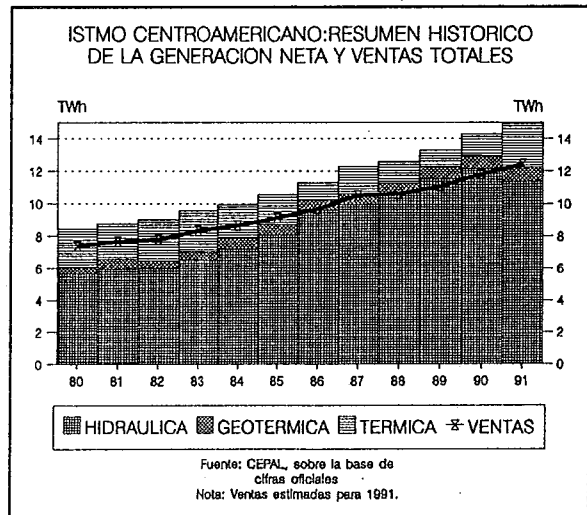


Gráfico 4



En la actualidad (1992), la capacidad instalada global es de 4,259 MW, formada por 64% en centrales hidroeléctricas, 4% en geotérmicas, 12% en térmicas de vapor, y el restante 20% distribuido en pequeñas centrales de

combustión interna y turbinas de gas. Muchas de las centrales térmicas se encuentran muy deterioradas por falta de mantenimiento debido a la crisis financiera que ha afectado a las empresas eléctricas, e incluso algunas de ellas con tiempos de uso más prolongados que los usualmente reconocidos como vida útil para esas tecnologías. Se estima que de una capacidad instalada nominal en centrales termoeléctricas de 1,548 MW, únicamente es posible obtener el 60% (938 MW) de la misma, por existir muchas unidades con su capacidad reducida o bien por no estar disponibles.

En cuanto a la demanda máxima, en el período 1981-1991, el crecimiento fluctuó entre una tasa promedio de 4.1% para Nicaragua a una de 8.4% para Costa Rica, siendo el crecimiento promedio para el Istmo de 5.1%. (Véase de nuevo el gráfico 3.). El crecimiento en la producción de energía fue en promedio de 4.4% para la región en el período 1980-1985, de 5.9% en el de 1985-1990 y del 4.9% en el período 1991-1992; en cambio, las ventas en los mismos lapsos aumentaron a razón de 4.3%, 5.3% y 4.6%, respectivamente. (Véanse los gráficos 5 y 6.) Las discrepancias entre la producción y las ventas se explican por las tasas crecientes de pérdidas

Gráfico 5

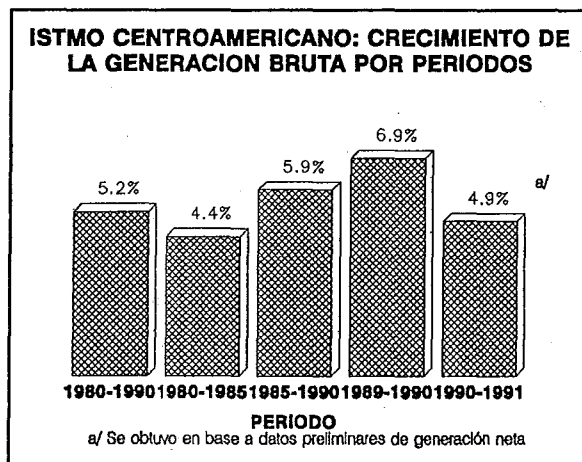
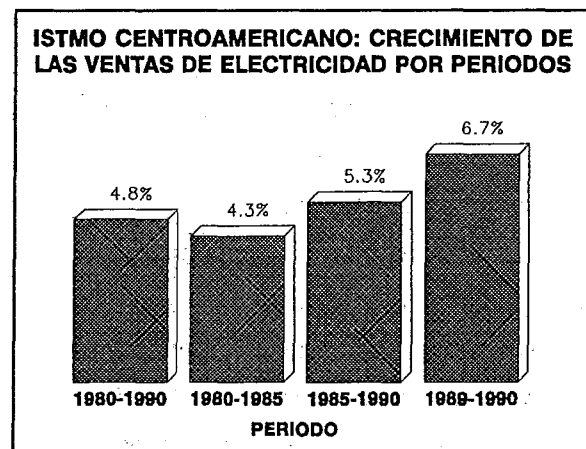


Gráfico 6



que, con excepción de Costa Rica, se han registrado a lo largo de la década en todos los países. (Véase el gráfico 7.)

Las interconexiones existentes, que empezaron a concretarse a partir de 1976 cuando entró en servicio el enlace entre Honduras y Nicaragua, han posibilitado el aprovechamiento de excedentes de energía hidroeléctrica, especialmente los que ocurrieron primero en Costa Rica (1982-1985) y después en Honduras (1985-1991).

Gráfico 7

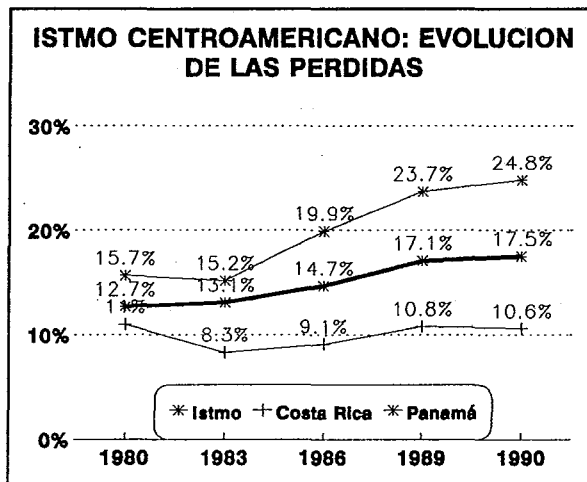
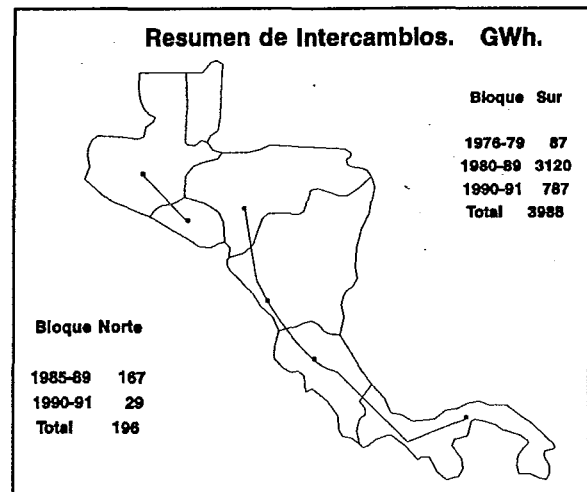


Gráfico 8



A pesar de que las interconexiones son débiles, desde que entró el primer enlace, hasta 1991, se han concretado intercambios de energía por un total de 4,184 GWh; la mayoría ha sido entre los países del "bloque sur": Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. (Véase el gráfico 8.) Se encuentra pendiente de construcción el enlace El Salvador-Honduras, proyecto actualmente en su fase final de negociación, programado para entrar en operación en 1995.

Resultados obtenidos por medio de la simulación de la operación de los sistemas de generación del Istmo corroboran que la utilización de productos

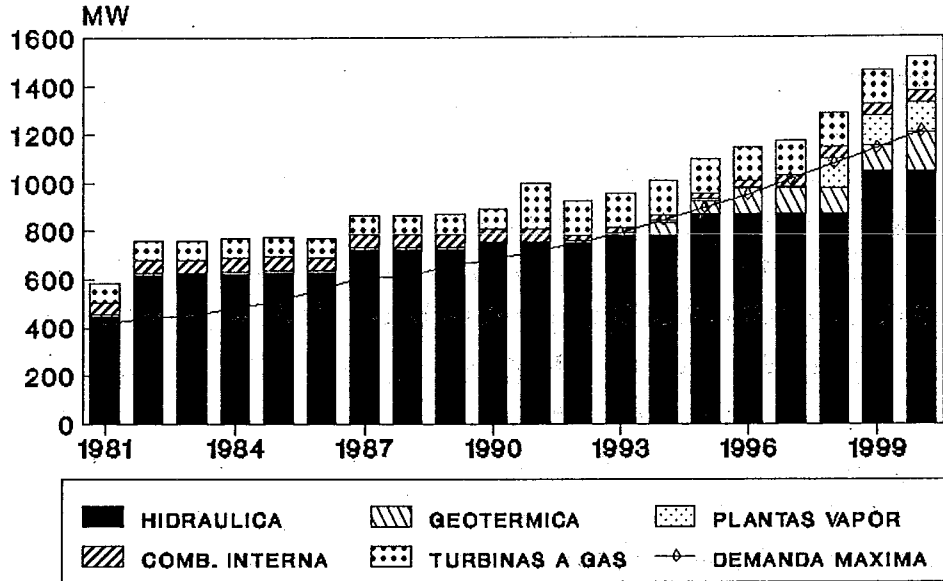
petrolíferos (búnker y diesel) para producir electricidad aumentará de manera considerable, al menos durante los próximos cinco años. Mientras que en el quinquenio pasado (1987-1991) se utilizaron en la región alrededor de 18 millones de barriles de productos petrolíferos, se estima que en el próximo quinquenio (1992-1996) se usarán alrededor de 47 millones de barriles de hidrocarburos para producir energía eléctrica. De la energía eléctrica adicional (13,893 GWh), que por la tasa de crecimiento de la demanda prevista a nivel regional (5.1%) se necesitarían producir en dicho quinquenio, 11,263 GWh (81%) provendrán de derivados del petróleo. Es importante destacar que las simulaciones de la operación se efectuaron suponiendo operación autónoma de cada sistema eléctrico y para hidrología media. Los 47 millones de barriles de hidrocarburos comprenderían 17 millones de barriles de diesel, 1.5 millones de barriles de crudo y 28.6 millones de barriles de búnker. Por otro lado, estudios y simulaciones de operación coordinada de los sistemas de generación del Istmo muestran que se obtendrían, en promedio, ahorros de alrededor de 15 millones de dólares anuales, al desplazar energía proveniente de centrales a base de diesel en algunos países, por energía producida con búnker en los otros.

En el anexo estadístico que se incluye al final del documento se presentan, para cada país, balances de potencia y de energía para el período 1992-2000, los cuales fueron elaborados considerando los planes de expansión de las empresas. La energía generable para las centrales hidroeléctricas corresponde a la energía firme de las mismas y para las centrales termoeléctricas, a la producción asociada con los factores de planta recomendados para las distintas tecnologías. La información de estos cuadros se representa en los gráficos 9 al 20, y constituye las perspectivas de cada sistema en el período anteriormente aludido.

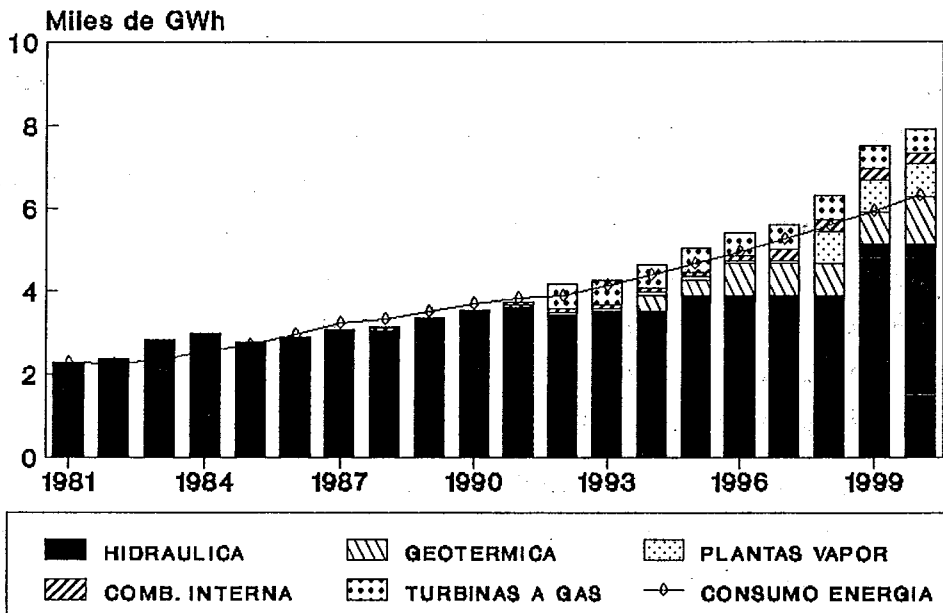
A continuación se resumen los principales resultados del análisis de las perspectivas para cada país.

i) Costa Rica. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 5.2% en el período 1981-1985 y a 4.9% anual en el período 1985-1991; la generación neta a razón de 5.3% anual para los dos períodos. (Véanse los gráficos 9 y 10.) En 1982, con la entrada en servicio de la central hidroeléctrica Corobicí (174 MW), se completó el complejo Arenal-

Gráficos 9 y 10  
**COSTA RICA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**COSTA RICA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWH)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

Corobicí (330 MW) y Costa Rica tuvo excedentes que exportó a Nicaragua y Honduras. Posteriormente, dichos excedentes fueron absorbidos por el crecimiento de la demanda del país hasta agotarse las reservas de energía hidroeléctrica alrededor de 1985, año en el que empezó a importar energía de Honduras.

Las estimaciones del Departamento de Planificación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) prevén una tasa de crecimiento promedio anual de 6.2% tanto para la demanda máxima como para el consumo de energía durante el período 1992-2000. El plan de expansión se basa en una combinación de generación geotérmica (la Planta Miravalles con tres unidades de 52.5 MW cada una), centrales hidroeléctricas (Sandillal, Toro y Angostura) por un total de 299 MW en el período, y motores de combustión interna de baja velocidad, por un total de 149 MW.

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico costarricense, realizadas con el Simulador de la Operación de los Sistemas Eléctricos del Istmo Centroamericano (SOSEICA) a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por el ICE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años determinará, en promedio, un déficit del orden de 250 GWh/año. (Véase el cuadro I-15 del anexo.)

2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que el ICE consumirá 1.8 millones de barriles de búnker y 4.4 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel) el costo total equivaldría a 141.1 millones de dólares. Estos consumos de combustibles pueden ser considerados bajos, en relación con los de los otros países del Istmo, y ello se debe a la alta participación de la componente "hidro" y a la entrada en operación de la central hidroeléctrica de Sandillal y la central geotérmica de Miravalle, en el próximo quinquenio.

ii) El Salvador. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 4.8% en el período 1981-1985 y a 5.8% en el período 1985-1991;



la generación neta a razón de 5.1% anual para los dos períodos. (Véanse los gráficos 11 y 12.)

Las proyecciones estimadas por el Departamento de Planificación de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) para el crecimiento de la demanda en el período 1992-2000 son de 6.5% y 7.5% para la demanda máxima y para el consumo, respectivamente. Cabe mencionar que en el balance oferta/demanda, representado en el plan de expansión preparado por el área de planificación de la CEL, se considera que se pondrán en marcha programas para el control y reducción de pérdidas.

Las adiciones de generación programadas por la CEL incluyen dos turbinas de gas para 1993 (75 MW), que se complementarían con una unidad de vapor (30 MW) en 1996 para integrar una central de ciclo combinado; 133.5 MW de adiciones de centrales geotérmicas y la expansión de la central hidroeléctrica Once de Noviembre (120 MW) en 1999, y la hidroeléctrica de San Marcos (80 MW) en el año 2000.

Como consecuencia de la sequía de 1991, ya se han programado racionamientos de energía en los primeros meses de 1992.

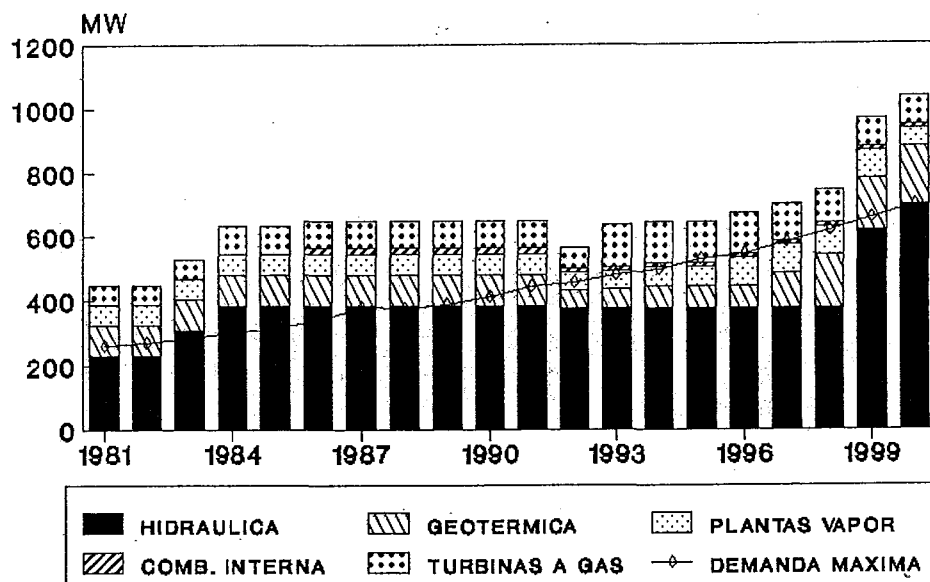
Simulaciones de la operación del sistema eléctrico salvadoreño, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por la CEL, muestran como resultados más importantes los siguientes:

1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años determinará, en promedio, un déficit del orden de 100 GWh/año. (Véase de nuevo el cuadro I-15 del anexo.)

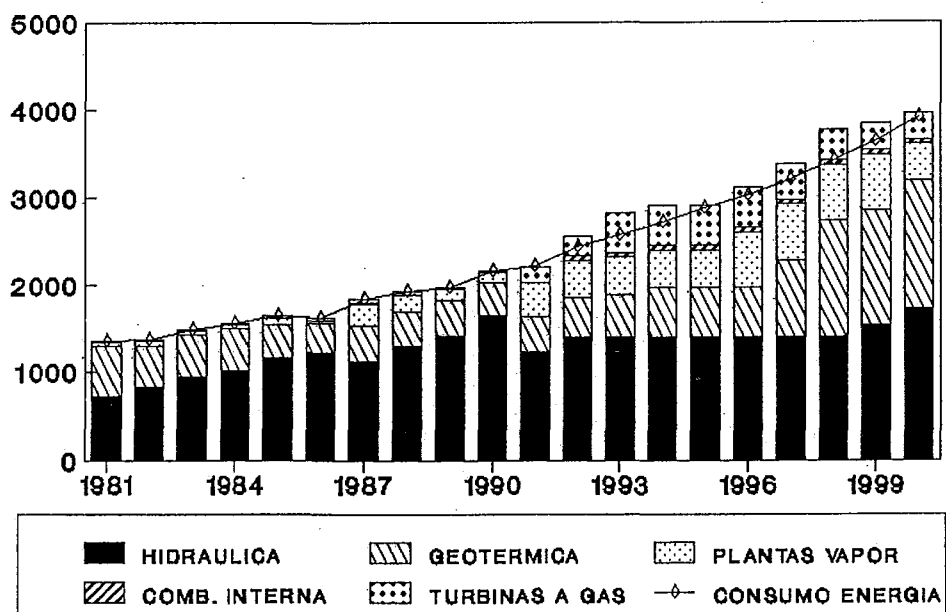
2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que la CEL consumirá 4.1 millones de barriles de búnker y 8 millones de diesel durante el quinquenio 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel), el costo total equivaldría a 274 millones de dólares.

iii) Guatemala. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 1.3% en el período 1981-1985 y a 8.6% en el período 1985-1991; la generación neta a razón de 5.8% anual para los dos períodos. (Véanse los gráficos 13 y 14.). El parque térmico se encuentra muy deteriorado y

Gráficos 11 y 12  
**EL SALVADOR: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**

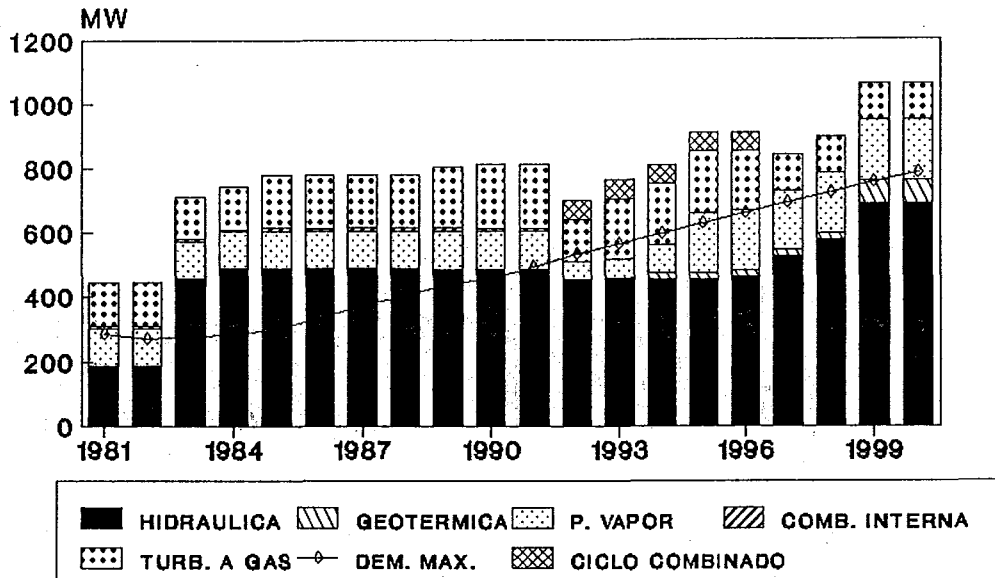


**EL SALVADOR: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWH)**

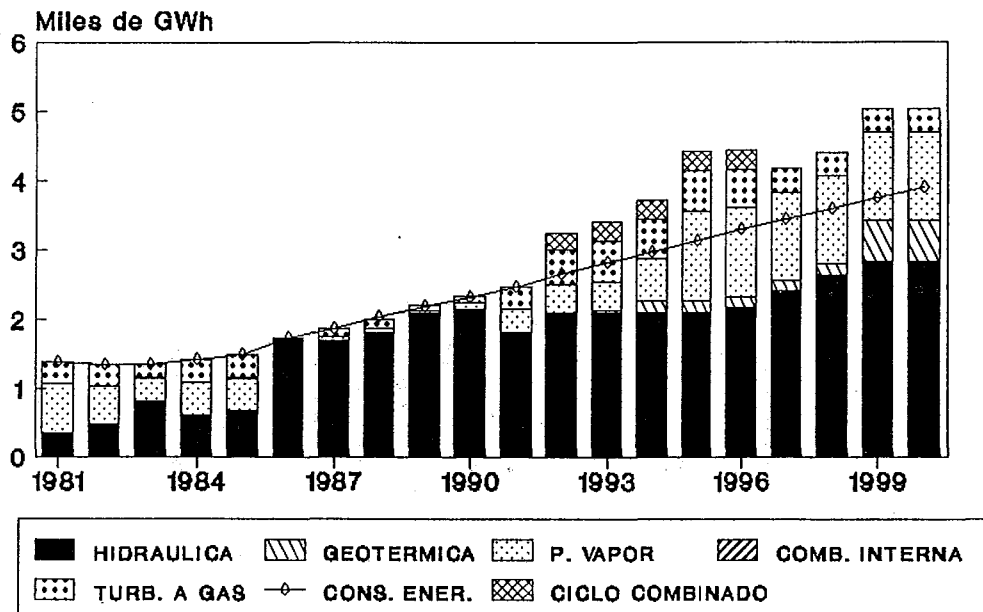


Fuente:CEPAL sobre la base de datos oficiales.

Gráficos 13 y 14  
**GUATEMALA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**GUATEMALA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

requiere de grandes inversiones para su rehabilitación. Lo anterior, sumado a la sequía, fueron la causa del desabastecimiento de energía registrado en 1991.

Prácticamente desde la entrada en servicio de Chixoy en 1983, las únicas adiciones a la capacidad instalada corresponden a 3 turbinas de gas, la primera donada por la Agencia Internacional de Desarrollo (AID) (30 MW en 1985) y dos unidades de 30 MW, adquiridas por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) en 1987 y 1992. Las tres unidades fueron adquiridas para evitar o minimizar situaciones potenciales de desabastecimiento de energía eléctrica.

El crecimiento estimado por la Gerencia de Planificación del INDE, tanto para la demanda máxima como para el consumo, durante el período 1992-2000, es en promedio de 5%.

El aumento de generación para el decenio, definido por dicha área de planificación, consiste principalmente en adiciones térmicas (210 MW), y en la introducción gradual de la energía geotérmica al agregarse 5 MW en 1993, 15 en 1994 y 55 en 1999. Asimismo, se contempla la incorporación de tres centrales hidroeléctricas (111 MW) al final del período. Tanto para el balance de potencia como para el de energía no se prevén dificultades, si bien será creciente el uso de derivados de petróleo para producir electricidad.

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico guatemalteco, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por el INDE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

- 1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años no provocará déficit en el suministro, lo cual obedece a la rehabilitación y entrada de centrales térmicas, contempladas en el plan de expansión de la generación del INDE.

- 2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación arrojan que el INDE consumirá 5.2 millones de barriles de búnker, 1.5 millones de barriles de crudo y 0.3 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de

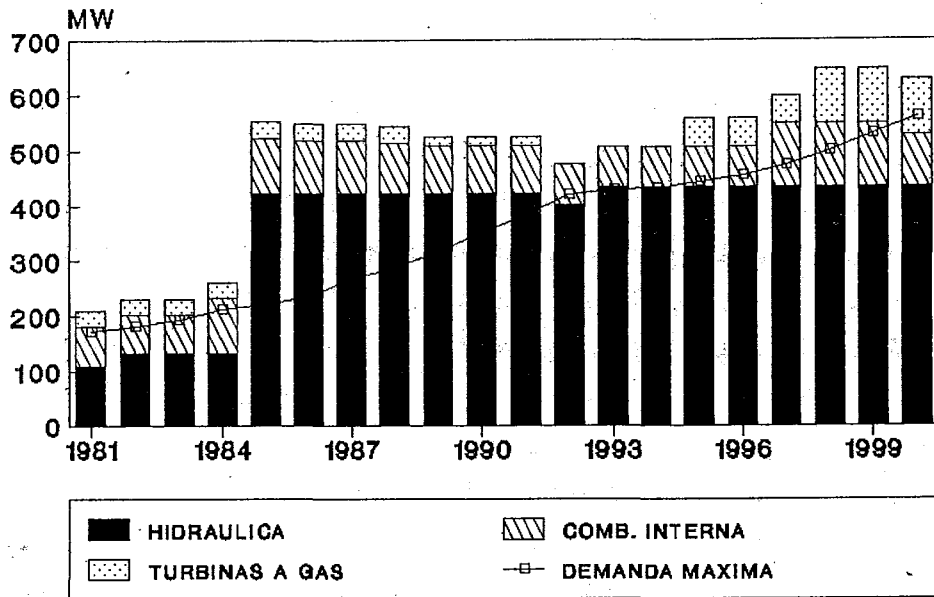
búnker y 25 por barril de diesel), el costo total equivaldría a 131 millones de dólares.

iv) Honduras. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 6.5% en el período 1981-1985 y a 9.4% anual en el período 1985-1991; la generación neta a razón de 9.4% para los dos períodos. (Véanse los gráficos 15 y 16.) Al igual que en la mayoría de los otros países, en Honduras no hubo adiciones de capacidad en la segunda mitad del decenio de los ochenta; en efecto, desde que en 1985 se inauguró la central hidroeléctrica Francisco Morazán (antes llamada El Cajón), la capacidad instalada ha permanecido estática. (Véase de nuevo los gráficos 15 y 16.) Con la puesta en servicio de dicha central, Honduras ha tenido excedentes de energía hidroeléctrica hasta 1991. Se prevé que debido a la sequía registrada en este último año, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no exportará energía durante 1992; incluso, requerirá complementar su oferta con energía de origen térmico. El promedio de producción hidroeléctrica durante los últimos cinco años (1987-1991) fue de 2,053 GWh; cabe mencionar que en los primeros años de ese período, por falta de demanda e incapacidad en la línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, que estuvo operando en 138 kV de 1976 a 1990, se desperdiciaron cantidades importantes de agua.

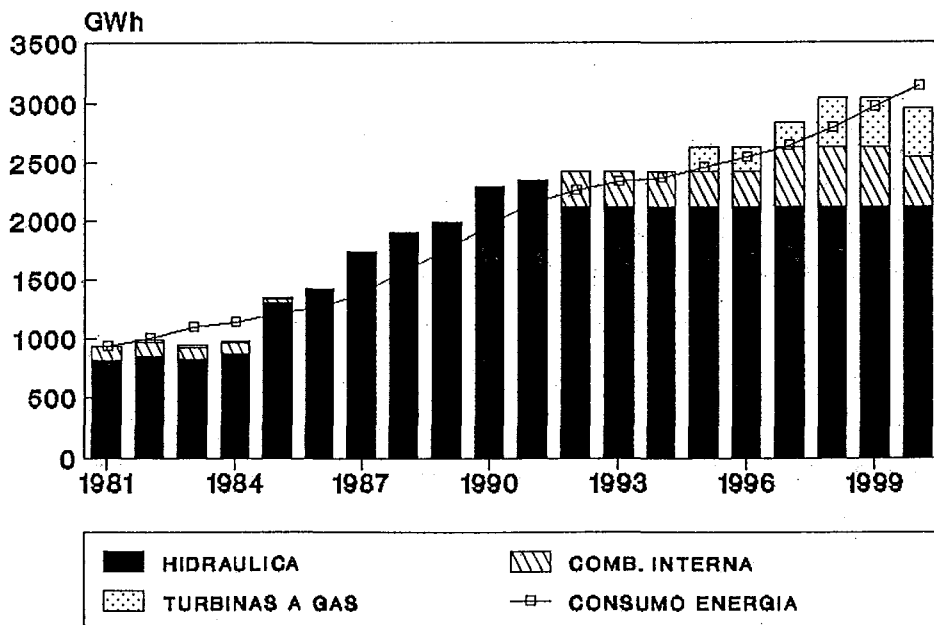
Las adiciones de generación previstas por la ENEE para la presente década consisten en rehabilitar las centrales de combustión interna existentes y en incorporar en 1997 40 MW, también de combustión interna, y dos turbinas de gas de 50 MW, una en 1995 y otra en 1998.

Con base en en las hidrocondiciones consideradas, el valor esperado para la producción hidroeléctrica anual del quinquenio es de 2,018 GWh, excepto para 1992, en que se estima una producción hidroeléctrica de 1,868 GWh, ya que el embalse de la planta Francisco Morazán quedó 12 metros (a mediados de noviembre de 1991) por debajo del nivel máximo. Esto significa que para iniciar el verano 1991-1992, la ENEE sólo tiene 1,000 GWh almacenados en dicho embalse, en lugar de los 1,400 GWh que tenía contemplados, en función de la expectativa por alcanzar la cota máxima de la presa.

Gráficos 15 y 16  
**HONDURAS: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**HONDURAS: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWH)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico hondureño, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por la ENEE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

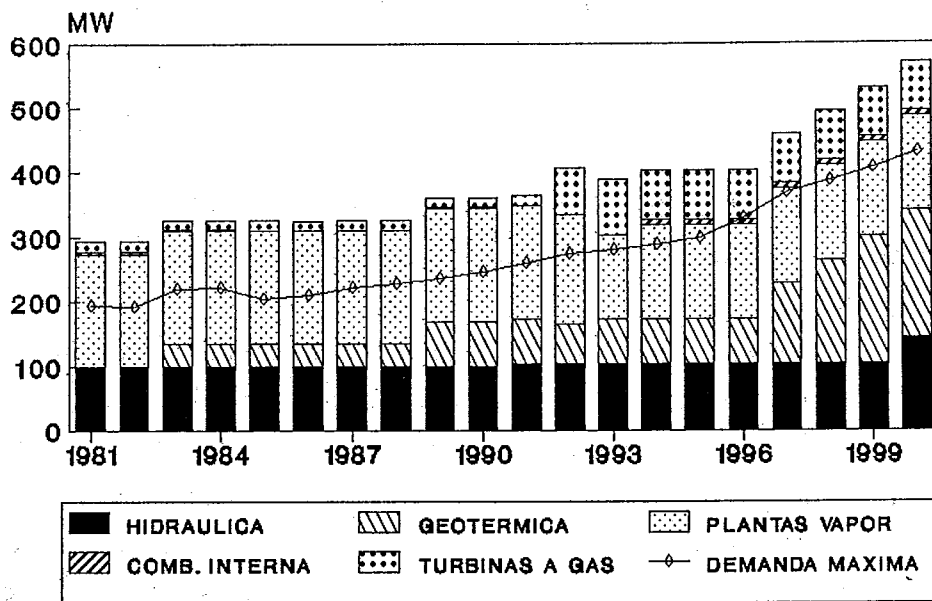
1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años determinará, en promedio, un déficit del orden de 30 GWh/año. (Véase de nuevo el cuadro I-15 del anexo.)

2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que la ENEE consumirá 3.5 millones de barriles de búnker y 1.1 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel) el costo total equivaldría a 90.3 millones de dólares.

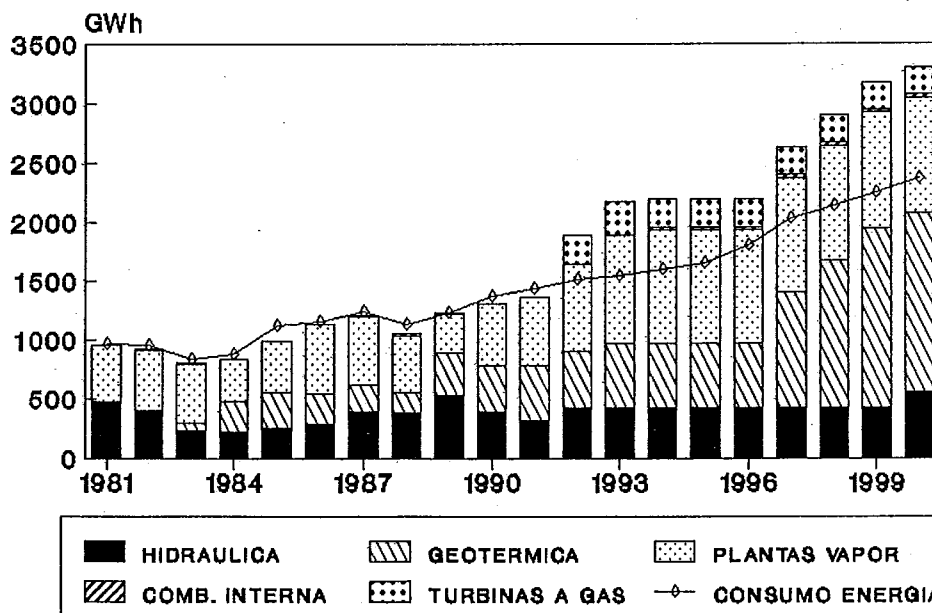
3) Es importante mencionar que las proyecciones de demanda preparadas por el Departamento de Planificación de la ENEE parecen conservadoras. Durante los últimos cinco años, el crecimiento promedio ha sido de 11.4% anual, mientras que los planes de expansión están definidos sobre la base de un crecimiento del 3% en promedio anual para el próximo quinquenio (1992-1996) y de 5.5% para los restantes cuatro años de la década.

v) Nicaragua. Este país ha sido el de menor crecimiento relativo en la región, principalmente a causa del conflicto bélico que duró más de 10 años, hecho que también se reflejó en las escasas adiciones de nuevas centrales en la década pasada. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 1.3% para el período 1981-1985 y a 4.8% para el período 1985-1991; la generación neta a razón de 3.2% anual para los dos períodos. (Véanse los gráficos 17 y 18.) En la combinación de la capacidad instalada y de producción de electricidad actuales se observa, con respecto a los demás países, una menor participación de la hidroelectricidad. Debido a esta configuración de la generación, hay una mayor garantía de poder enfrentar la demanda de energía, si bien a costos mayores por el alto componente térmico. Esto explica también porqué en el balance de oferta-demanda de energía potencialmente generable no aparecen déficit; o si existe un potencial peligro de desabastecimiento por el mal estado y la

Gráficos 17 y 18  
**NICARAGUA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**NICARAGUA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.



antigüedad del parque térmico, que han sido la principal causa de los racionamientos habidos en 1991 y en los primeros meses de 1992. Cabe destacar el importante esfuerzo que el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) ha hecho durante los últimos años para rehabilitar las centrales termoeléctricas vitales para el país: la planta Nicaragua (2 x 50 MW) ya completó la rehabilitación de la primera unidad y tiene en proceso la segunda; además, está prácticamente confirmada la rehabilitación de la unidad 3 de Managua (45 MW). Para concretar estas obras ha sido vital el apoyo técnico y financiero de los países nórdicos, en particular de Dinamarca y Suecia.

Los planificadores del INE estiman que el crecimiento promedio anual tanto para la demanda máxima como para el consumo de energía durante el período 1992-2000 será de 5.8%. Para enfrentar este crecimiento, el plan de expansión actual consiste en aumentar la geotérmica a partir de 1997 en un total de 128 MW hacia el año 2000, adicionales a los 70 MW actuales. También se prevé la adición de dos turbinas de gas de 30 MW cada una a partir de 1992 y de cogeneración con bagazo de caña por 15 MW a partir de 1993. Para el año 2000 se proyecta la entrada de la central hidroeléctrica Monte Grande con 40 MW. Sobre estas bases, las adiciones de energía significarían 3,977 GWh para el resto de la década, de los cuales un 71% sería de origen geotérmico.

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico nicaragüense para los próximos cinco años, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por el INE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

- 1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años determinaría pequeños déficit, los cuales se pueden incrementar, a causa de los altos índices de indisponibilidad del parque generador nicaragüense.

- 2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que el INE consumirá 6.6 millones de barriles de búnker y 0.2 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel), el costo total equivaldría a 124 millones de dólares.

vi) Panamá. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 7.3% en el período 1981-1985 y a 2.2% en el período 1985-1991; la generación neta a razón de 4.2% anual para los dos períodos. (Véanse los gráficos 19 y 20.) La capacidad instalada de Panamá alcanza los 884 MW, en tanto que la demanda máxima registrada en 1990 fue de 464 MW y la estimada para 1991 es de 488 MW. Sin embargo, existe un rezago acumulado de mantenimiento y rehabilitación del parque térmico por lo que la capacidad efectivamente disponible para 1992 a lo sumo sería de unos 627 MW. (Véanse de nuevo los gráficos 19 y 20 y los cuadros I-11 y I-12 del anexo.) Esta disponibilidad disminuida del parque térmico pone en serios riesgos la capacidad del sistema eléctrico de Panamá para enfrentar la demanda, tanto de potencia como de energía.

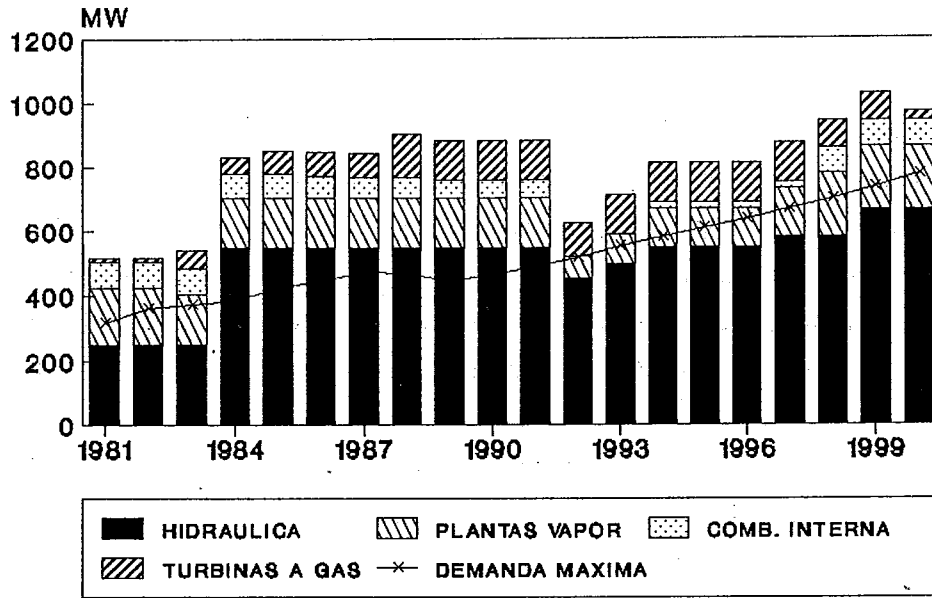
Para analizar las perspectivas (1992-2000) se han tomado en cuenta los planes de rehabilitación y de expansión actualmente vigentes en el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Se estima que tanto la demanda máxima como el consumo crecerán en el período 1992-2000, con tasas promedio de 5.2% anual. Las adiciones de generación contemplan la elevación de la presa Fortuna en 1994 y la entrada en servicio de la central hidroeléctrica Estí de 116 MW (a fines de la década); asimismo, comenzarán a operar dos centrales de vapor, de 50 y 80 MW en 1997 y 1998, y una turbina de gas de 30 MW en 1999. Los años con mayor riesgo para enfrentar la demanda serían 1992 y 1993, tanto por el mal estado de las centrales térmicas como por los bajos niveles de los embalses al inicio del presente año (1992).

Simulaciones de la operación del sistema generador panameño, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por el IRHE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

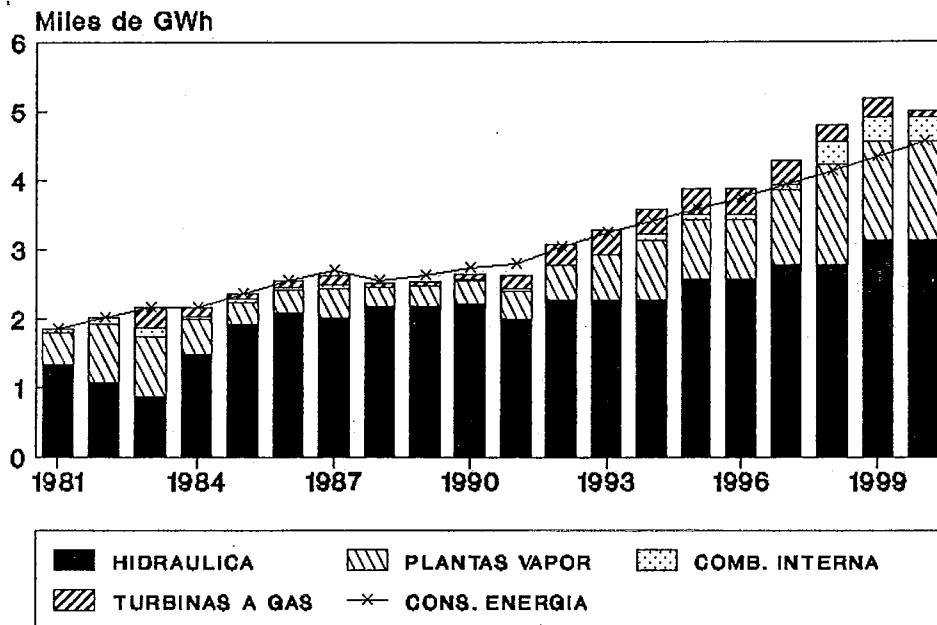
1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años determinarían, en promedio, un déficit del orden de 110 GWh/año. (Véase de nuevo el cuadro I-15 del anexo.)

2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación arrojan que el IRHE consumirá 7.4 millones de barriles de búnker y 3.1 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril

Gráficos 19 y 20  
**PANAMA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**PANAMA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWH)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel), el costo total equivaldría a 211 millones de dólares.

b) Interconexiones subregionales

El proceso de interconexión regional se inició en 1976 con la línea entre Honduras y Nicaragua, y continuó en 1982 con la interconexión entre Nicaragua y Costa Rica. En 1986, por una parte entró en servicio la línea entre Costa Rica y Panamá y, por otra, la interconexión entre Guatemala y El Salvador, conformándose los dos sistemas interconectados subregionales que actualmente operan: el bloque norte y el bloque sur.

Para el proyecto de interconexión El Salvador-Honduras se están revisando los estudios de ingeniería y diseño, encontrándose en la etapa final de negociaciones y concreción de su financiamiento. Se espera iniciar su construcción en 1993 y ponerlo en operaciones a fines de 1995; así quedarían interconectados los seis países.

Las transferencias de energía entre los países de cada bloque subregional han sido de los siguientes tipos: i) suministro de energía hidroeléctrica, proveniente de excedentes programados o circunstanciales, para sustituir generación térmica, sobre la base de combustibles fósiles (transferencia tipo 1); ii) suministro de energía hidroeléctrica para almacenarla en un segundo país, que cuenta con algún embalse de gran capacidad de regulación (transferencia tipo 2); iii) suministro de energía de origen térmico, sobre la base de combustibles fósiles, en casos de emergencia, para evitar situaciones de racionamiento en el país receptor (transferencia tipo 3), y iv) paso, por un país intermedio, de energía que se transfiere entre sistemas eléctricos no fronterizos (transferencia tipo 4). En el caso del tipo 2, la energía "embalsada" generalmente regresa al país de origen, donde desplaza generación térmica en la época seca. Aun cuando los cargos pueden variar de manera considerable entre los diferentes tipos de transferencias, la valorización completa de la energía transferida se logra en los tres primeros, o bien mediante el ahorro de combustible en las centrales térmicas, cuya generación se desplaza, o por la eliminación del racionamiento de energía eléctrica.

Hasta ahora la mayor parte de los intercambios ha sido del tipo 1, o sea casos en los cuales se dispone de excedentes de energía hidroeléctrica cuyo costo marginal es prácticamente nulo, situación que facilita las negociaciones.

Se han identificado potenciales ahorros que reducirían la factura por consumo de combustibles para generar energía eléctrica en el Istmo, en el caso de transferencias de generación térmica a vapor en un país que desplace generación de energía a base de diesel en un segundo país (transferencias de tipo 5). Se estima que este tipo de transferencias representarían ahorros superiores a los 15 millones de dólares anuales, pero la cristalización de este tipo de intercambios requiere una mayor coordinación, así como de mejores y más avanzados mecanismos para el pago de las transacciones energéticas.

Desde el punto de vista técnico, el factor que más ha marcado la operación interconectada es la debilidad, tanto de las propias redes nacionales como de las líneas de interconexión, lo cual ha dado lugar a serios problemas de estabilidad y de control del voltaje.

No obstante lo anterior, desde su inicio, las interconexiones subregionales han contabilizado intercambios por 4,184 GWh, de los cuales 196 GWh (5%), corresponden al bloque norte y 3,988 GWh (95%) al bloque sur (véase de nuevo el gráfico 6). Este volumen de transferencias ha representado la sustitución de aproximadamente 8 millones de barriles de combustibles. Cabe agregar que se han registrado otros intercambios, de naturaleza transitoria, para apoyarse mutuamente en emergencias, pero que no se contabilizan porque usualmente se compensa la energía en condiciones de operación similares.

RESUMEN DE INTERCAMBIOS DE ENERGIA EN LAS INTERCONEXIONES  
REGIONALES DESDE SU INICIO

(GWh)

	1976-1979	1980-1989	1990-1991	Total
<u>Total</u>	<u>87</u>	<u>3 287</u>	<u>810</u>	<u>4 184</u>
Bloque Norte	167	29	196	
Bloque Sur	87	3 120	781	3 988

Es importante señalar dos situaciones que incidieron fundamentalmente en las transferencias: en los años 1983 y 1984, Costa Rica exportó 907 GWh (21% de las transferencias totales) correspondientes a excedentes del Complejo Hidroeléctrico Arenal-Corobicí, y en el período 1987-1992 Honduras exportó 1,455 GWh (33% de las transferencias totales) correspondientes a excedentes de la hidroeléctrica Francisco Morazán.

c) Las inversiones en el subsector eléctrico

El siguiente cuadro muestra un resumen de las inversiones estimadas en las principales componentes del subsector para el período 1992-2000.

ESTIMACION DE INVERSIONES EN EL SUBSECTOR ELECTRICO DEL  
ISTMO CENTROAMERICANO, 1992-2000

(Millones de dólares)

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guate- mala	Hondu- ras	Nica- ragua	Pana- má
<u>Total</u>	<u>6 845.3</u>	<u>1 602.0</u>	<u>752.9</u>	<u>2 679.5</u>	<u>319.8</u>	<u>728.4</u>	<u>762.7</u>
Generación	5 352.8	1 246.5	662.5	2 219.5	94.6	451.5	678.2
Transmisión	854.7	355.5	61.2	288.4	33.1	70.7	45.8
Distribución	503.8	-	29.2	118.9	162.9	154.1	38.7
Estudios	134.0	-	-	52.7	29.2	52.1	-

Fuente: Información obtenida de los planes de expansión de las empresas eléctricas.

Nota: Planes de expansión de las empresas. Costos actualizados a 1992. Factores de actualización de 1.04/año para el período 1990-1992.

De acuerdo con esta información, en el período 1992-2000 se requeriría una inversión de 6,845.3 millones de dólares (760 millones de dólares anuales); sin embargo, debe observarse que esta cantidad sería superior por las razones que a continuación se exponen:

i) Con excepción de Guatemala, en las estimaciones no se incluyen las inversiones para proyectos que se inician en la presente década y entrarán en servicio después del año 2000. La inclusión de estas inversiones incrementaría los requerimientos del subsector, especialmente en el rubro de generación.

ii) No se tiene información completa referente a las inversiones en transmisión, distribución y estudios. Para el caso de El Salvador, las inversiones en transmisión corresponden a las programadas para el período 1993-1996 e incluyen la rehabilitación de 370 km de líneas de 115 kV.

Para hacer frente a inversiones de esa magnitud, las empresas eléctricas del Istmo, con el apoyo de las entidades rectoras del sector energía, están poniendo en marcha programas orientados a mejorar el desempeño y la situación financiera de las empresas eléctricas nacionales.

d) Los problemas del suministro actuales

La prolongada sequía que se presentó en 1991 puso en evidencia el alto grado de vulnerabilidad de los sistemas del Istmo: el parque termoeléctrico existente, por la falta de mantenimiento y por la antigüedad de la mayoría de las centrales, no constituye una reserva confiable. Esa sequía de 1991 también ha puesto en evidencia el alto grado de atraso con que se encuentran los programas de inversión y preinversión. Las empresas eléctricas nacionales han tenido que recurrir, en su mayoría, a la adquisición de turbinas de gas, las cuales les permitirán minimizar los efectos de futuras contingencias en los sistemas de generación.

Se estima que el desabastecimiento ocurrido en 1991, cuyos efectos aún se prolongan al presente año (1992), es una señal de un problema que podría tornarse recurrente, de no atenderse de manera urgente y prioritaria la rehabilitación del subsector en los aspectos institucional, financiero y técnico-operativo.

e) Situación institucional, administrativa y financiera

El subsector eléctrico del Istmo Centroamericano está formado, en cada país, por organismos nacionales semiautónomos encargados del desarrollo de la electrificación y por empresas distribuidoras, generalmente de tipo mixto o municipales, algunas de las cuales participan en menor proporción en la generación de energía.

Los organismos nacionales existentes son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en Costa Rica; la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), en El Salvador; el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), en Guatemala; la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en Honduras; el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), en Nicaragua, y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), en Panamá.

Generalmente, estas empresas son regidas por una junta o consejo directivo, cuyo presidente en algunos casos tiene funciones ejecutivas, con una dirección o gerencia que se encarga del manejo técnico y administrativo de la institución, y dependencias que se encargan de las diferentes funciones, básicamente planificación y desarrollo, construcción, operación, administración y finanzas. Organizativamente dependen en línea directa, en la mayoría de los casos, del Ministerio de Energía del respectivo país.

En los casos de Honduras, Nicaragua y Panamá, el subsector eléctrico está casi en su totalidad en manos de la respectivas empresas nacionales. En Costa Rica y en Guatemala, la distribución en el área metropolitana la efectúan empresas que se rigen por el régimen de sociedades privadas, la mayor parte de cuyas acciones está en poder de las respectivas empresas nacionales.

Los organismos nacionales de electrificación elaboran y proponen las tarifas para su aprobación por los organismos competentes del poder ejecutivo, generalmente los Ministerios de Energía, y también están obligados a someter a aprobación los presupuestos ordinarios y los planes de inversión a otros Ministerios y agencias gubernamentales.

Con excepción de Costa Rica, no existen en los países organismos encargados de regular y supervisar las políticas del subsector eléctrico. El Servicio Nacional de Electricidad (SNE) costarricense interviene en la



regulación de las tarifas y elaboración de concesiones de plantas de producción de energía eléctrica.

Desde finales de la década de los sesenta, las economías de los países del Istmo han sufrido los efectos de una profunda crisis que ha deteriorado sus condiciones económicas y sociales. En la década 1980-1989, el crecimiento promedio del PIB fue de un 0.5% anual, mientras que la tasa de crecimiento de la población fue del 2.7%.

Como respuesta al aumento de los precios internacionales del petróleo en la década de los setenta, los países del Istmo intensificaron los programas de desarrollo hidroeléctrico y geotérmico, construyendo nuevos proyectos que les permitirían reducir su dependencia del combustible importado. Estos proyectos requirieron del financiamiento de cuantiosos préstamos externos, los cuales fueron obtenidos con el supuesto de que se darían las siguientes condiciones:

- 1) Tasas de crecimiento superiores a las registradas;
- 2) Acceso a financiamiento externo para continuar con los planes de expansión, y
- 3) Libertad en el subsector eléctrico para la fijación de tarifas acordadas con las necesidades del subsector.

Al no cumplirse las hipótesis anteriores, las empresas eléctricas en general se han enfrentado a serios problemas financieros, debido a la magnitud de las inversiones ejecutadas en un marco de deterioro económico general de la región, que impidió el correspondiente incremento de los ingresos y aumentó el endeudamiento externo en proporciones crecientes.

#### 4. El subsector hidrocarburos

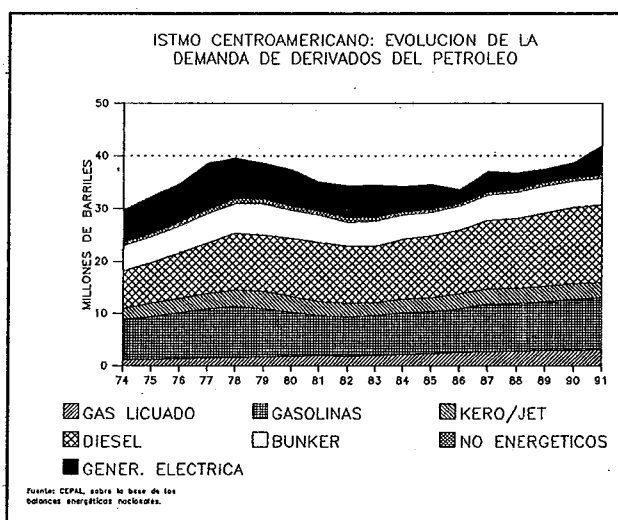
##### a) Evolución de la demanda

Los hidrocarburos representan alrededor del 80% de la energía comercial que se consume en el Istmo y aproximadamente un tercio del consumo total de energía. Los seis países del Istmo Centroamericano son altamente dependientes de la importación de petróleo crudo, reconstituidos y derivados; como consecuencia, son vulnerables a las fluctuaciones de los precios externos de los hidrocarburos.

En la evolución de la demanda interna de derivados del petróleo, sin incluir los combustibles usados en la generación eléctrica, hay tres etapas diferenciadas: de 1974 a 1979, en la que se incrementó a una tasa de 6.1% anual; en el período 1979-1982, que decreció 3.8% por año, y a partir de 1983, en que aumentó 2.8% anual, con tasas que oscilaron entre un mínimo de 1.3% negativo en Nicaragua y un máximo de 5.5% (Costa Rica).

La demanda total de derivados de los seis países ascendió en 1991 a 42 millones de barriles (115,000 BPD). (Véase el gráfico 21).

Gráfico 21



El volumen de combustibles consumido en la producción de electricidad se mantuvo relativamente constante durante los años setenta, mientras que en la década de 1980 se observó una tendencia decreciente por la entrada en operación de centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Entre 1982 y 1990, el consumo de hidrocarburos en plantas termoeléctricas decreció a una tasa de 8.8% anual, habiéndose alcanzado el mínimo histórico de 2.6 millones de barriles en 1989; a partir de ese año, se produjo una recuperación en la demanda, la que alcanzó un total de 5.7 millones de barriles en 1991 (42% diesel y 58% búnker). El incremento en la demanda de combustibles en el subsector eléctrico durante 1991 se debió, en parte, a la sequía que se presentó en la región, pero también a la recuperación económica que se manifiesta en algunos países de la subregión y que se espera se irá consolidando en los próximos años.

El impacto de las importaciones de hidrocarburos sobre la economía de la región se muestra al comparar su monto con el valor de las exportaciones totales. En el quinquenio 1981-1985 representaron, en los seis países, 16% del valor total de las exportaciones, mientras que durante 1991 fue de 10%.

Con respecto a la evolución de la factura petrolera, en 1986, en el Istmo Centroamericano se importaron 34 millones de barriles de productos refinados y petróleo crudo y reconstituido, con un costo cif de 713 millones de dólares; esta cifra equivale a un precio promedio de 21 dólares por barril. En 1991, la importación ascendió a 46 millones de barriles, es decir, el volumen de las importaciones creció a una tasa anual promedio de aproximadamente 6%, mientras que el monto de la factura petrolera del Istmo se elevó a 1,073 millones de dólares, es decir, un crecimiento promedio del orden de 9% anual y un precio promedio de 23.3 dólares por barril.

En 1991, un poco más de la cuarta parte del consumo total de hidrocarburos en la región le correspondió a Guatemala (26%). La participación de Panamá (17%) y Nicaragua (10%) disminuyó, en tanto que Costa Rica y Honduras aumentaron hasta alcanzar, en 1991, 17% y 13% del total. El Salvador se ha mantenido más o menos estable en 17%.

La estructura de la demanda cambió poco durante los últimos años. (Véase el cuadro 3). El diesel continuó siendo el producto de mayor demanda y su empleo se siguió expandiendo hasta representar el 41% en 1991. La demanda de la gasolina, segundo producto en importancia (24%), también continuó en ascenso, salvo en Nicaragua donde disminuyó apreciablemente.

Durante los dos últimos años, el búnker representó el 19% del consumo de hidrocarburos en la región. En Nicaragua, este rubro rebasó el 35% como consecuencia de la generación termoeléctrica, y en Honduras pasó de 10% a 18% entre 1986 y 1991, a causa de la demanda industrial.

Cuadro 3

## ISTMO CENTROAMERICANO: ESTRUCTURA DEL CONSUMO

(Millones de barriles)

Producto	1980	%	1985	%	1991	%	1996	%
<u>Total</u>	<u>37.5</u>	<u>100</u>	<u>34.6</u>	<u>100</u>	<u>41.9</u>	<u>100</u>	<u>53.5</u>	<u>100</u>
Gas L.P.	1.8	4.8	2.4	6.9	3.1	7.4	3.7	6.9
Gasolinas	8.5	22.6	8.0	23.2	10.0	23.9	12.0	22.4
Kerp/jet	3.0	8.0	2.7	7.8	2.8	6.7	3.3	6.2
Diesel	12.8	34.1	13.0	37.6	17.2	41.0	21.0	39.3
Búnker	10.6	28.3	7.8	22.5	8.3	19.8	12.9	24.1
No energ.	0.8	2.2	0.7	2.0	0.5	1.2	0.6	1.1

Fuente: CEPAL, Abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados a 1991.

La demanda por habitante de derivados en el Istmo se ha reducido paulatinamente, desde cerca de 2 barriles por persona por año en 1978, hasta 1.3 bbl/persona en 1990.

Panamá tiene la demanda por habitante más alta de la región (2.7 bbl) seguida de Costa Rica (2.2 bbl). El resto de los países se sitúan alrededor de 1 barril por persona por año.

Las políticas energéticas de algunos países, dirigidas a construir centrales generadoras basadas en recursos autóctonos (hidroeléctricas y geotérmicas), hicieron posible disminuir los consumos de hidrocarburos durante el período 1982-1990. Esto provocó algunas alteraciones dentro de los mercados petrolíferos nacionales; al aumentar los excedentes de producción de búnker fue preciso reducir la producción de las refinerías, dado que los excedentes de este producto sólo se pueden exportar a precios antieconómicos.

A nivel sectorial, el mayor consumo de combustibles correspondió al del sector transporte con un 50% del total. El sector industrial, incluyendo la generación de energía eléctrica, consumió el 34% de los refinados, y el sector doméstico y el comercial, el 6% cada uno. El resto

(4%) fue consumido por los sectores agricultura, pesca y minería y construcción, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

Cuadro 4  
CONSUMO SECTORIAL DE HIDROCARBUROS, 1990  
(Miles de bep)

Sector	GLP	Gasolin- as	Kero/ turbo	Diesel	Fuel -oil	Otros	Total	%
Transporte	4	8051	1226	10136	0	0	19417	50
Industrial	237	148	97	3341	8001	1208	13032	34
Residencial	1658	0	719	3	52	0	2432	6
Comercial	156	257	300	712	887	0	2313	6
Agric., cons..		10	236	106	1044	125	38	1558
Total	2065	8692	2448	15236	9065	1246	38752	100

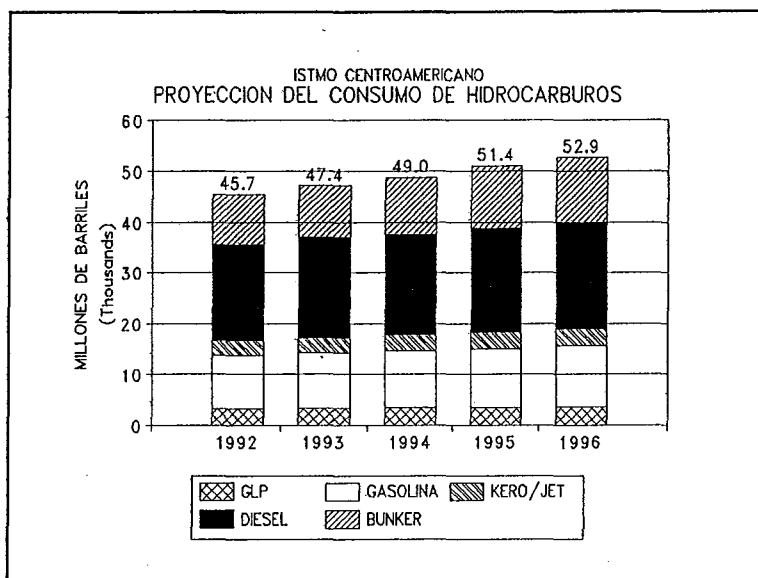
Fuente: OLADE, (SIEE).

En cuanto al consumo de combustible para generación eléctrica, en un extremo se encuentra Honduras, en donde la generación de origen térmico fue nula en los años 1986-1990 y, en el otro, Nicaragua, en donde ésta representó alrededor de 50% hasta 1988, aunque declinó en 1989 por la puesta en operación de una nueva unidad geotérmica; en Panamá sigue siendo muy importante.

Durante 1991, se incrementó fuertemente el consumo de búnker y diesel para generación eléctrica. Del total consumido en la región (excepto Honduras), 14% del diesel y 40% del búnker se destinaron a la generación de electricidad.

Basándose en la estimación de la CEPAL del consumo para los próximos cinco años, se puede apreciar que para el año 1996 se estarán importando en el Istmo 53 millones de barriles, es decir, 23% más que en 1991. (Véase el gráfico 22.)

Gráfico 22



b) Importaciones de combustibles

Los seis países compran derivados en embarques pequeños, muchas veces de las mismas fuentes, y no disponen de la flexibilidad necesaria para aprovechar las oportunidades que ofrece el "mercado de compradores."

Las importaciones de hidrocarburos de los seis países del Istmo durante los últimos años se indican en el cuadro 5 y en el gráfico 23. Durante 1991 ascendieron a 46 millones de barriles o 126,000 barriles por día. De este volumen, 40% correspondió a productos limpios, 25% a crudos reconstituidos, y 35% a crudos naturales.

Cuadro 5

## ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

(Millones de barriles)

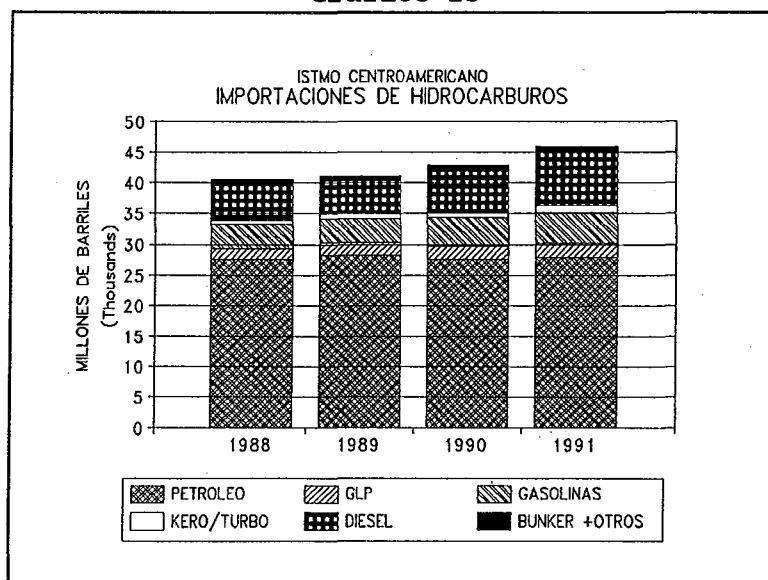
Producto	1988	%	1989	%	1990	%	1991	%
<b>Total</b>	<b>40.8</b>		<b>41.1</b>		<b>43.2</b>		<b>46.2</b>	
Naturales	20.3		17.5		18.5		16.1	
Reconst.	7.2		10.7		9.1		11.7	
Petróleo (*)	27.5	68	28.2	69	27.6	64	27.8	60
GLP	1.9		2.1		2.2		2.4	
Gasolinas	4.0		3.9		4.6		5.1	
Kero/turbo	0.6		0.8		1.0		0.8	
Diesel	6.4		6.1		7.4		9.2	
Búnker	0.2		-		0.4		0.3	
Otros	0.2		0.04		0.03		0.6	

Fuente: CEPAL, Abastecimiento de hidrocarburos, 1991.

(\*) Incluye crudos naturales y reconstituidos.

En la región se importaron derivados mezclados con crudo en forma de petróleo reconstituido. Continuó la tendencia a reducir la importación de crudos naturales, sobre todo de las calidades pesadas, en tanto que aumentaron las compras de productos limpios y de crudos livianos mezclados con

Gráfico 23



derivados en forma de petróleo reconstituido. (Véase el cuadro 6.)

Cuadro 6

## ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

(Millones de barriles)

	Total	CR	ES	GU	HO	NI	PA
				1989			
Total	41.1	7.4	5.5	9.0	6.0	4.4	8.6
Crudo	17.5	4.8	2.3	1.2	1.7	0.7	6.8
C.recon.			-	2.3	3.2	1.6	3.5
Deriv.	12.9	2.6	0.9	4.6	2.7	0.2	1.8
				1990			
Total	43.2	7.4	6.0	9.9	5.6	4.9	9.4
Crudo	18.5	3.0	2.3	1.3	2.0	1.7	8.2
C.recon.	9.1	-	2.6	2.6	1.1	2.8	
Deriv.	15.6	4.4	1.1	6.0	2.5	0.4	1.2
				1991			
Total	46.2	7.9	7.2	10.4	6.0	4.7	10.0
Crudo	16.1	2.5	2.5	2.0	1.7	-	7.3
C.recon.	11.7	-	3.1	2.8	1.3	4.5	-
Deriv.	18.4	5.4	1.6	5.6	3.0	0.2	2.7

Fuente: CEPAL, Estadísticas de hidrocarburos 1991.

Una de las causas de ello es que el Acuerdo de San José excluye la importación directa de refinados pero no de las mezclas entre crudos y derivados. Otra razón es la estructura anticuada de las refinerías locales y de los contratos con los propietarios, que tienen interés económico en aumentar el grado de utilización con el procesamiento de crudos reconstituidos, que contienen una mayor proporción de productos ya refinados y menor producción de búnker.

Venezuela continuó como el principal abastecedor de hidrocarburos a los países centroamericanos, con una participación en 1991 de 41%; le siguieron los Estados Unidos (22%) y Ecuador (18%), que ya habían superado a México en 1990, cuya participación actual disminuyó por tercer año consecutivo a 14%.



La discrepancia entre las estructuras de producción y consumo de derivados y la baja demanda relativa de búnker sigue limitando la participación de las refinerías locales en el suministro de productos refinados y, en consecuencia, el abastecimiento se complementa mediante importaciones de los derivados faltantes.

En 1991, la demanda regional de gasolina ascendió a 10 millones de barriles y la de diesel, a 17 millones de barriles, frente a una producción de 5 millones de barriles de gasolina y 9 millones de barriles de diesel. En contraste, se produjeron 11 millones de barriles de búnker en las refinerías del área, aunque sólo se consumieron 8 millones. Por esta razón, se exportaron 3 millones de barriles de excedente de este producto.

Los precios relativamente bajos de los derivados, en comparación con los de los crudos, ofrecen incentivos económicos a los países para reducir la producción de sus refinerías y aumentar la importación de productos limpios.

Venezuela había mantenido la supremacía en los últimos años como abastecedor de la región, incluyendo los derivados contenidos en el reconstituido. Sin embargo, en 1991 compartió el primer lugar con los Estados Unidos al abastecer 43% cada uno, frente a 52% y 27% hace dos años. La creciente importancia de los Estados Unidos se debe principalmente a Costa Rica que triplicó sus compras de productos refinados estadounidenses; también influyeron las preferencias de El Salvador y Panamá.

El crecimiento promedio del volumen de las importaciones de hidrocarburos durante los últimos tres años fue de 6% anual.

Panamá, por la sobrecapacidad de su refinería y la exportación masiva de productos pesados, importa la menor cantidad relativa; le sigue Nicaragua. En el otro extremo se encuentra Guatemala que posee una capacidad de refinación de productos livianos y medianos inferior a la demanda interna. En Honduras también es considerable la importación de derivados, si bien ésta ha disminuido durante los últimos cuatro años.

El 58% de las importaciones de gas licuado provinieron de México. A nivel de los países, esta proporción fue para Costa Rica 97%, 45% para El Salvador y 86% para Guatemala. Este último país recibió casi la mitad de las importaciones totales de la región.

Para los derivados de Venezuela, el principal mercado en la región se presentó en 1991 en Costa Rica, con 52% del total, seguido por Honduras con 22%. En el caso de los Estados Unidos, las ventas se concentraron en Guatemala, con 45%.

c) Infraestructura

Las instalaciones petroleras de producción, almacenamiento, transporte y expendio de hidrocarburos es antigua e ineficiente en la mayoría de los países, sobre todo en el aspecto de refinación.

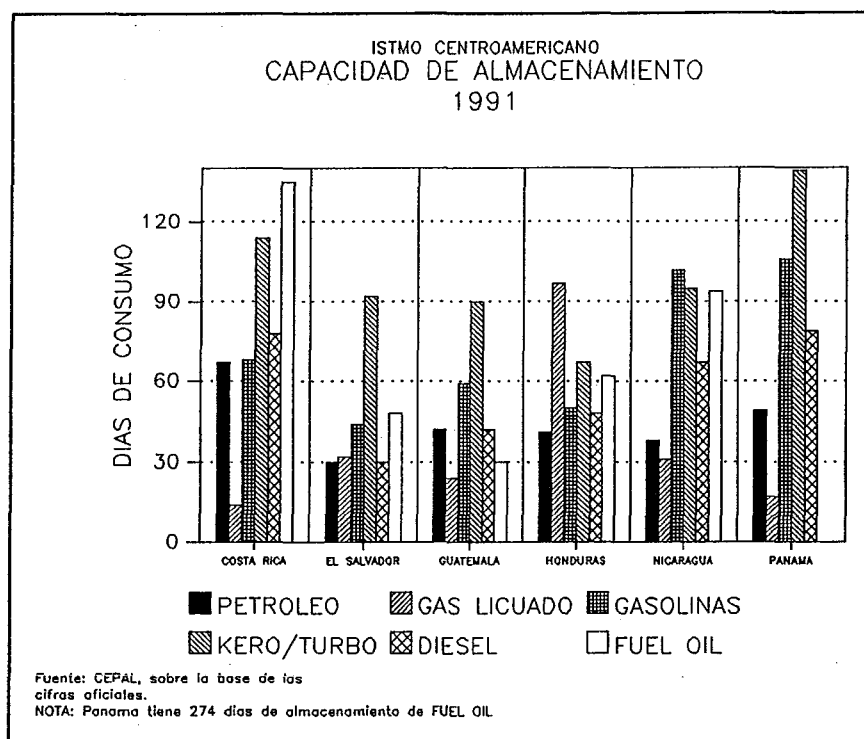
La situación de las instalaciones portuarias limita, en algunos casos, el tamaño del barco que puede atracar. Tal es el caso de Guatemala, en que el azolvamiento de la bahía de Amatique, en el Atlántico, cada vez disminuye más el calado permisible.

Es manifiesta la escasa capacidad de almacenamiento por lo que el suministro se tiene que realizar con embarques pequeños y frecuentes.

En los últimos años, las capacidades de almacenamiento casi no aumentaron en relación con la demanda. En 1991, la región contaba con almacenamiento para un consumo de 43 días de petróleo crudo, 70 días de gasolina y 56 días de diesel. Entre los países, como caso extremo, el almacenamiento en El Salvador cubre un consumo de 44 días de gasolina, 30 días de diesel y 30 días de crudo.

En Honduras, la capacidad es aún limitada, pese a que recientemente se incrementó la capacidad de almacenamiento de derivados. El almacenamiento de los otros países es algo mejor con respecto a los derivados, pero insuficiente para el crudo. (Véase el gráfico 24).

Gráfico 24



Recientemente no han habido variaciones importantes en la capacidad instalada ni en el equipamiento técnico de las refinerías de América Central.

El poder de negociación de los responsables de las importaciones en el mercado internacional depende también de la disponibilidad de almacenamiento suficiente y en sitios estratégicos. Si sólo se realizan importaciones para cubrir la demanda inmediata de cada país, las posibilidades de acelerar o demorar la adquisición se limitan y se pierde flexibilidad para aprovechar las ventajas económicas de un mercado que presenta oportunidades a corto plazo.

La escasa capacidad de almacenamiento conlleva mucho riesgo de interrupciones del abastecimiento, con las consiguientes repercusiones económicas y políticas, el que se disminuye reduciendo los volúmenes de las importaciones y aumentando la frecuencia de los embarques. Esto repercute de manera directa en los costos de compra del petróleo y sus derivados.

Las refinerías existentes fueron diseñadas para satisfacer estructuras del consumo que prevalecían hace quince años o más. Están conformadas por

unidades de destilación atmosférica, tratamiento de destilados y reformadores catalíticos. Las refinerías de Escuintla (Guatemala), Puerto Cortés (Honduras) y Bahía las Minas (Panamá) son operadas por TEXACO, mientras que las refinerías de Acajutla (El Salvador) y Managua (Nicaragua) son operadas por ESSO. La única refinería manejada por una empresa estatal es la de RECOPE en Costa Rica. (Véase el cuadro 7.)

Cuadro 7

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE REFINACION, 1991

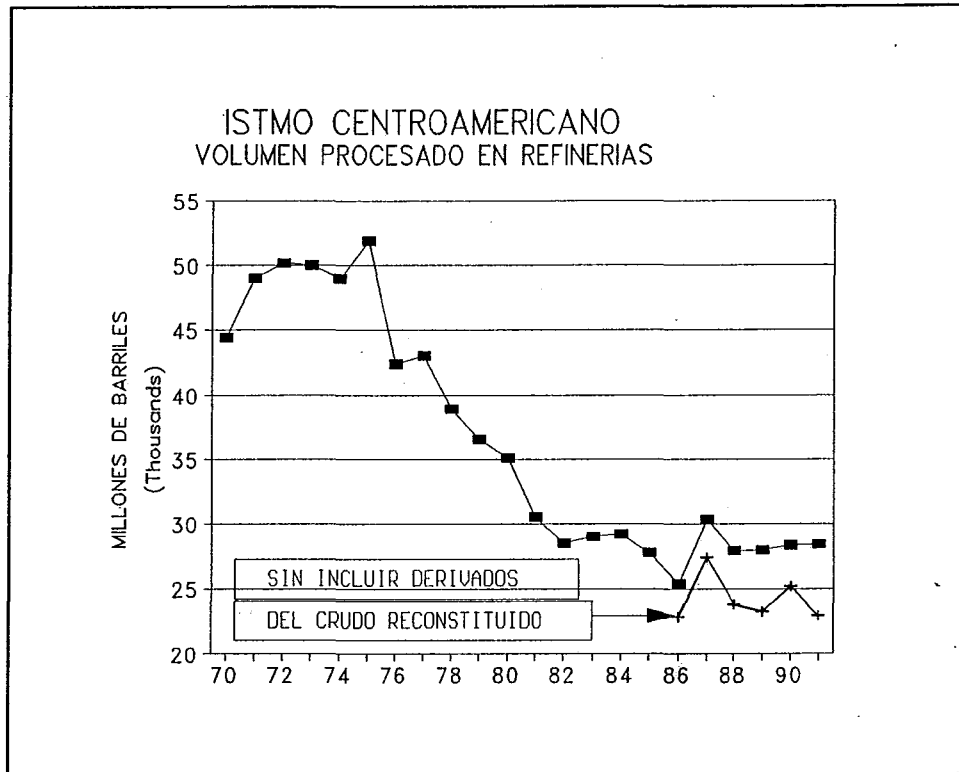
País	Localización	Empresas	Unidades (barriles/día)				Reform. catalítico	Demanda de derivados (bls/día)	Demanda/capacidad (%)
			Destilación atmosférica	Reductor de viscosidad	Vacío	Tratamiento de destilados			
<u>Total</u>			<u>156,500</u>	<u>26,500</u>	<u>16,400</u>	<u>47,200</u>	<u>23,700</u>	<u>115,058</u>	<u>74</u>
<u>Total a/</u>			<u>76,500</u>	<u>6,500</u>	<u>4,400</u>	<u>21,200</u>	<u>11,700</u>	<u>95,014</u>	<u>124</u>
Costa Rica	Moín	RECOPE	15,500	6,500	600	3,100	1,200	19,414	125
El Salvador	Acajutla	ESSO/ SHELL	16,000		1,900	6,500	2,900	19,055	119
Guatemala	Escuintla	TEXACO	17,000			2,400	3,000	29,638	174
Honduras	Puerto Cortés	TEXACO	14,000			4,700	1,800	14,885	106
Nicaragua	Managua	ESSO	14,000		1,900	4,500	2,800	12,022	86
Panamá	Bahía Las Minas	TEXACO	80,000	20,000	12,000	26,000	12,000	20,044	25

a/ Sin Panamá.

La ineficiencia de estas refinerías provoca que sus productos sean más caros que los del mercado internacional. Si continúan operando se debe a que, de esta forma, se mantiene una alternativa de suministro. Además, en la mayoría de los países funcionan a base de "utilidades garantizadas". Si se les dejara competir libremente, es posible que algunas fueran transformadas en terminales de almacenamiento.

A nivel regional, al examinar el volumen total de petróleo crudo y reconstituido procesado, se aprecia que la participación de las refinerías locales en el abastecimiento de derivados ha estado decreciendo continuamente en los últimos 20 años. (Véase el gráfico 25).

Gráfico 25



Esta evolución obedece fundamentalmente a que Panamá redujo sus exportaciones y por lo tanto la producción de su refinería. En 1991 sólo refinó el 30% con respecto a 1970. En el resto de los países, la producción total de derivados ha permanecido en estrecha relación con los requerimientos internos de búnker: en el período mencionado se observa en Guatemala una tendencia decreciente, mientras que en Honduras, donde la trayectoria era similar, ocurrió un cambio, al aumentar la producción a partir de 1982, motivado por el incremento de la demanda industrial de búnker. En El Salvador, el volumen de producción se ha mantenido bastante estable y en Nicaragua ha sido decreciente, apreciándose una tendencia creciente a partir de 1984, mientras que Costa Rica presenta una tendencia creciente. (Véase el gráfico 26).

Para comprender el verdadero rol de las refinерías en el abastecimiento a los países, es necesario diferenciar el volumen de crudo y el de los derivados incluidos en el crudo reconstituido.

Para este efecto, a partir de 1986 se ha desagregado el crudo reconstituido, dejando el volumen de petróleo sin incluir los derivados, apreciándose en el gráfico 26 para El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua, que el volumen procesado es considerablemente menor.

La mayor parte del transporte interno de productos refinados se realiza por medio de camiones cisterna. La construcción de poliductos mejoraría dicho transporte y se economizarían gastos.

d) Los precios de importación e internos en la región

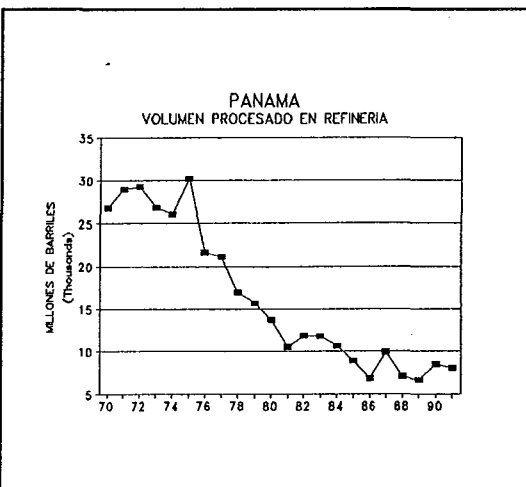
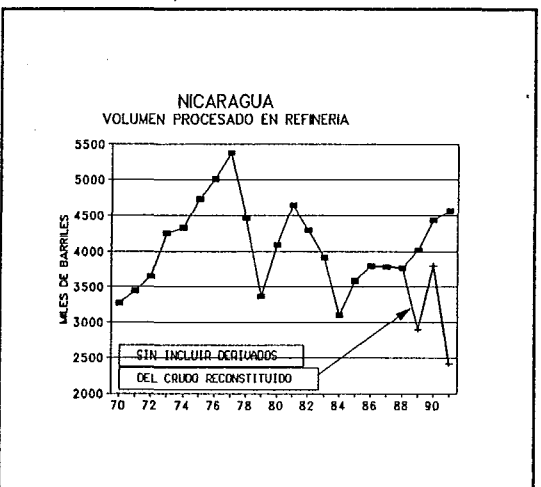
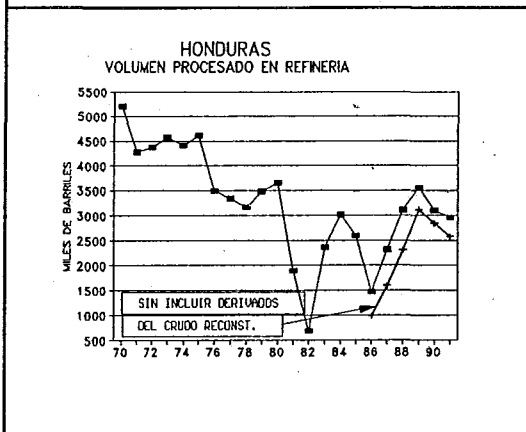
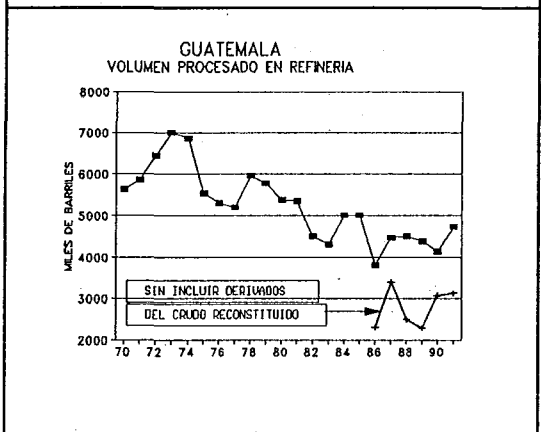
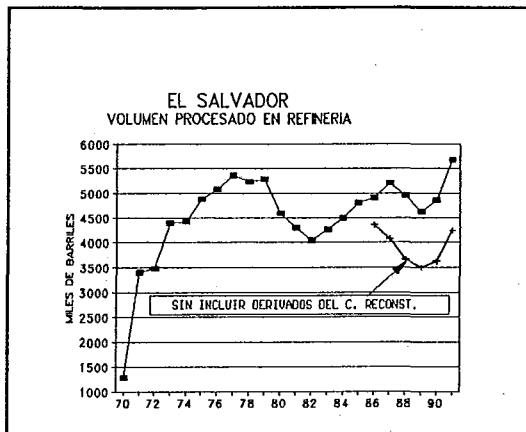
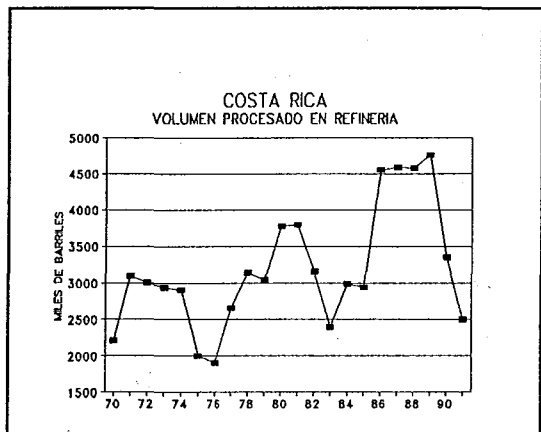
Tomando como ejemplo el diesel, el producto de mayor importación, se observa que entre 1989 y 1991, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua compraron a un precio fob más bajo que el promedio centroamericano, y muy cerca al precio PLATT's para la costa del Golfo. Los demás países están alrededor de 2.40 dólares por barril arriba de ese precio.

De lo anterior se deduce que Guatemala, Honduras y Panamá --que importaron 14 millones de barriles durante ese período-- pagaron 34 millones de dólares adicionales.

Las diferencias en los costos de importación entre los países, comparadas con los promedios internacionales, demuestran la importancia del poder de negociación de los compradores y su flexibilidad para abastecerse en el momento más oportuno, sin tener limitaciones por falta de capacidad de almacenamiento, escasez de divisas o trámites administrativos, razones principales de que se paguen precios menos competitivos. En general, los precios internos (incluidos los ex-refinería) superan en alto grado a los valores cif de importación (con excepción del keroseno en Honduras) lo cual tiene un impacto negativo sobre todas las actividades económicas de la región.

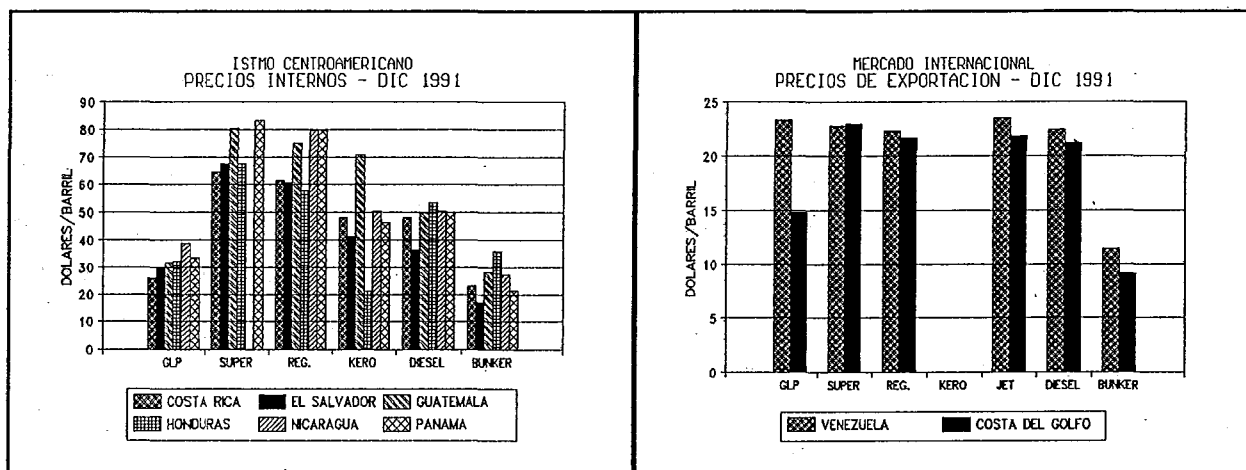
Gráfico 26

PARTICIPACION DE LAS REFINERIAS



No existe un sistema uniforme en la región para la fijación de los precios internos de cada uno de los combustibles. Las diferentes metodologías y criterios aplicados hacen que existan muchas diferencias entre los precios que, en términos generales, debieran ser muy parecidos. (Véase el gráfico 27). En algunos casos persiste el subsidio para el diesel y el GLP; esto provoca problemas de mal uso de los combustibles y una desviación de los subsidios. En el caso del GLP, que está subsidiado para los hogares de escasos recursos, se ha generalizado el mal uso en sectores como el industrial o transporte.

Gráfico 27



De igual forma ocurre con el diesel, que aunque se han hecho esfuerzos para llevarlo a su verdadero valor económico, persisten aún distorsiones en su precio lo que provoca distorsión en el sistema económico. Al mismo tiempo, esto impide apreciar la eficiencia de las actividades de comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.

Las diferencias significativas para los precios internos en países vecinos fomenta el contrabando y una mala asignación de los recursos. Por estas mismas distorsiones, introducidas por los diferentes mecanismos internos, existen fuertes discrepancias entre dichos precios internos y el nivel de los precios internacionales.



e) Aspectos financieros

El monto elevado de divisas requerido para la importación de hidrocarburos hace que los países tengan que asignar con prioridad la disponibilidad de divisas a efecto de poder garantizar que se puedan llevar a cabo las importaciones. El Acuerdo de San José permite un diferimiento de un 20% de este monto, lo cual alivia momentáneamente la necesidad de divisas, pero al llegar el vencimiento, de todos modos deberán ser pagadas esas sumas y con los intereses respectivos. Esto ha obligado a los países a endeudarse, no para inversión, sino para consumo, como es el caso de la importación de los combustibles.

De ahí la importancia de los programas de ahorro y uso eficiente de energía en que los hidrocarburos juegan un papel muy importante por su gran participación dentro del contexto general del consumo de energía de la región y de cada uno de los países en particular. El ahorro que se logre tiene una inmediata repercusión sobre el monto de las divisas requeridas.

Esta situación de falta de divisas se presentó durante la década de los ochenta en varios de los países, provocando atrasos en la entrega de los embarques, lo cual, aunado a la falta de capacidad de almacenamiento, llegó a provocar restricciones en la distribución de los combustibles a los consumidores finales, con el consiguiente daño a la economía.

La baja en los precios habida en los últimos años ha aliviado la situación, lo que ha permitido que se pueda disponer de las divisas necesarias para las importaciones correspondientes.

f) Aspectos institucionales

En la mayoría de los países, con excepción de Costa Rica, existen compañías privadas de carácter internacional, que tienen la actividad de importar, distribuir y en algunos casos comercializar los hidrocarburos. Por su parte, los gobiernos cuentan con unidades reguladoras que algunas veces están desproveídas tanto de recursos humanos como de materiales y financieros. Tal es el caso de El Salvador y Honduras, donde no existen entidades formalmente establecidas que se encarguen de regular todo lo relacionado con calidad, precios y garantía de abastecimiento en el país.

En Guatemala, Nicaragua y Panamá existen las respectivas Direcciones de Hidrocarburos, cuya principal función es garantizar el correcto y normal abastecimiento, así como establecer los mecanismos de precios para una adecuada comercialización.

Además de que estos últimos países cuentan con una organización formalmente establecida, adolecen de la falta de recursos humanos calificados, poniéndolos en desventaja ante las compañías internacionales y limitando fuertemente su campo de acción hacia otras áreas como sería la importación directa y el Mercado de Futuros. Tampoco disponen del equipo mínimo necesario requerido para tener una comunicación inmediata, que es necesaria para una adecuada y eficiente comercialización de los hidrocarburos.

Tampoco existe una buena comunicación, a nivel centroamericano, entre los diversos integrantes de estas entidades, por lo que ha sido preocupación de la CEPAL promover la creación de organismos como el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC), conformado por los Directores de Hidrocarburos de cada uno de los países.

En un estudio elaborado recientemente por OLADE y la CEPAL se identificaron propuestas de estrategia para mejorar el abastecimiento de hidrocarburos en la región, lo que implica tomar decisiones en las áreas de comercialización, industrialización, tributación y control. Este conjunto de estrategias constituye un plan que busca armonizar las políticas entre los países del Istmo Centroamericano, a fin de establecer y consolidar a mediano plazo un mercado libre, competitivo y eficiente en el subsector de hidrocarburos, al interior de los países y en el conjunto de la región.

Para alcanzar este objetivo es necesario avanzar previamente por un período de transición, que en términos generales no debería prolongarse más allá de cinco años. Las acciones a llevar a cabo en este período de transición se caracterizan fundamentalmente por la adopción de algunas medidas de política económica, tendientes a la apertura y liberalización de los mercados, aunque aceptando una protección industrial (de carácter temporal) a las refinerías.



Anexo estadístico



Cuadro I-1

## COSTA RICA: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Período de servicio		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta				922.3	955.7	1008.2	1098.2	1150.7	1174.7	1287.2	1464.2	1516.7
Hidroeléctricas				747.3	780.7	780.7	870.7	870.7	870.7	870.7	1047.7	1047.7
El Arenal	157.5	1979	2029	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0
Corobicí	174.0	1982	2032	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0
Cachí	100.8	1967	2017	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8
Río Macho	120.0	1970	2020	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
Garita	127.4	1987	2037	126.0	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4
Menores	42.5			42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5
Nagatas	4.0	1991	2041	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Belén, Electriona,	24.0	1991	2041	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Sandillal	32.0	1993	2043		32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0
Toro I a/	24.0	1994	2044			24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Toro II a/	66.0	1994	2044			66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0
Angostura	177.0	1998	2048								177.0	177.0
Geotérmicas				-	0.0	52.5	52.5	105.0	105.0	105.0	105.0	157.5
Miravalles I	52.5	1993	2018			52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
Miravalles II	52.5	1995	2020					52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
Miravalles III	52.5	1997	2022									52.5
Plantas de vapor				10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	122.5	122.5	122.5
San Antonio	26.8	1954	1979	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Central 1	125	1997	2017							112.5	112.5	112.5
Combustión interna				24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	48.0	48.0	48.0	48.0
Colima	19.6	1962	1982	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Moín	32	1977	1997	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Motor B.V	24	1996	2016						24.0	24.0	24.0	24.0
Turbinas de gas				141.0	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0
San Antonio	38.0	1973	1988	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Barranca	41.6	1974	1989	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Moín Gas	105.0	1991	2006	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
Demanda máxima				750.0	793.4	842.5	896.5	953.4	1014.1	1076.8	1144.3	1214.7
Reserva												
MW				172.3	162.3	165.7	201.7	197.3	160.6	210.4	319.9	302.0
Porcentajes				23.0	20.5	19.7	22.5	20.7	15.8	19.5	28.0	24.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.  
a/ Entran en operación a principios del segundo semestre.

Cuadro 1-2

## COSTA RICA: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh								
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total oferta b/				4154.1	4250.1	4641.0	5018.7	5409.6	5577.8	6287.4	7514.4	7905.3
Hidroeléctricas c/				3408.6	3504.6	3504.6	3882.3	3882.3	3882.3	3882.3	5109.3	5109.3
El Arenal	157.5		819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9
Corobicí	174.0		778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1
Cachí	100.8		516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5
Río Macho	120.0		457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6
Garita	127.4		531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8
Menores	42.5		204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7
Nagatas	4.0		30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Belén, Electriona,	24.0		70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Sandillal	32.0		96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0
Toro I	24.0		110.0			110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
Toro II	66.0		267.7			267.7	267.7	267.7	267.7	267.7	267.7	267.7
Angostura	177.0		1227.0							0.0	1227.0	1227.0
Geotérmicas				-	0.0	390.9	390.9	781.8	781.8	781.8	781.8	1172.7
Miravalles I	52.5	85.0		-		390.9	390.9	390.9	390.9	390.9	390.9	390.9
Miravalles II	52.5	85.0		-		0.0		390.9	390.9	390.9	390.9	390.9
Miravalles III	52.5	85.0										390.9
Plantas de vapor				70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	779.6	779.6	779.6
San Antonio	26.8	80.0		70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1
Central 1	125.0	72.0		-	-	-	-	-	-	709.6	709.6	709.6
Combustión interna				105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	273.3	273.3	273.3	273.3
Colima	19.6	50.0		52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6
Moín	32.0	50.0		52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6
Motor B.V.	24.0	80.0							168.2	168.2	168.2	168.2
Turbinas de gas				570.3	570.3	570.3	570.3	570.3	570.3	570.3	570.3	570.3
San Antonio	38.0	35.0		55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2
Barranca	41.6	35.0		55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2
Moín Gas	105.0	50.0		459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9
Consumo de energía				3898.5	4122.2	4374.7	4651.4	4944.5	5257.8	5581.7	5929.7	6296.0
Reserva												
GWh				255.6	127.9	266.3	367.3	465.1	320.0	705.7	1584.7	1609.3
Porcentajes				6.6	3.1	6.1	7.9	9.4	6.1	12.6	26.7	25.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Para calcular la energía potencialmente generable se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología.

Cuadro I-3

## EL SALVADOR: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Período de servicio		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta				565.6	636.6	646.6	646.6	675.6	701.6	744.1	968.1	1036.6
Hidroeléctricas				377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	617.6	697.6
5 de Noviembre	201.4	1957	2007	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	191.0	191.0
15 de Septiembre	156.6	1983	2033	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6
Cerrón Grande	135.0	1977	2027	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
Guajoyo	15.0	1963	2013	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Expansion 5 Nov.	120.0	1999	2049								120.0	120.0
San Marcos	80.0	2000	2050									80.0
Geotérmicas				55.0	60.0	70.0	70.0	70.0	109.0	164.5	164.5	183.0
Ahuachapán	95.0	1980	2005	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Boca Pozo Berlín	15.0	1992	2018	5.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Boca Pozo Chipilapa	5.0	1994	2019			5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Central Berlín	60.0	1997	2022						19.0	56.0	56.0	56.0
Central Chipilapa	20.0	1998	2023							18.5	18.5	18.5
San Vicente	20.0	2000	2025									18.5
Plantas de vapor				58.0	58.0	58.0	58.0	87.0	87.0	87.0	87.0	57.0
Acajutla	63.0	1969	1994	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	28.0
Ciclo Combinado	30.0	1996	2021					29.0	29.0	29.0	29.0	29.0
Combustión interna				12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Miravalle	18.6	1985	2005	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Turbinas de gas				63.0	129.0	129.0	129.0	129.0	116.0	103.0	87.0	87.0
Soyapango	53.9	1973	1988	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	29.0	16.0		
San Miguel	25.3	1984	1999	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
T. Gas CC	75.0	1993	2008		66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0
Demanda máxima				457.0	480.0	499.0	530.0	547.0	581.0	618.0	659.0	698.0
Reserva												
MW				108.6	156.6	147.6	116.6	128.6	120.6	126.1	309.1	338.6
Porcentajes				23.8	32.6	29.6	22.0	23.5	20.8	20.4	46.9	48.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



Cuadro I-4

EL SALVADOR: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh								
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total oferta b/				2555.7	2823.0	2899.9	2899.9	3106.9	3373.2	3775.3	3839.2	3959.8
Hidroeléctricas c/				1405.0	1405.0	1405.0	1405.0	1405.0	1405.0	1405.0	1525.0	1720.0
5 de Noviembre	201.4		432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0
15 de Septiembre	156.6		648.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0
Cerrón Grande	135.0		414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0
Guajoyo	15.0		42.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Expansion 5 Nov.	120.0		120.0								120.0	120.0
San Marcos	80.0		195.0									195.0
Geotérmicas				445.5	481.5	558.4	558.4	558.4	870.3	1317.9	1317.9	1466.9
Ahuachapán	95.0	93.5	409.5	409.5	409.5	409.5	409.5	409.5	573.3	573.3	573.3	573.3
Boca Pozo Berlín	15.0	85.0	36.0	72.0	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7
Boca Pozo Chipilapa	5.0	85.0	0.0	0.0	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2
Central Berlín	40.0	85.0						148.0	446.8	446.8	446.8	446.8
Central Chipilapa	20.0	85.0						148.9	148.9	148.9	148.9	148.9
San Vicente	20.0	85.0										148.9
Plantas de vapor				431.9	431.9	431.9	431.9	638.9	638.9	638.9	638.9	415.5
Acajutla	63.0	85.0	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	208.5
Ciclo Combinado	30.0	85.0						207.0	207.0	207.0	207.0	207.0
Combustión interna				52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6
Miravalle	18.6	50.0	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6
Turbinas de gas				220.8	452.0	452.0	452.0	452.0	406.5	360.9	304.8	304.8
Soyapango	53.9	40.0	147.2	147.2	147.2	147.2	147.2	147.2	101.6	56.1	0.0	0.0
San Miguel	25.3	40.0	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6
T. Gas CC	75.0	40.0			231.3	231.3	231.3	231.3	231.3	231.3	231.3	231.3
Consumo de energía				2240.0	2565.0	2711.0	2877.0	3021.0	3205.0	3411.0	3638.0	3910.0
Reserva												
GWh				315.7	258.0	188.9	22.9	85.9	168.2	364.3	201.2	49.8
Porcentajes				14.1	10.1	7.0	0.8	2.8	5.2	10.7	5.5	1.3

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

a/ Para calcular la energía potencialmente generable, se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un promedio de la generación de los últimos cuatro años.

Cuadro I-5

## GUATEMALA: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Período servicio		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		----- Entrada	----- Salida									
Total oferta				700.5	765.5	810.5	910.5	909.5	841.5	895.5	1060.5	1060.5
Hidroeléctricas				454.5	454.5	454.5	454.5	462.5	524.5	578.5	688.5	688.5
Menores	10.5	1966	2016	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Los Esclavos	13.0	1969	2019	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Jurún Marinalá	60.0	1982	2032	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Aguacapa	85.0	1983	2033	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0
Chixoy	280.0	1985	2035	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0
Sta. María I	6.0	1997	2047	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0				
Sta. María II	68.0	1996	2046						68.0	68.0	68.0	68.0
Río Bobos	8.0	1998	2048					8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
El Palmar	54.0	1999	2049							54.0	54.0	54.0
Serchil	110.0										110.0	110.0
Geotérmicas				-	5.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	75.0	75.0
Boca de Pozo	5.0	1993	2018		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Zunil I	15.0	1994	2019			15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Zunil II	55.0	1999	2024								55.0	55.0
Térmicas de vapor				57.0	57.0	87.0	187.0	187.0	187.0	187.0	187.0	187.0
Escuintla 1	33.0	1972	1997			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Escuintla 2	53.0	1977	2002	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Escuintla 3	100.0	1995	2020				100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Laguna 1 y 2	7.0	1960	1985	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Ciclo combinado				58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	-	-	-	-
Laguna 2 y 3	34.0	1949	1996	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0				
Vapor 3 y 4	26.0	1960	1996	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0				
Turbinas de gas				131.0	191.0	191.0	191.0	182.0	110.0	110.0	110.0	110.0
Escuintla 1 y 2	25.0	1976	1992	20.0								
Gas 3 y 4	50.0	1978	1996	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0				
Gas 5	32.0	1979	1996	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0				
Gas 6	45.0	1992	2007		30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Gas 7	50.0	1993	2008		50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Laguna 1	12.5	1964	1995	9.0	9.0	9.0	9.0					
Laguna 4	33.0	1997	2007	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Demanda máxima				532.3	565.5	598.7	630.0	662.2	693.5	725.7	756.0	787.2
Reserva												
MW				168.2	200.0	211.8	280.5	247.3	148.0	169.8	304.5	273.3
Porcentajes				31.6	35.4	35.4	44.5	37.3	21.3	23.4	40.3	34.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro I-6

GUATEMALA: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE DISPONIBLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	GWh									
			Energía firme	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total energía b/				3244.3	3403.3	3731.3	4432.3	4446.0	4180.3	4417.0	5045.3	5045.3
Hydroeléctricas c/				2097.3	2097.3	2097.3	2097.3	2163.0	2399.3	2636.0	2830.3	2830.3
Menores	10.5		69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2
Los Esclavos	13.0		49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6
Jurún Marinalá	60.0		159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8
Aguacapa	85.0		322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1
Chixoy	280.0		1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3
Sta. María I	6.0		42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3
Río Bobos	8.0		65.7				65.7			65.7	65.7	65.7
Sta. María II	68.0		236.3						236.3	236.3	236.3	236.3
El Palmar	54.0		236.7							236.7	236.7	236.7
Serchil	110.0		236.6								236.6	236.6
Geotérmicas				-	39.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	591.0	591.0
Boca de Pozo	5.0	90.0		39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0
Zunil I	15.0	90.0			118.0	118.0	118.0	118.0	118.0	118.0	118.0	118.0
Zunil II	55.0	90.0									434.0	434.0
Térmicas de vapor				400.0	400.0	610.0	1311.0	1287.0	1287.0	1287.0	1287.0	1287.0
Escuintla	33.0	80.0				210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0
Escuintla 2	53.0	80.0		351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0
Escuintla 3	100.0	80.0					701.0	701.0	701.0	701.0	701.0	701.0
Laguna 1 y 2	7.0	80.0		49.0	49.0	49.0	49.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Ciclo combinado				253.0	281.0	281.0	281.0	281.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Laguna 2 Y 3	34.0	60.0		140.0	168.0	168.0	168.0	168.0				
Vapor 3 y 4	26.0	50.0		113.0	113.0	113.0	113.0	113.0				
Turbinas de gas				494.0	586.0	586.0	586.0	558.0	337.0	337.0	337.0	337.0
Escuintla 1 y 2	25.0	35.0		61.0								
Gas 3 y 4	50.0	35.0		123.0	123.0	123.0	123.0	123.0				
Gas 5	32.0	35.0		98.0	98.0	98.0	98.0	98.0				
Gas 6	45.0	35.0		92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Gas 7	50.0	35.0			153.0	153.0	153.0	153.0	153.0	153.0	153.0	153.0
Laguna 1	9.0	35.0		28.0	28.0	28.0	28.0					
Laguna 4	30.0	35.0		92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Consumo de energía				2645.0	2809.1	2971.2	3130.4	3289.6	3445.9	3601.2	3754.6	3906.9
Reserva												
GWh				599.3	594.2	760.1	1301.9	1156.4	734.4	815.8	1290.7	1138.4
Porcentajes				22.7	21.2	25.6	41.6	35.2	21.3	22.7	34.4	29.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Para calcular la energía potencialmente generable se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología.

Cuadro I-7

## HONDURAS: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Período de servicio		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		----- Entrada	----- Salida									
Total oferta				476.5	508.0	508.0	558.0	558.0	598.0	648.0	648.0	628.0
Hidroeléctricas				402.5	434.0	434.0	434.0	434.0	434.0	434.0	434.0	434.0
El Cajón	300.0	1985	2035	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
Cañaveral	31.5	1964	2014		31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
Río Lindo	80.0	1971	2021	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Nispero	22.5	1982	2032	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Combustión interna				74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	114.0	114.0	114.0	94.0
Ceiba	26.8	1974	1999	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
Alsthom	30.0	1980	2005	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Sulzer	30.0	1984	2009	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Diesel Lenta	40.0	1997	2012						40.0	40.0	40.0	40.0
Turbinas de gas				-	-	-	50.0	50.0	50.0	100.0	100.0	100.0
Gas 1	50.0	1995	2010				50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Gas 2	50.0	1998	2013							50.0	50.0	50.0
La Puerta	15.0	1970	1990									
Demanda máxima				422.0	430.2	432.3	443.6	457.0	474.5	501.3	530.1	561
Reserva												
MW				54.5	77.8	75.7	114.4	101.0	123.5	146.7	117.9	67.0
Porcentajes				12.9	18.1	17.5	25.8	22.1	26.0	29.3	22.2	11.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro I-8

HONDURAS: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh								
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total oferta b/				2423.9	2423.9	2423.9	2632.0	2632.0	2831.7	3039.7	3039.7	2956.5
Hidroeléctricas c/				2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0
El Cajón	300.0		1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0
Cañaveral	31.2		191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0
Río Lindo	80.0		463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0
Nispero	22.5		86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0
Combustión interna				307.9	307.9	307.9	307.9	307.9	507.6	507.6	507.6	424.4
Ceiba	26.8	50.0		83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	0.0
Alsthom	30.0	50.0		99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9
Sulzer	30.0	50.0		124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8
Diesel Lenta	40.0	60.0							199.7	199.7	199.7	199.7
Turbinas de gas				-	-	-	208.0	208.0	208.0	416.1	416.1	416.1
Gas 1	50.0	50.0					208.0	208.0	208.0	208.0	208.0	208.0
Gas 2	50.0	50.0							208.0	208.0	208.0	208.0
La Puerta	15.0	35.0										
Consumo de energía				2257.0	2334.2	2366.1	2449.5	2537.1	2642.1	2793.4	2959.2	3137.4
Reserva												
GWh				166.9	89.7	57.8	182.5	94.9	189.6	246.3	80.5	-180.9
Porcentajes				7.4	3.8	2.4	7.4	3.7	7.2	8.8	2.7	-5.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Para calcular la energía potencialmente generable se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología.

Cuadro I-9

## NICARAGUA: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE a/

(MW)

	Potencia instalada	Periodo de servicio		1992 b/	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		----- Entrada	----- Salida									
Total oferta c/				406.0	389.0	402.2	402.2	402.2	458.2	494.2	530.2	570.2
Hidroeléctricas				103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	143.0
Centroamérica	50	1964	2014	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Carlos Fonseca	50	1971	2021	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Wabule-Las Canoas	3	1990	2040	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Montegrande	40	2000	2050									40.0
Geotérmicas				62.0	70.0	70.0	70.0	70.0	126.0	162.0	198.0	198.0
Patricio Argüello	70	1983	2008	62.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Monte Galán	108	1997	2022						36.0	72.0	108.0	108.0
Momotombo	20	1997	2022						20.0	20.0	20.0	20.0
Plantas de vapor d/				170.0	130.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0
Nicaragua 1	50	1977	2002	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Nicaragua 2	50	1977	2002	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Managua 1	15	1958	1983	10.0	15.0							
Managua 2	15	1958	1983	15.0	15.0							
Managua 3	45	1970	1995	45.0		45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
Combustión interna				-	-	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2
Bluefields	6.3					6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Puerto Cabezas	1.6					1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Ometepe	0.9					0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Río San Juan	0.4					0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Turbinas de gas				71.0	86.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
Chinandega	15	1967	1982	11.0	11.0							
Gas-1	30	1992	2007	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Gas-2	30	1992	2007	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Timal	15	1992	2007		15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Demanda máxima				274.0	280.0	289.0	299.0	328.0	369.0	387.0	407.0	430.0
Reserva												
MW				132.0	109.0	113.2	103.2	74.2	89.2	107.2	123.2	140.2
Porcentajes				32.5	28.0	28.1	25.7	18.4	19.5	21.7	23.2	24.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ La demanda máxima para 1992 y 1993 corresponde al Sistema Nacional Interconectado; por ello, no se incluye la capacidad de las plantas aisladas. La información para 1992 y 1993 fue proporcionada por el área de Operación del INE. Para el resto, los datos fueron proporcionados por el área de Planificación.

b/ Gas-1 y Gas-2 entran en operación en enero y marzo de 1992, respectivamente.

c/ Teórica, ya que se obtiene con la capacidad instalada.

d/ Se supone que las unidades 1 y 2 de Managua y la de Chinandega se retiran a partir de 1994.

Cuadro I-10

NICARAGUA: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/  
(GWh)

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh								
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total oferta b/				1665.2	2168.2	2190.7	2219.3	2247.9	2682.8	2955.5	3230.6	3354.6
Hidroeléctricas c/												
Centroamérica	50		223.0	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	554.8
Carlos Fonseca	50		194.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0
Wabule-Las Canoas	3		13.8	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0
Monte grande	40		124.0	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
Monte grande	40		124.0									124.0
Geotérmicas				475.0	536.0	536.0	536.0	536.0	971.0	1243.6	1518.7	1518.7
Patricio Argüello	70	87.5	475.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.9	536.9
Monte Galán	108	87.5							279.6	552.3	828.4	828.4
Momotombo	20	87.5							155.3	155.3	153.4	153.4
Plantas de vapor d/				536.1	925.4	965.4	965.4	965.4	965.4	965.4	965.4	965.4
Nicaragua 1	50	75.0	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9
Nicaragua 2	50	75.0	150.0	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9
Managua 1	15	60.0	53.3	79.9								
Managua 2	15	60.0	0.0	79.9								
Managua 3	45	75.0	0.0	99.9	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6
Combustión interna				-	-	28.6	57.2	85.8	85.8	85.8	85.8	85.8
Bluefields	6.3	35.0				19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6
Puerto Cabezas	1.6	35.0				5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Ometepe	0.9	35.0				2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Río San Juan	0.4	35.0				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Turbinas de gas				223.3	275.9	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
Chinandega	15	35.0	46.0	46.0								
Gas-1	30	35.0	70.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Gas-2	30	35.0	61.3	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Timal	15	35.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
Consumo de energía				1514.6	1547.0	1594.6	1649.4	1808.0	2033.9	2134.9	2246.1	2372.5
Reserva												
GWh				150.6	621.2	596.1	569.9	439.9	648.9	820.6	984.5	982.1
Porcentajes				9.0	28.6	27.2	25.7	19.6	24.2	27.8	30.5	29.3

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ La información para 1992 y 1993 fue proporcionada por el área de Operación del INE. Para el resto, los datos fueron proporcionados por el área de Planificación.

b/ Teórica, ya que se obtiene con la capacidad instalada.

c/ Se considera un valor esperado de la hidrología.

d/ Para 1992 y donde proceda, para 1993, se toman las rehabilitaciones y mantenimientos programados. Se supone que las unidades 1 y 2 de Managua y la de Chinandega se retiran a partir de 1994.

Cuadro I-11

## PANAMA: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Período de operación		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta				627.0	712.0	812.0	812.0	812.0	877.0	947.0	1028.0	974.0
Hidroeléctricas				453.0	498.0	548.0	548.0	548.0	583.0	583.0	664.0	664.0
Fortuna a/ Bayano	300.0	1984	2034	280.0	280.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
Estrella	150.0	1976	2026	120.0	120.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
Los Valles	42.0	1979	2029	21.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
Menores	48.0	1979	2029	24.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
Esti I	11.0			8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Esti II	35.0	1997	2047	-	-	-	-	-	35.0	35.0	35.0	35.0
	81.0	1999	2049	-	-	-	-	-	-	-	81.0	81.0
Plantas de vapor				70.0	90.0	120.0	120.0	120.0	150.0	200.0	200.0	200.0
Bahía Las Minas	144.0	1990	2015	60.0	80.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
San Francisco	11.5	1991	2016	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Vapor 30	30.0	1997	2022	-	-	-	-	-	30.0	30.0	30.0	30.0
Vapor 50	50.0	1998	2023	-	-	-	-	-	-	50.0	50.0	50.0
Combustión interna				0.0	0.0	20.0	20.0	20.0	20.0	80.0	80.0	80.0
Pielstick	28.0	1976	2001	-	-	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Diesel lenta	60.0	1998	2018	-	-	-	-	-	-	60.0	60.0	60.0
Turbinas de gas				104.0	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0	84.0	84.0	30.0
S/E Panamá	42.8	1983	1998	20.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	-	-	-
Bahía Las Minas	60.0	1988	2003	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	-
Monte Esperanza	20.0	1974	1989	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	-	-
Menores	26.0			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	-	-
Turbina de gas 30	30.0	1999	2014	-	-	-	-	-	-	-	30.0	30.0
Demanda máxima				518.8	553.3	580.4	609.0	639.0	670.0	704.0	740.0	776.0
Reserva												
MW				108.2	158.7	231.6	203.0	173.0	207.0	243.0	288.0	198.0
Porcentajes				20.9	28.7	39.9	33.3	27.1	30.9	34.5	38.9	25.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.  
a/ En 1994 termina la construcción de la presa alta.

Mar/92



## PANAMA: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	GWh									
			Energía firme	1992 e/	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total oferta b/				3083.6	3283.5	3579.1	3871.1	3871.1	4289.1	4807.5	5192.2	5005.7
Hidroeléctricas c/				2285.0	2285.0	2285.0	2577.0	2577.0	2772.0	2772.0	3123.0	3123.0
Fortuna d/	300.0		1119.0	1119.0	1119.0	1119.0	1411.0	1411.0	1411.0	1411.0	1411.0	1411.0
Bayano	150.0		584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0
Estrella	42.0		236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0
Los Valles	48.0		272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0
Menores	11.0		74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
Esti I	35.0		195.0						195.0	195.0	195.0	195.0
Esti II	81.0		351.0								351.0	351.0
Plantas de vapor				495.5	637.1	849.4	849.4	849.4	1072.4	1444.4	1444.4	1444.4
Bahía Las Minas	144.0	85.0		424.7	566.3	778.6	778.6	778.6	778.6	778.6	778.6	778.6
San Francisco	11.5	85.0		70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8
Vapor 30	30.0	85.0		-	-	-	-	-	223.0	223.0	223.0	223.0
Vapor 50	50.0	85.0		-	-	-	-	-	-	372.0	372.0	372.0
Combustión interna				-	-	83.3	83.3	83.3	83.3	346.3	346.3	346.3
Pielstick	28.0	50.0		-	-	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3
Diesel lenta	60.0	50.0		-	-	-	-	-	-	263.0	263.0	263.0
Turbinas de gas				303.1	361.4	361.4	361.4	361.4	361.4	244.8	278.5	92.0
S/E Panamá	42.8	35.0		58.3	116.6	116.6	116.6	116.6	116.6	0.0	0.0	0.0
Bahía Las Minas	60.0	35.0		157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	0.0
Monte Esperanza	20.0	35.0		58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	0.0	0.0
Menores	26.0	35.0		29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	0.0
Turbina de gas 30				-	-	-	-	-	-	-	92.0	92.0
Consumo de energía				3044.8	3247.5	3406.7	3575.0	3750.0	3934.0	4129.0	4335.0	4552.0
Reserva												
GWh				38.8	36.0	172.4	296.1	121.1	355.1	678.5	857.2	453.7
Porcentajes				1.3	1.1	5.1	8.3	3.2	9.0	16.4	19.8	10.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Para calcular la energía potencialmente generable se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología.

d/ En 1994 termina la construcción de la presa alta de Fortuna.

e/ Estimación de Hidrología para 1992, por IRHE. Niveles bajos de embalses.

Mar/92

Cuadro I-13  
 ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE OFERTA-DEMANDA \*  
 HIDROLOGIA: "VALOR ESPERADO". GESTION AISLADA. (GWH).

	TOTAL	1992	1993	1994	1995	1996
<b>ISTMO CENTROAMERICANO</b>						
HIDROELECTRICA	59900	11391	11838	11926	12327	12419
GEOTERMICA	7156	818	1013	1524	1524	2278
TERMICA	20200	3346	3761	3961	4479	4653
FALTANTE	74	45	13	14	3	0
DEMANDA	87331	15600	16625	17424	18332	19350
<b>COSTA RICA</b>						
HIDROELECTRICA	17927	3405	3489	3547	3743	3743
GEOTERMICA	1482			370	370	741
TERMICA	2582	493	633	457	538	461
FALTANTE	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	21991	3899	4122	4375	4651	4945
<b>EL SALVADOR</b>						
HIDROELECTRICA	7035	1407	1407	1407	1407	1407
GEOTERMICA	2830	384	489	524	524	909
TERMICA	3550	449	669	780	946	706
FALTANTE	-1	0	0	0	0	0
DEMANDA	13414	2240	2565	2711	2877	3021
<b>GUATEMALA</b>						
HIDROELECTRICA	10545	2096	2096	2096	2096	2161
GEOTERMICA	454		35	140	140	140
TERMICA	3845	549	678	735	895	988
FALTANTE	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	14845	2645	2809	2971	3130	3290
<b>HONDURAS</b>						
HIDROELECTRICA	10232	1865	2085	2086	2086	2111
TERMICA	1670	379	237	267	360	427
FALTANTE	42	13	13	14	4	0
DEMANDA	11944	2257	2334	2366	2450	2537
<b>NICARAGUA</b>						
HIDROELECTRICA	2155	431	431	431	431	431
GEOTERMICA	2390	433	489	489	489	489
TERMICA	3569	651	627	675	729	888
FALTANTE	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	8114	1515	1547	1595	1649	1808
<b>PANAMA</b>						
HIDROELECTRICA	12006	2187	2330	2359	2564	2566
TERMICA	4985	825	918	1048	1011	1184
FALTANTE	33	33	0	0	0	0
DEMANDA	17024	3045	3248	3407	3575	3750

\* Resultados obtenidos con el simulador SOSEICA.

Cuadro I-14

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE OFERTA-DEMANDA \*  
 HIDROLOGIA: "VALOR ESPERADO". GESTION COORDINADA. (GWH).

	TOTAL	1992	1993	1994	1995	1996
<b>ISTMO CENTROAMERICANO</b>						
HIDROELECTRICA	60038	11394	11947	11933	12340	12424
GEOTERMICA	7132	793	1013	1524	1524	2278
TERMICA	20160	3412	3664	3968	4469	4647
INTERCAMBIO	-1	0	0	0	0	-1
DEMANDA	87331	15600	16625	17424	18332	19350
<b>COSTA RICA</b>						
HIDROELECTRICA	17973	3405	3535	3547	3743	3743
GEOTERMICA	1482			370	370	741
TERMICA	1113	234	224	224	206	225
INTERCAMBIO	-1423	-259	-363	-233	-332	-236
DEMANDA	21991	3899	4122	4375	4651	4945
<b>EL SALVADOR</b>						
HIDROELECTRICA	7035	1407	1407	1407	1407	1407
GEOTERMICA	2806	360	489	524	524	909
TERMICA	1615	16	448	416	372	364
INTERCAMBIO	-1958	-457	-221	-364	-574	-342
DEMANDA	13414	2240	2565	2711	2877	3021
<b>GUATEMALA</b>						
HIDROELECTRICA	10545	2096	2096	2096	2096	2161
GEOTERMICA	454		35	140	140	140
TERMICA	6159	1006	899	1099	1562	1593
INTERCAMBIO	2313	457	221	364	667	605
DEMANDA	14845	2645	2809	2971	3130	3290
<b>HONDURAS</b>						
HIDROELECTRICA	10266	1868	2102	2093	2092	2111
TERMICA	1562	371	275	281	294	341
INTERCAMBIO	-116	-18	43	8	-64	-85
DEMANDA	11944	2257	2334	2366	2450	2537
<b>NICARAGUA</b>						
HIDROELECTRICA	2155	431	431	431	431	431
GEOTERMICA	2390	433	489	489	489	489
TERMICA	5121	1091	1069	909	992	1060
INTERCAMBIO	1553	441	442	235	263	172
DEMANDA	8114	1515	1547	1595	1649	1808
<b>PANAMA</b>						
HIDROELECTRICA	12064	2187	2376	2359	2571	2571
TERMICA	4589	694	749	1039	1043	1064
INTERCAMBIO	-371	-164	-123	-9	39	-115
DEMANDA	17024	3045	3248	3407	3575	3750

\* Resultados obtenidos con el simulador SOSEICA.

Cuadro I-15

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE OFERTA-DEMANDA Y  
CONSUMO DE COMBUSTIBLES. HIDROLOGIA CRITICA. GESTION AISLADA.

	TOTAL	1992	1993	1994	1995	1996
<b>ISTMO CENTROAMERICANO</b>						
HIDRO. GWH	46836	9000	9301	9368	9541	9626
GEOT. GWH	7157	818	1013	1524	1524	2278
TERMO. GWH	32082	5518	5961	6394	7048	7162
DEFICIT GWH	2475	571	511	355	487	550
BUNKER MBL	34735	5702	5804	6733	8132	8366
CRUDO MBL	1523	305	305	305	305	305
DIESEL MBL	36974	7049	7770	7734	7263	7158
<b>COSTA RICA</b>						
HIDRO. GWH	13805	2605	2687	2709	2882	2922
GEOT. GWH	1482			370	370	741
TERMO. GWH	5463	1092	1117	1092	1103	1060
DEFICIT GWH	1236	201	318	204	296	217
BUNKER MBL	2024	423	400	400	400	400
DIESEL MBL	11846	2354	2439	2369	2400	2283
<b>EL SALVADOR</b>						
HIDRO. GWH	5750	1150	1150	1150	1150	1150
GEOT. GWH	2831	384	489	524	524	909
TERMO. GWH	5528	848	1010	1153	1368	1149
DEFICIT GWH	529	165	78	100	102	85
BUNKER MBL	4151	679	676	679	1063	1054
DIESEL MBL	9158	1568	1733	2201	2163	1493
<b>GUATEMALA</b>						
HIDRO. GWH	7410	1473	1473	1473	1473	1518
GEOT. GWH	454		35	140	140	140
TERMO. GWH	6981	1172	1301	1358	1518	1632
DEFICIT GWH	0	0	0	0	0	0
BUNKER MBL	8817	1124	1124	1532	2444	2593
CRUDO MBL	1523	305	305	305	305	305
DIESEL MBL	3942	1100	1453	1125	68	197
<b>HONDURAS</b>						
HIDRO. GWH	9632	1779	1946	1969	1969	1969
TERMO. GWH	2182	418	355	366	481	563
DEFICIT GWH	130	60	33	31	0	5
BUNKER MBL	3721	766	711	707	761	776
DIESEL MBL	2161	363	276	288	523	711
<b>NICARAGUA</b>						
HIDRO. GWH	1070	214	214	214	214	214
GEOT. GWH	2390	433	489	489	489	489
TERMO. GWH	4639	868	844	892	946	1090
DEFICIT GWH	14	0	0	0	0	15
BUNKER MBL	8156	1651	1616	1570	1620	1699
DIESEL MBL	1056	46	28	189	266	527
<b>PANAMA</b>						
HIDRO. GWH	9169	1779	1831	1853	1853	1853
TERMO. GWH	7289	1120	1335	1534	1632	1668
DEFICIT GWH	566	146	82	20	89	229
BUNKER MBL	7867	1058	1277	1844	1844	1844
DIESEL MBL	8811	1617	1841	1562	1844	1948

Cuadro I-16

ISTMO CENTROAMERICANO: ENERGIA HIDROELECTRICA GENERABLE EN CADA PAIS  
GWh

	DATOS HISTORICOS							HIDROCONDICIONES		
	1987	1988	1989	1990	1991	PROMEDIO	CRITICA	MEDIA	VALOR ESPERADO	
ISTMO	9979	10658	11519	12166	11380	11140	9418	12487	12090	
COSTA RICA	2994	3040	3318	3497	3630	3296	2613	3522	3408	
EL SALVADOR	1128	1297	1419	1642	1263	1350	1318	1749	1673	
GUATEMALA	1698	1847	2086	2141	1804	1915	1471	2194	2097	
HONDURAS	1741	1897	1988	2279	2313	2044	1972	2126	2116 a/	
NICARAGUA	393	385	534	401	334	409	214	462	431	
PANAMA	2025	2192	2174	2206	2036	2127	1830	2434	2365 a/	

a/ Estos valores esperados no se podran obtener en 1992 por lo bajo de los niveles en El Cajón y Bayano al término del invierno-91. Se estiman respectivamente en 1868 y 2187 GWh