

CATALOGADO

Distr.  
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.331 (SEM.48/3)  
15 de noviembre de 1991

ORIGINAL: ESPAÑOL

**BIBLIOTECA REGIONES UNIDAS MEXICO**

---

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

Tercera Reunión Regional sobre el Abastecimiento de  
Hidrocarburos en el Istmo Centroamericano

Montelimar, Nicaragua, 20 a 22 de noviembre de 1991

**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS DEL  
SUBSECTOR ELECTRICO Y ANALISIS DEL DESABASTECIMIENTO  
DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SALVADOR, GUATEMALA  
Y NICARAGUA DURANTE 1991**

INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION .....	1
1. Evolución y perspectivas del subsector eléctrico de América Central .....	3
a) Descripción del subsector eléctrico .....	3
b) Brecha financiera .....	12
2. Evaluación del desabastecimiento de energía eléctrica en El Salvador, Guatemala y Nicaragua durante 1991 .....	31
a) El Salvador .....	32
b) Guatemala .....	33
c) Nicaragua .....	33
3. Repercusiones del desabastecimiento sobre las economías de los países afectados .....	39
4. Conclusiones y recomendaciones .....	42
a) Conclusiones .....	42
b) Recomendaciones .....	43
<u>Anexos:</u>	
I Istmo Centroamericano: Estadística y proyección del equipamiento eléctrico, 1980-2000 .....	47
II Istmo Centroamericano: Características de los sistemas eléctricos existentes .....	77
III Istmo Centroamericano: Planes de expansión nacionales, 1992-2000 .....	87

## PRESENTACION

Se presentan en este documento las principales características técnicas del subsector eléctrico de América Central, insistiendo <sup>1/</sup> en el grave riesgo que enfrenta éste a mediano plazo para atender, de manera adecuada, los requerimientos de energía eléctrica, especialmente ante un repunte económico de la región. Subraya el rezago que han sufrido los planes de expansión y los programas de mantenimiento debido, fundamentalmente, a la crisis financiera que ha afectado a la región y de manera especial al subsector eléctrico en el segundo quinquenio de la década pasada.

Durante 1991 se registró una sequía bastante irregular ya que fue muy pronunciada en algunos meses y en algunas zonas del Istmo Centroamericano, lo cual anticipó la situación de desabastecimiento en: El Salvador, Guatemala y Nicaragua. No obstante, cabe señalar que no se trató de una hidrología crítica; hubo zonas en la región que sufrieron inundaciones.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) envió una misión, la segunda quincena de octubre de 1991, a los tres países afectados para cuantificar los montos del desabastecimiento. En este informe se exponen los resultados de dicha misión, y se presenta un análisis preliminar del impacto que tuvo el racionamiento sobre las economías de los países. Se estima que dicho desabastecimiento es una señal de un problema que podría tornarse recurrente de no atenderse de manera urgente y prioritaria la rehabilitación del subsector en varios aspectos: a) financiero; b) institucional, y c) operativo y técnico. Finalmente, se plantean algunas conclusiones y recomendaciones para ser discutidas con las autoridades del subsector eléctrico durante la Tercera Reunión Regional sobre el abastecimiento de Hidrocarburos en el Istmo Centroamericano, que se efectuará en Montelimar, Nicaragua, los días 20 a 22 de noviembre de 1991. En dicha reunión se ha previsto una sesión conjunta de expertos de los subsectores de electricidad y de hidrocarburos para estrechar la coordinación de los dos subsectores y abordar el importante tema de la crisis del subsector eléctrico.

---

<sup>1/</sup> Véanse, CEPAL, Istmo Centroamericano: Evolución y perspectivas (1990-2000) de la integración eléctrica regional (LC/MEX/R.247), 7 de septiembre de 1990 e Istmo Centroamericano: Evolución y perspectivas del subsector eléctrico y posibilidades para lograr una mayor integración (1980-2000) (LC/MEX/L.144) (CCE/SC.5/GRIE/XIV/3), 24 de octubre de 1990.

## 1. Evolución y perspectivas del subsector eléctrico de América Central

### a) Descripción del subsector eléctrico

Pese a la crisis económica que ha infligido a la región un severo retroceso de los principales indicadores socioeconómicos, la demanda de electricidad no ha dejado de crecer (véanse el gráfico 1 y el cuadro I-1) <sup>2/</sup>, en parte debido al bajo nivel de electrificación que, con excepción de Costa Rica, prevalece en la región, y en parte al esfuerzo que han hecho los gobiernos para no repercutir de manera directa sobre los clientes los costos de inversión y operación para producir electricidad. Esto a su vez ha agravado la crisis financiera de las empresas eléctricas de la región.

Después de la entrada en servicio de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica que se dio en todos los países, excepto en Nicaragua, la capacidad instalada prácticamente no ha aumentado desde 1985. En cambio, la producción y el consumo de electricidad han mantenido un crecimiento sostenido, si bien menor que el registrado en la década de los setenta. (Véanse los gráficos 2, 3 y 4.) En la actualidad (1991), la capacidad instalada es de 4,223 MW, formada por 64% hidro, 4% geo, 12% térmica vapor y el restante 20% en pequeñas centrales de combustión interna y turbinas de gas. Muchas de las centrales térmicas se encuentran muy deterioradas por falta de mantenimiento e incluso algunas de ellas con tiempos de uso más largos que los usualmente reconocidos como vida útil para esas tecnologías.

Por el lado de la demanda máxima, en la década pasada (1981-1990), el crecimiento fluctuó entre una tasa promedio de 2.6% para Nicaragua a una de 5.6% para Costa Rica (véase el gráfico 5). El crecimiento en la producción de energía fue en promedio de 4.4% para la región en el período 1980-1985 y de 5.9% en el de 1985-1990; en cambio, las ventas en los mismos lapsos aumentaron a razón de 4.3% y 5.3%, respectivamente. Las discrepancias entre las producciones y las ventas se explican por las tasas crecientes de pérdidas que, con excepción de Costa Rica, se han registrado a lo largo de la década en todos los países. (Véanse los gráficos 6, 7 y 8.)

Las interconexiones existentes que empezaron a concretarse a partir de 1976, cuando entró en servicio el enlace entre Honduras y Nicaragua, han

---

<sup>2/</sup> Los gráficos que se mencionan a lo largo del documento se encuentran al final de cada sección. Los cuadros, por el contrario, aparecen en el anexo I al final del documento.

permitido aprovechar los excedentes de energía hidroeléctrica que ocurrieron primero en Costa Rica (1982-1985) y después en Honduras (1985-1991). A pesar de que las interconexiones son débiles, desde que entró el primer enlace, hasta 1990 se han concretado intercambios de energía por un total de 2,656 GWh (véase el gráfico 9); la mayoría ha sido en los países del "bloque sur": Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

Con el propósito de analizar las perspectivas del subsector eléctrico para cada uno de los seis países de la región, se recabó información sobre la potencia disponible, efectiva o confiable, en cada empresa eléctrica, incluyendo los programas de rehabilitación actualmente en proceso de ejecución. Asimismo, se recolectaron datos sobre las estimaciones de demanda (potencia y energía) y de los planes de expansión vigentes de cada país. Con base en esta información, se elaboraron dos tipos de análisis: a) balance oferta potencial-demanda hasta el año 2000, y b) simulación de la operación (despachos) para analizar cómo operaría el parque de generación para satisfacer la demanda, el factor de planta resultante y para estimar los requerimientos de combustible que habrá los próximos cinco años (1992-1996). Ambos análisis se refieren fundamentalmente a balances de energía; esto es, no se efectuaron análisis de potencia en horas de punta.

Los balances de oferta potencial-demanda se elaboraron considerando factores de planta típicos, de acuerdo con el tipo de tecnología en cuestión. Por ejemplo, para las turbinas de gas existentes se supusieron factores de planta anuales de 35% y, para las futuras, factores de planta anuales de 50%. Para las termoeléctricas y geotérmicas actuales y futuras se consideraron factores de planta de 85%. Las producciones hidroeléctricas incluidas en dichos balances se estimaron, para una hidrocondición con alta probabilidad de ocurrencia, entre 80% y 90%. Los resultados de los estudios de balance de potencia y energía para cada tipo de generación se presentan en cuatro cuadros para cada país; se incluyen en ellos los datos de potencia y energía para el período 1980-1991.

En el cuadro I-2 se describen las cifras de oferta-demanda para potencia y energía, registradas en cada uno de los seis países durante 1990. Esta información se incluye como punto de referencia, tanto para justificar los valores de 1991 como para darle continuidad a la evolución y las perspectivas. Las cifras de 1991, que ya se presentan como estadísticas, fueron estimadas en consulta con los profesionales de operación de las

empresas eléctricas. Los datos de potencia y energía correspondientes al futuro (1992-2000) se prepararon con base en los planes de expansión elaborados por los profesionales de planificación de dichas empresas. Los cuadros correspondientes se incluyen en el Anexo I de este documento. <sup>3/</sup>

Para las simulaciones de la operación (despachos) de cada país se proporcionaron como datos los bloques mensuales de energía hidroeléctrica; para estas simulaciones se consideraron cuatro hidrocondiciones con sus probabilidades de ocurrencia asociadas. En este documento sólo se reportan los resultados para los valores esperados o para una hidrocondición específica. El simulador incorpora, si es necesario para evitar desabastecimientos, bloques de energía provenientes de las unidades generadoras que son diseñadas para satisfacer demanda de punta, aun cuando se exceda el factor de planta recomendable para dichas unidades. Esto explica por qué los déficit que se obtienen de los balances de oferta potencial-demanda pueden resultar mayores que los obtenidos con la simulación de la operación.

Los resultados de la simulación de la operación 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 la región, en el quinquenio pasado (1986-1990) se utilizaron alrededor de 15 millones de barriles de productos petrolíferos, se estima que en el próximo quinquenio (1992-1996) se utilizarán alrededor de 40.5 millones de barriles de hidrocarburos para producir energía eléctrica. De la energía eléctrica adicional (12,872 GWh), que por la tasa de crecimiento prevista a nivel regional (5.1%) se necesitaría producir en el próximo quinquenio, 7,888 GWh (61%), provendrán de derivados del petróleo. El cambio en la composición de fuentes de producción en los dos quinquenios --real para 1986-1990 y estimado para 1992-1996-- se ilustra para cada país en el gráfico 10. Es importante destacar que las simulaciones de la operación se efectuaron suponiendo operación autónoma de cada sistema eléctrico; de esta manera, los 40.5 millones de barriles tendrían una composición de 17.1 millones de barriles de diesel y 23.4 millones de barriles de búnker. Sin duda que se lograrían ahorros muy importantes si se

---

<sup>3/</sup> Adicionalmente, en el anexo II se presenta el detalle de las plantas existentes, y en el anexo III, los planes de expansión nacionales para el período 1991-2000.

optara por una operación coordinada para desplazar energía proveniente de diesel, por otra más barata producida con búnker.

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

i) Costa Rica. La demanda máxima se incrementó a razón de 5.2% en promedio anual para el período 1981-1985 y a 4.9% para el período 1986-1991; las ventas lo hicieron a razón de 4.8% para los dos períodos. (Véanse los gráficos 11 y 12.) En 1982, con la entrada en servicio del complejo hidroeléctrico Arenal-Corobici de 330 MW, 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, ya que las adiciones de generación en el período 1985-1991 (230 MW) no fueron suficientes para equilibrar el acelerado crecimiento de la demanda. (Véanse los cuadros I-3 y I-4.)

Las estimaciones del Departamento de Planificación del ICE prevén una tasa de crecimiento promedio 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 mezcla de generación geotérmica (la Planta Miravalles con tres unidades de 52.5 MW), centrales hidroeléctricas (Sandillal, Toro y Angostura) por un monto total de 299 MW en el período, y motores de combustión interna de baja velocidad por un total de 149 MW. (Véanse los cuadros I-5 y I-6 y el Anexo III.)

Los resultados del balance oferta-demanda se muestran junto con la evolución histórica tanto para potencia como para energía. (Véanse de nuevo los gráficos 11 y 12.) En el gráfico 11 se ha tomado en cuenta la potencia instalada hasta 1991 y la efectivamente disponible a partir de 1992; por ello, se nota una pequeña disminución entre 1991 y 1992. El balance de energía se hizo sobre la base de los supuestos explicados en términos generales en los párrafos anteriores; la curva continua que se muestra en el gráfico 12, y que se describe como consumo de energía es lo mismo que generación neta o energía disponible para el sistema eléctrico de potencia, después de restar los consumos en servicios propios en cada unidad generadora y añadir las importaciones; como se observa en este gráfico, con base en los planes de expansión vigentes en el ICE, el año más crítico para enfrentar la demanda es 1993.

Lo anterior se corrobora con los resultados de la simulación de la operación, los que se resumen para los valores esperados en el cuadro I-7. Es importante hacer notar que tanto el balance como la simulación de la operación se basan en una producción hidroeléctrica muy similar, cercana a los 3,400 GWh anuales, por lo que cualquier desviación hacia arriba o hacia abajo modificaría las producciones de origen térmico o déficit resultantes; en otras palabras, existirían riesgos elevados para lograr satisfacer la demanda durante los próximos cuatro años en caso de presentarse años secos o retrasarse más la entrada en servicio de la geotérmica, programada para 1994.

Los resultados de la simulación de la operación arrojan que el ICE consumirá 610,000 barriles de búnker y 4.8 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) equivaldrían a un total de 130.8 millones de dólares. (Véase de nuevo el cuadro I-7.)

ii) El Salvador. Las cifras históricas de potencia y energía para el período 1981-1991 se presentan en los cuadros I-8 y I-9, y las estimadas para el período 1992-2000, en los cuadros I-10 y I-11. En los gráficos 13 y 14 se ilustran la evolución y las perspectivas para los balances de potencia y energía, respectivamente; el decremento observado en 1992 con respecto a 1991 (gráfico 13) se debe a que se considera la potencia efectivamente disponible. Para el balance de energía se supusieron 1,400 GWh anuales que corresponden a una seguridad hidrológica intermedia, que es ligeramente superior a la energía firme (de 1,316 GWh); cabe destacar que el promedio de los últimos cinco años (1987-1991) es de 1,381 GWh. (Véase de nuevo el cuadro I-9.) Pese a estas suposiciones un poco optimistas, se observa un alto riesgo para enfrentar la demanda prácticamente a lo largo de toda la década. (Véase de nuevo el gráfico 14.)

Las proyecciones estimadas por la CEL para el crecimiento de la demanda en el período 1992-2000 son de 6.6% y 7% para la demanda máxima y para el consumo, respectivamente. Cabe mencionar que en el balance oferta/demanda, que representa el plan de expansión preparado por el área de planificación de la CEL, se incorpora la 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 (40 MW) en 1995 para integrar una central de ciclo combinado, adiciones de



geotermia que significan un 54.3% de la energía total que se agregará en el período 1992-2000.

Al igual que en 1991, de ocurrir de nuevo, hidrologías menores que la considerada en el balance, o de continuar postergándose la entrada en servicio de las nuevas unidades generadoras contempladas en el plan de expansión, se volverán a tener racionamientos de energía.

Para las simulaciones de la operación futura (1992-1996), se consideró una hidrocondición con una seguridad de ocurrencia del 80% (véase el cuadro I-12), que corresponde a una producción hidroeléctrica de 1,407 GWh anuales. Con este supuesto y los explicados anteriormente, referentes al plan de expansión, los requerimientos de combustible para los cinco años de la simulación resultaron en 4.5 millones de barriles de búnker y 1.9 millones de barriles de diesel que, suponiendo un precio de 20 dólares por barril de crudo, significarían 127.6 millones de dólares.

iii) Guatemala. La evolución y las perspectivas en potencia y energía se muestran respectivamente en los gráficos 14 y 15; las cifras para 1991 son estimadas y se refieren a la capacidad instalada en el caso de potencia y a la energía suministrada. En la siguiente sección se analizará el racionamiento que se registró durante 1991 y que no se incluye en los datos del gráfico 15. Los datos detallados que se utilizaron para elaborar los gráficos 14 y 15 están contenidos en los cuadros I-13 al I-16. Prácticamente desde la entrada de Chixoy en 1983 no ha habido adiciones de capacidad significativas. Además, el parque térmico se encuentra muy deteriorado y requiere grandes montos de dinero para su rehabilitación, lo que se pone de manifiesto en la disminución de capacidad que se observa para 1992. (Véase de nuevo el gráfico 14 y el cuadro I-15.)

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%.

Las adiciones de generación para el decenio, definidas por dicha área de planificación, consisten principalmente en adiciones térmicas (210 MW); en la introducción gradual de la geotérmica al agregarse 20 MW en 1994 y 55 adicionales en 1999. Asimismo, se contempla la adición de tres centrales hidroeléctricas al final del período. (Véase de nuevo el cuadro I-15.) 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.

Con base en las hidrocondiciones proporcionadas por el INDE, los valores esperados para la producción hidroeléctrica con la capacidad actual alcanza los 2,083 GWh que, comparados con los 1,898 GWh utilizados para elaborar el balance de energía potencialmente generable (gráfico 15), resultan 105 GWh más altos. Esta diferencia no es muy relevante ya que una hidrología menor al valor esperado significaría mayor utilización de productos petrolíferos. El promedio anual de producción hidroeléctrica para los últimos cinco años fue de 1,917 GWh. Con los supuestos descritos se obtuvo que se utilizarían 5.7 millones de barriles de búnker y 1.4 millones de barriles de diesel, los que, suponiendo un precio promedio de 18 y 25 dólares por barril, respectivamente, equivaldrían a 136.4 millones de dólares para los cinco años (1992-1996). (Véase de nuevo el gráfico 10 y el cuadro I-17.)

iv) Honduras. 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 entró El Cajón en 1985, la capacidad instalada ha permanecido estática. (Véanse el gráfico 16 y el cuadro I-18.) Con la puesta en servicio de El Cajón, Honduras ha tenido excedentes de energía hidroeléctrica hasta el presente año (1991). Se prevé que debido a la sequía registrada en este año, la ENEE no exportará energía el próximo; incluso, requerirá complementar su oferta con energía de origen térmico. (Véanse el gráfico 18 y los cuadros I-19, I-20 y I-21.)

El promedio de producción hidroeléctrica durante los últimos cinco años (1987-1991) fue de 2,053 GWh; cabe mencionar que en 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 derramaron cantidades importantes de agua. Para elaborar el balance de energía potencialmente generable, se supuso una producción promedio anual de 1972 GWh. (Véanse de nuevo el gráfico 18 y el cuadro I-21.)

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, así como dos turbinas de gas de 50 MW cada una; una en 1995 y otra en 1998. (Véase de nuevo el cuadro I-19.)

Con base en las hidrocondiciones consideradas, el valor esperado para la producción hidroeléctrica anual resultó de 2,018 GWh, excepto para 1992, en que se estima una producción hidroeléctrica de 1,868 GWh (véase el cuadro I-21), ya que el embalse de El Cajón quedó 12 m (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 El Cajón, en vez de los 1,400 GWh que tenía contemplados, al esperarse alcanzar la cota máxima del embalse. Con estos supuestos, los resultados de la simulación arrojan que habría déficit de energía prácticamente en toda la década. Cabe mencionar que esta situación se tornaría más crítica, de presentarse un crecimiento mayor que el utilizado en los planes de expansión. 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. Con el propósito de ilustrar el efecto de un mayor crecimiento de la demanda, en los gráficos 17 y 18 se incluyen las curvas para la demanda máxima y para el consumo, elaborados sobre el supuesto de un crecimiento de 8% de 1992 a 1996 y de 4.8% de 1996 al 2000. El criterio para considerar un crecimiento mayor en los primeros años se basó en el comportamiento reciente --que pudiera reflejar una inercia-- y las actividades de electrificación que actualmente está ejecutando la ENEE. Se puede concluir que una vez que la demanda alcance la energía potencialmente generable con los recursos hidroeléctricos existentes, todo el crecimiento tendría que ser producido con plantas térmicas; si éstas resultaran insuficientes, habría racionamientos. (Véanse el gráfico 18 y el cuadro I-22.)

Los resultados de la simulación indican que se utilizarían, en el quinquenio 1992-1996, 2.2 millones de barriles de diesel, lo que significaría un costo de 58.7 millones de dólares, suponiendo un precio promedio para el crudo de 20 dólares por barril.

v) Nicaragua. Este país ha sido el de menor crecimiento relativo en la región, debido principalmente al conflicto bélico que duró más de 10 años, hecho que también se reflejó en las pocas adiciones de nuevas centrales en la década pasada.

En la mezcla de capacidad instalada y de producción de electricidad actuales se observa una menor participación de la hidroelectricidad que en

los otros países. (Véanse los gráficos 19 y 20 y los cuadros I-23 y I-24.) Debido a esta configuración de la generación, se tiene una mayor garantía de poder enfrentar la demanda de energía, si bien a costos mayores por el alto componente térmico. Esto explica también por qué en el balance de oferta-demanda de energía potencialmente generable no aparecen déficit, a pesar de que la hidroelectricidad se supuso en 323 GWh. (Véanse el gráfico 20 y los cuadros I-25 y I-26.) No obstante, es muy importante señalar que el balance oferta potencial-demanda de potencia es precario y que la falla imprevista de alguna unidad generadora, aunada a los programas de rehabilitación y mantenimiento, evoluciona fácilmente en racionamientos. También es muy importante señalar que el parque térmico data de un prolongado tiempo de utilización con poca atención sobre el mantenimiento periódico anual; algunas unidades ya rebasaron lo que se considera una vida útil típica. Cabe destacar el importante esfuerzo que el 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, ya tiene prácticamente confirmada la rehabilitación de la unidad 3 de Managua (45 MW). Para concretar estas rehabilitaciones 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 para 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 hasta un total de 128 MW en 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. (Véase el cuadro I-25.) En el año 2000 se prevé 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 geotérmico.

La simulación de la operación se elaboró para cuatro hidrocondiciones. El valor esperado para la energía hidroeléctrica resulta en 413 GWh. El despacho arroja que se requerirán 6.6 millones de barriles de búnker y 400,000 de diesel para los próximos cinco años 1992-1996. (Véase el cuadro I-27.)

vi) Panamá. La capacidad instalada de Panamá alcanza los 884 MW, mientras que la demanda máxima registrada en 1990 fue de 464 MW y la estimada para 1991 es de 488 MW. (Véanse el gráfico 21 y el cuadro I-28.) 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 el gráfico 21 y el cuadro I-30.) 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 IRHE. Se estima que tanto la demanda máxima como el consumo crecerán en el período 1992-2000, con tasas promedio de 3.7%. Las adiciones de generación contemplan la elevación de la presa Fortuna en 1994 y la entrada de la central hidroeléctrica Estí de 116 MW (a finales de la década); asimismo, la adición de una central de ciclo combinado en 1995. El balance de la proyección del consumo anual de energía y de la energía potencialmente generable indica que los años con mayor riesgo para enfrentar la demanda serían 1992 y 1993. (Véanse el gráfico 22 y el cuadro I-30.)

Las simulaciones de la operación arrojan que el valor esperado infortunadamente para la producción hidroeléctrica anual sería de unos 2,340 GWh antes de elevar la presa; para 1992 se estiman en unos 2,180 GWh, debido a lo bajo del nivel en el embalse de Bayano. Cabe mencionar que el promedio de los cinco años pasados (1987-1991) fue de 2,124 GWh. (Véanse los cuadros I-29 y I-31.) Asimismo, de dichos resultados (véase el cuadro I-32) se concluye que el IRHE requerirá 5.8 millones de barriles de búnker y 1.5 millones de barriles de diesel durante el período 1992-1996.

#### b) Brecha financiera

Sin duda, uno de los sectores más afectados por la crisis económica de la década de los años ochenta fue el energético. En aras de sucesivos programas de estabilización económica, frecuentemente se sacrificaron los ajustes a las tarifas eléctricas. Por esta vía, el sector eléctrico transfirió recursos al resto de la economía.

En el Istmo Centroamericano se invirtieron en promedio 500 millones de dólares anuales para el desarrollo del sector eléctrico en el período

1980-1984. En el período 1985-1989 dicho promedio se redujo a 250 millones de dólares anuales, lo que da un total de 3,500 millones de dólares para la década pasada. Como es conocido, a fines de los setenta y principios de los ochenta hubo abundantes recursos financieros provenientes de los excedentes generados por el boom petrolero, lo que permitió el desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos en la región: Fortuna en Panamá (300 MW, 1984); el complejo Arenal (157.5 MW, 1979)-Corobicí (174 MW, 1982) en Costa Rica; 15 de septiembre (137 MW, 1984) en El Salvador; El Cajón (300 MW, 1985) en Honduras, y Chixoy (300 MW, 1983) en Guatemala. Parte del financiamiento también provino de los gobiernos centrales de cada país.

A fines de la década de 1980 prácticamente todos los países carecieron de fuentes externas de financiamiento, y los gobiernos enfrentaron grandes dificultades para cumplir con el servicio de la deuda externa, lo que a su vez les impidió canalizar fondos al subsector eléctrico. Adicionalmente, la profunda crisis económica que en general afectó a toda la región latinoamericana también impidió que las empresas eléctricas generasen mayores recursos internos, viéndose imposibilitadas de aumentar las tarifas al menos para recuperar los costos de operación. Hubo empresas eléctricas que no recolectaban los fondos suficientes para sufragar los salarios de sus trabajadores.

La situación brevemente descrita en el párrafo anterior infortunadamente no ha cambiado de manera significativa; los gobiernos centrales se encuentran inmersos en la implantación de políticas económicas de ajustes con serias dificultades para atender los compromisos de las deudas externas, con recursos financieros muy escasos y generalmente con otras prioridades sociales más urgentes que el sector energético.

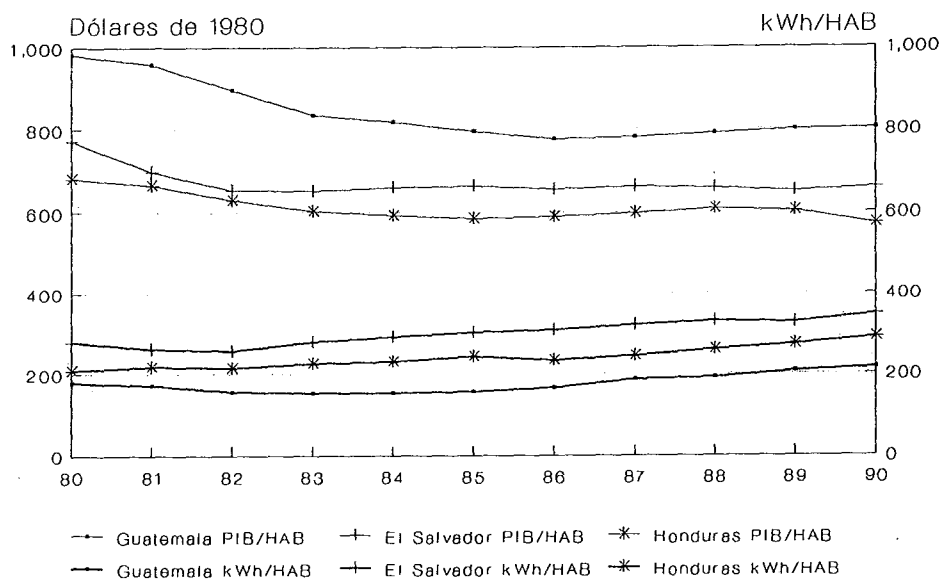
Los planes de expansión definidos por las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano en 1990 demandaban alrededor de 700 millones de dólares anuales en promedio para la década de los noventa; los programas revisados, y postergados varios de los proyectos, reflejan requerimientos de inversión por unos 500 millones de dólares anuales para el período 1992-2000. Se ve claramente que es imposible, al menos con las fuentes de financiamiento tradicionales, poder concretar esos montos. Dicha imposibilidad se continuará manifestando en el deterioro de la infraestructura existente, en la disminución de calidad del suministro eléctrico y, eventualmente, en racionamientos de energía como los registrados durante 1991 en tres países.

Se considera pertinente una revisión profunda del desempeño y de los marcos regulatorios y organizacionales de las empresas eléctricas estatales. También se cree oportuno que dicha revisión debería abordarse de una manera abierta con la participación de todos los protagonistas incluyendo, por supuesto, a los clientes. Este enfoque actualmente está siendo muy estimulado por el Banco Mundial y la OLADE. <sup>4/</sup>

---

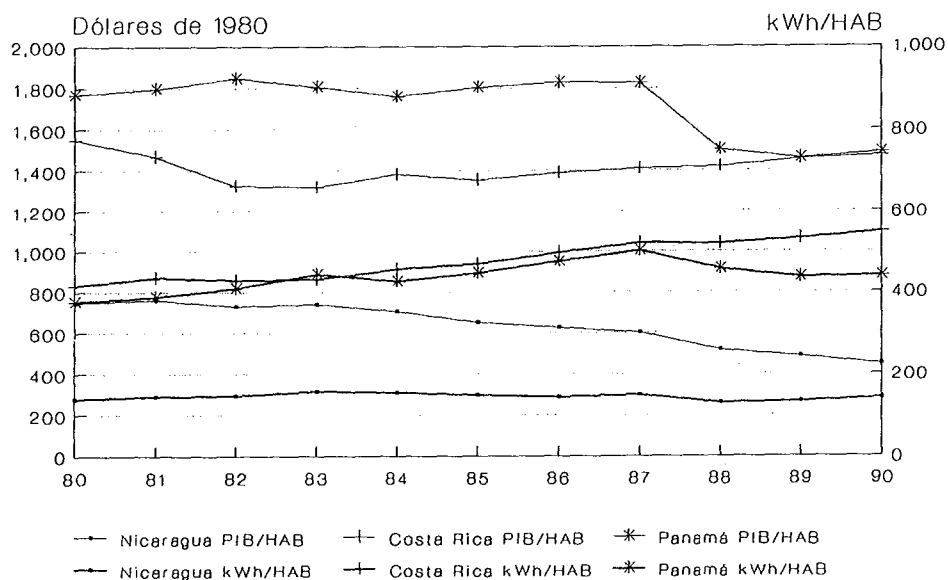
<sup>4/</sup> Véanse por ejemplo las ponencias presentadas en el seminario: "Un desafío para los años noventa: cómo superar la crisis del sector eléctrico en los países de América Latina y el Caribe", organizado por el Banco Mundial y la OLADE, los días 5 y 6 de septiembre de 1991 en la Hacienda de Cocoyoc, Morelos, México.

Gráfico 1  
 ISTMO CENTROAMERICANO: PIB POR HABITANTE  
 Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR HAB.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

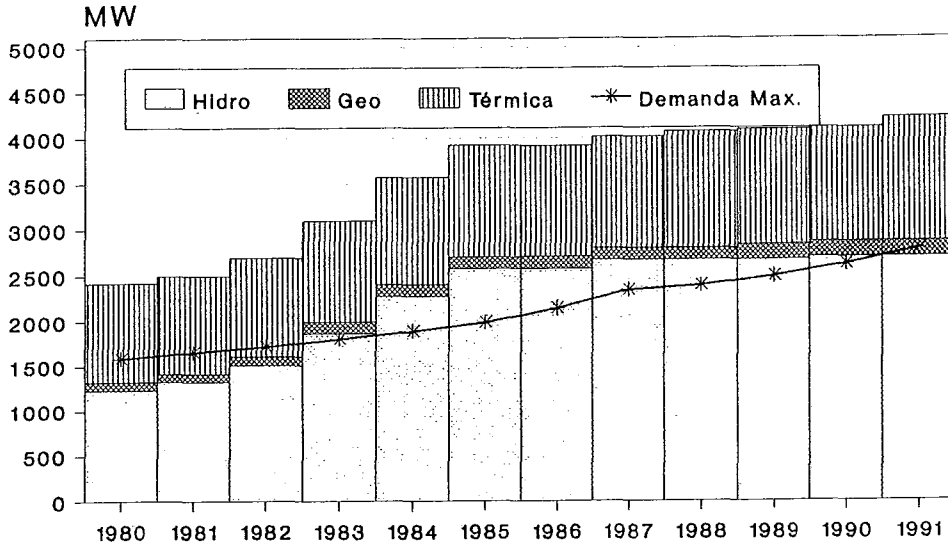
Gráfico 1 (Conclusión)  
 ISTMO CENTROAMERICANO: PIB POR HABITANTE  
 Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR HAB.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

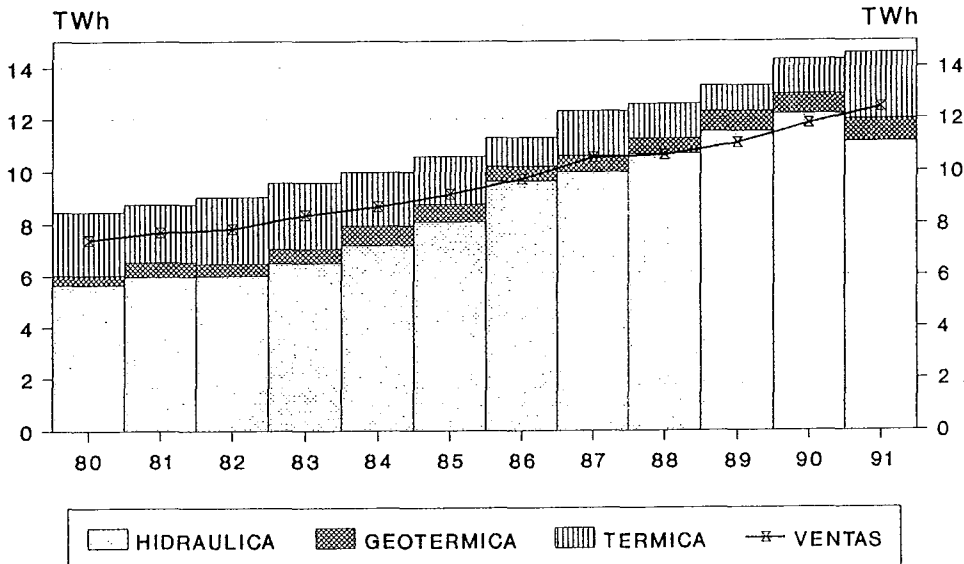


Gráfico 2  
**ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAX.**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales  
 Nota: Datos estimados para 1991

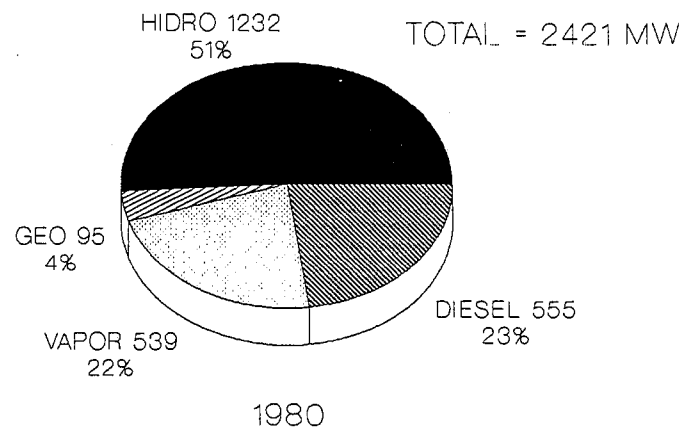
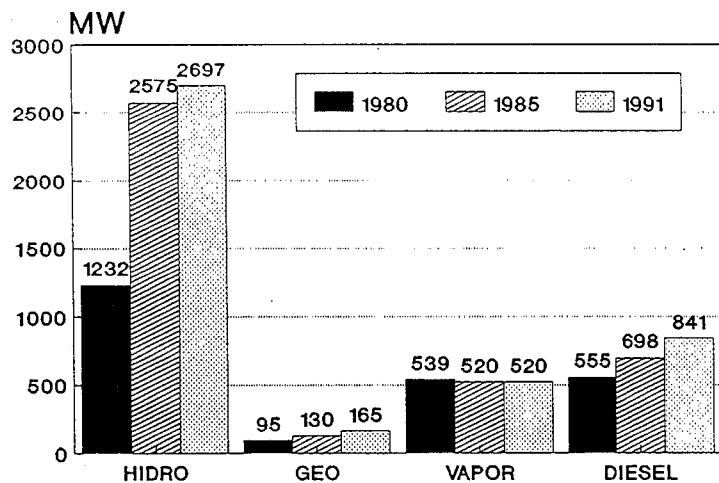
Gráfico 3  
**ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES**



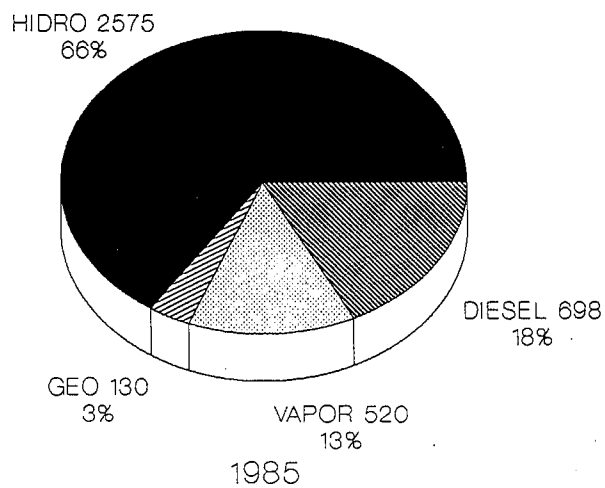
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales  
 Nota: Cifras estimadas para 1991.

Gráfico 4

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA



TOTAL = 3923 MW



TOTAL = 4223 MW

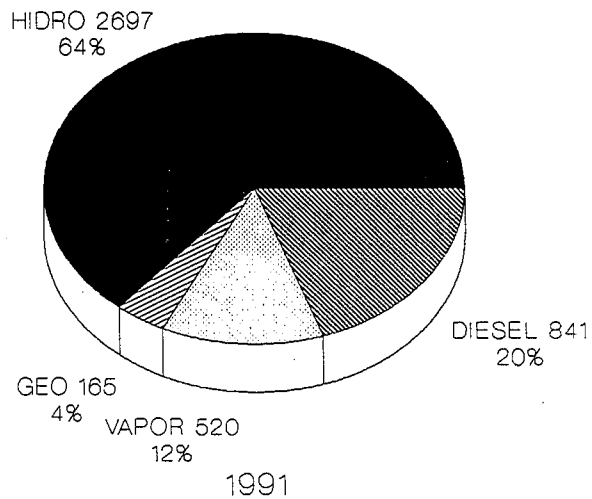
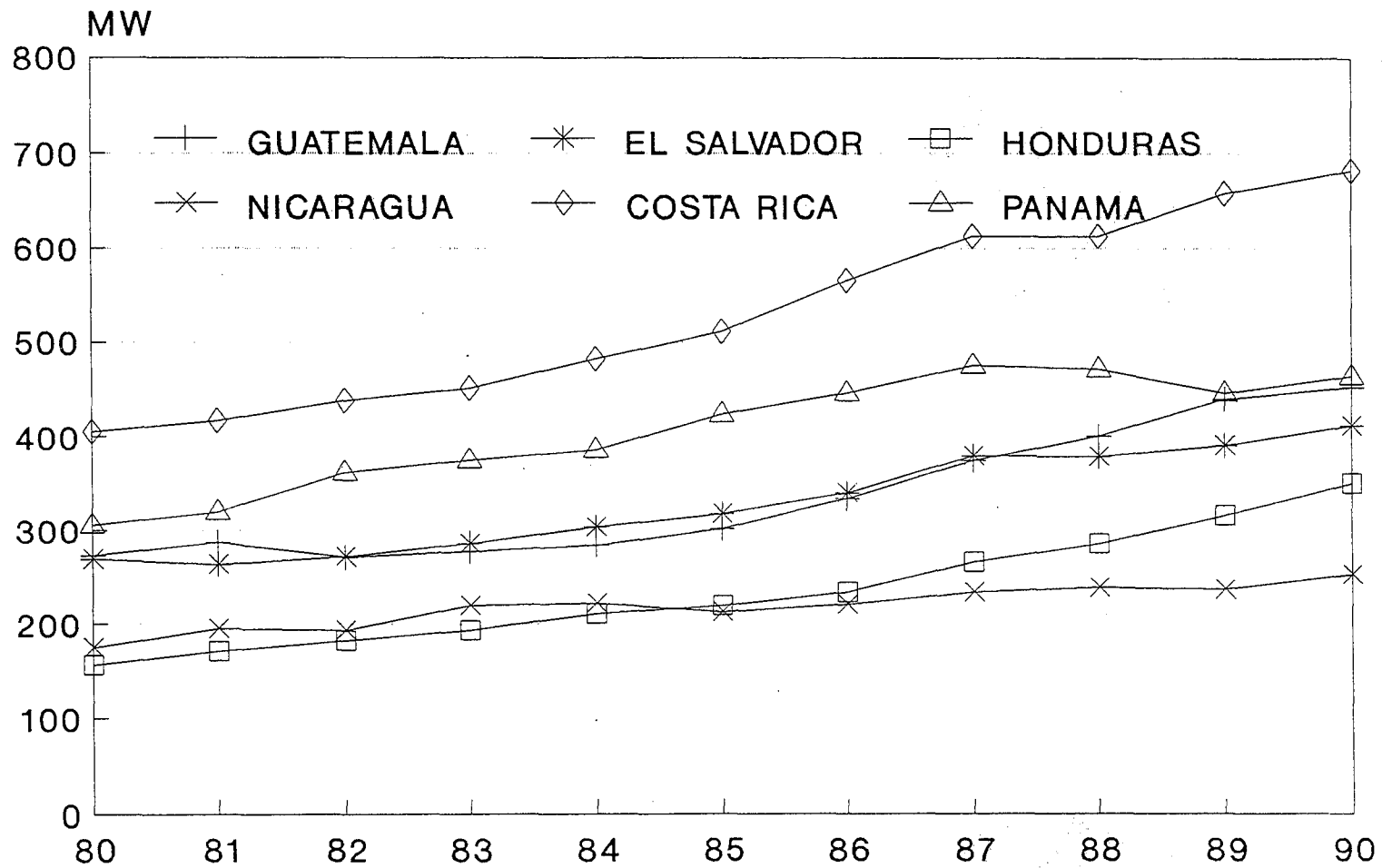


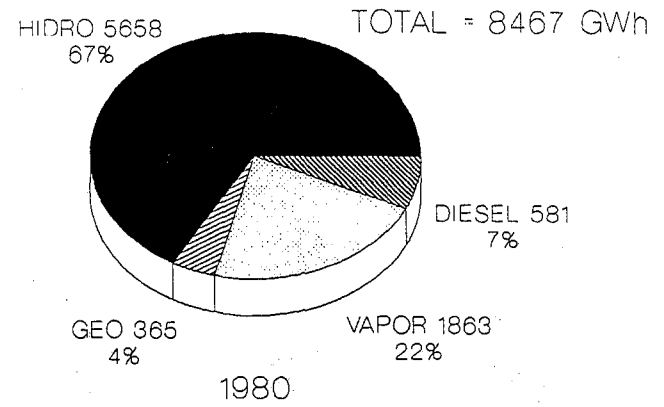
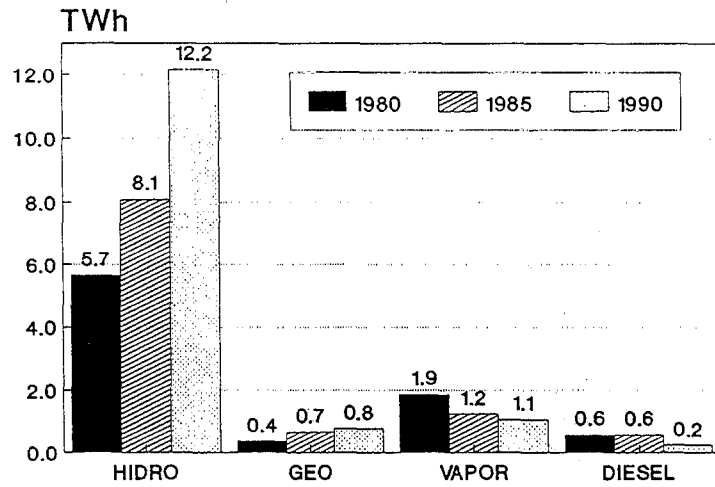
Gráfico 5  
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION  
DE LA DEMANDA MAXIMA



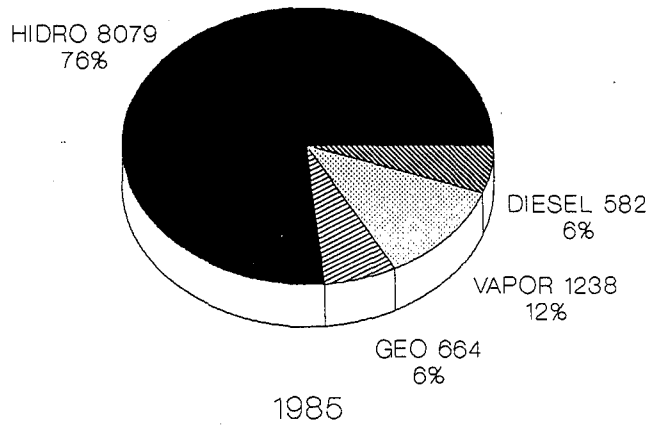
CEPAL: Sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 6

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LA GENERACION NETA



TOTAL = 10568 GWh



TOTAL = 14259 GWh

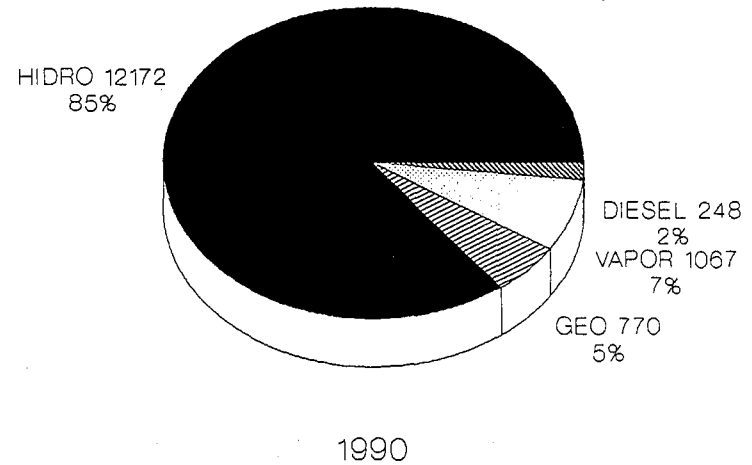


Gráfico 7

# ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION QUINQUENAL DE LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD

TASAS DE CRECIMIENTO (%)

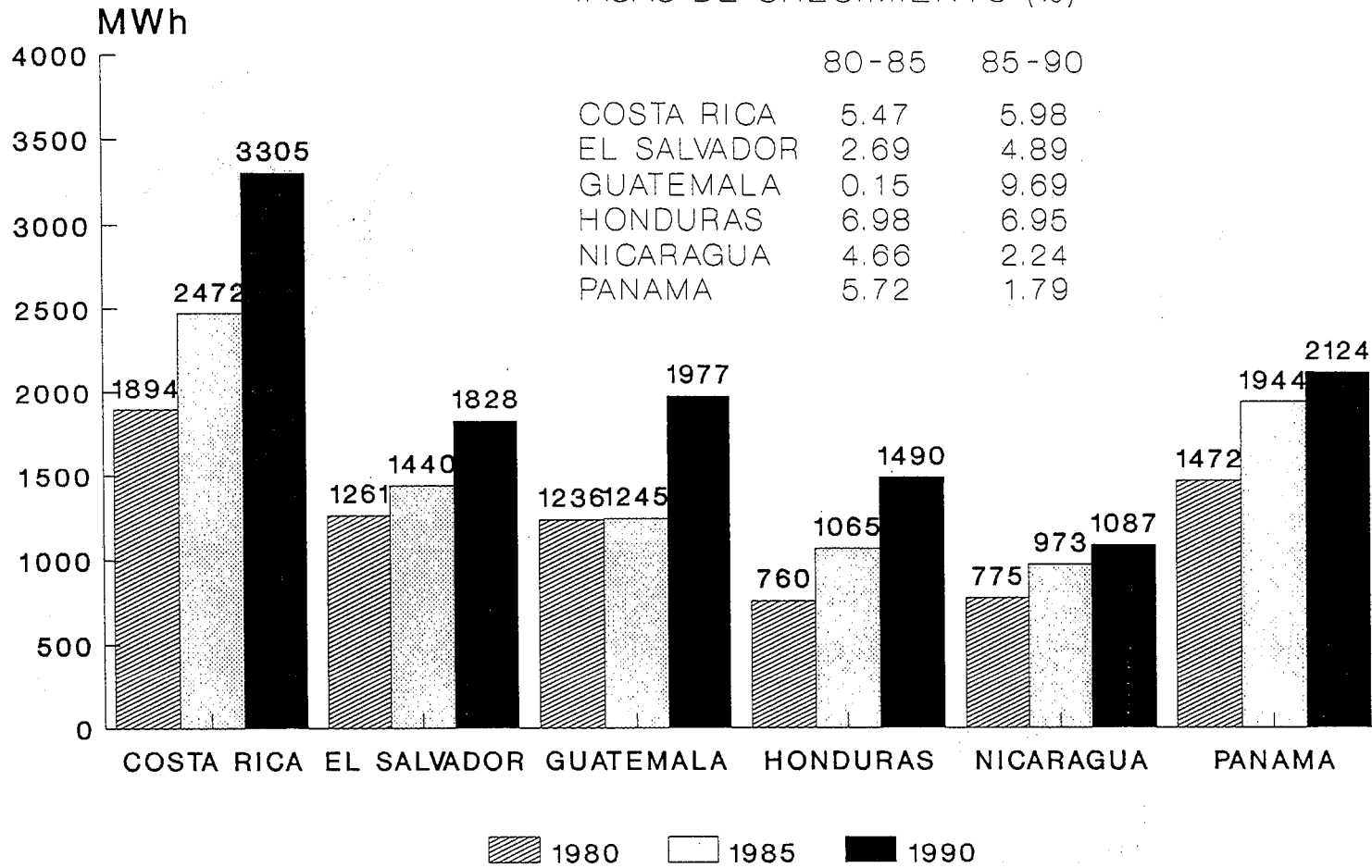


Gráfico 8  
**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA**

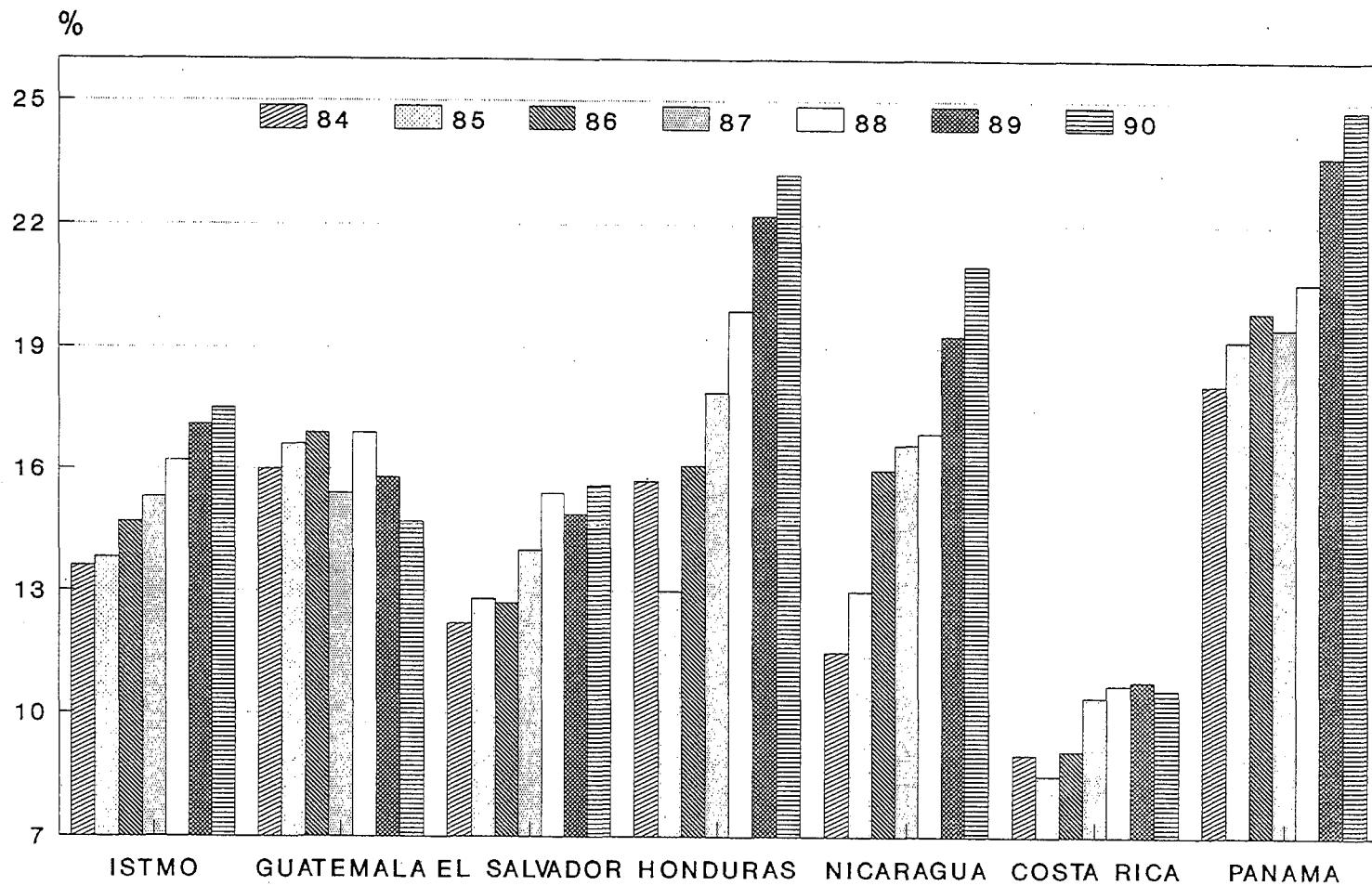
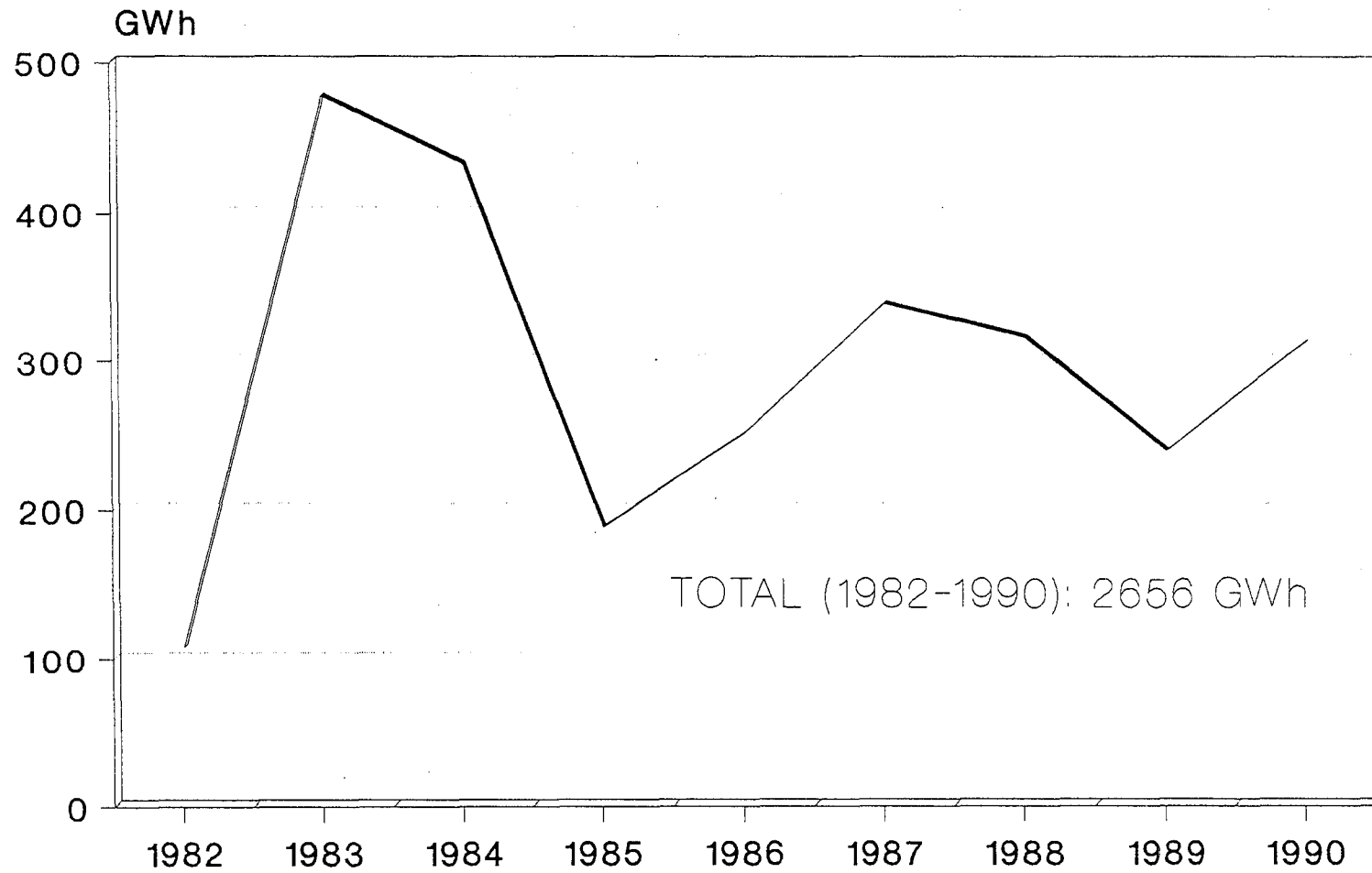


Gráfico 9

# ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LOS INTERCAMBIOS DE ENERGIA ELECTRICA

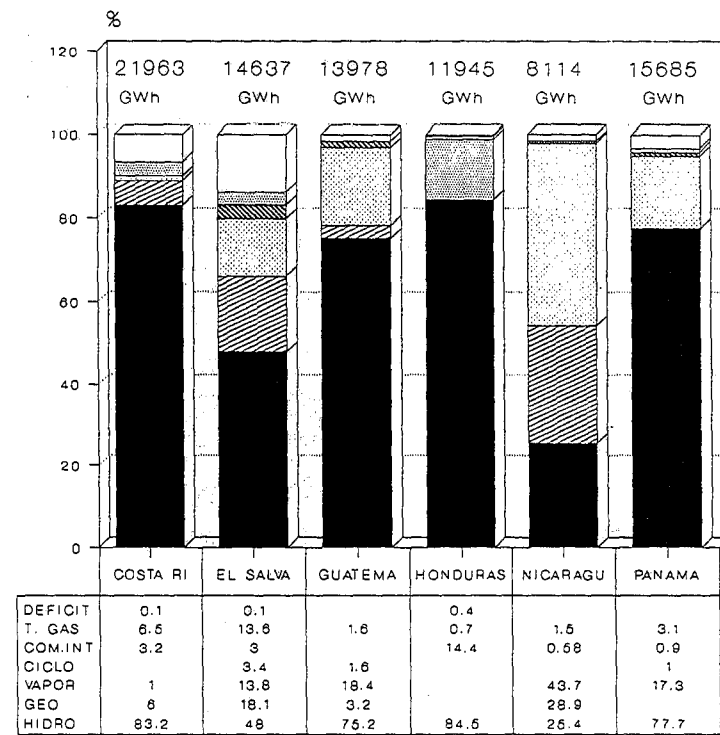
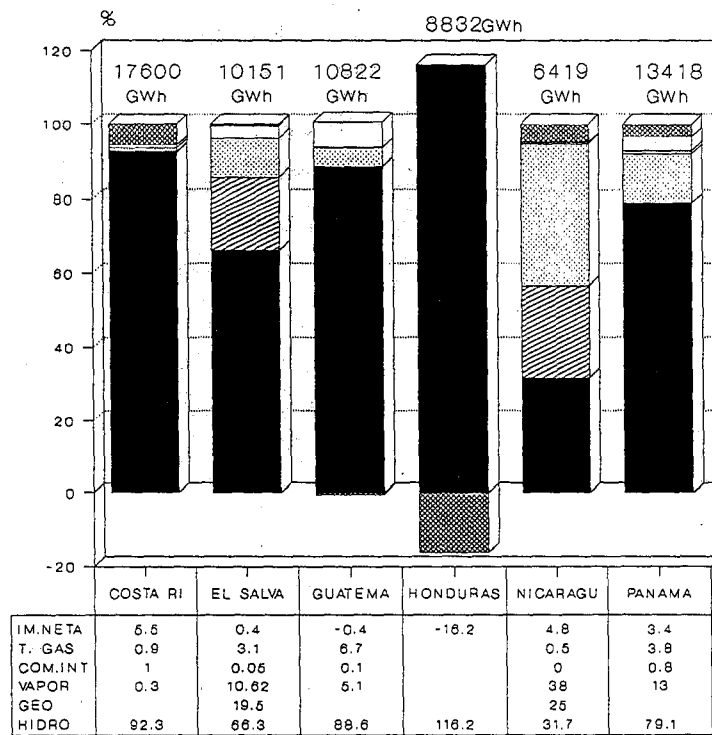


Fuente: CEPAL, en base a datos oficiales

## Gráfico 10 ISTMO CENTROAMERICANO: COMPOSICION DE LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD

QUINQUENIO 1: 1987-1991 (ESTADISTICO)

QUINQUENIO 2: 1992-1996 (PROYECTADO)



HIDRO  
 COM.INT  
 GEO  
 T. GAS  
 VAPOR  
 IM.NETA

HIDRO  
 COM.INT  
 GEO  
 T. GAS  
 VAPOR  
 DEFICIT  
 CICLO



Gráfico 11

COSTA RICA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)

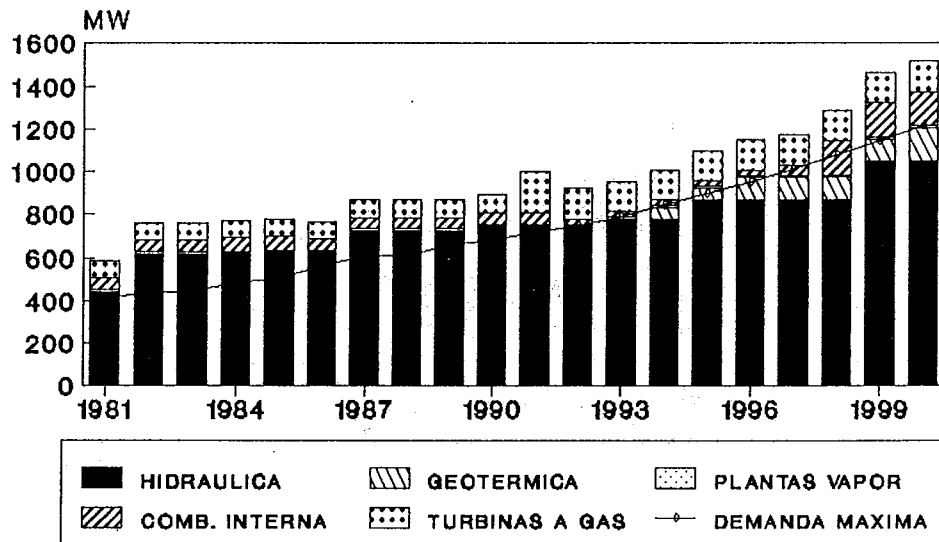
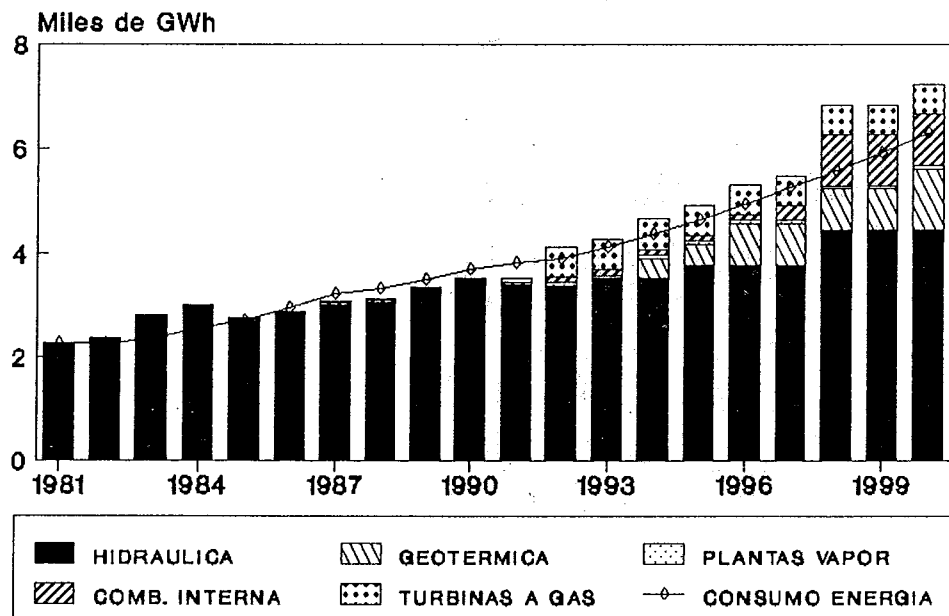


Gráfico 12

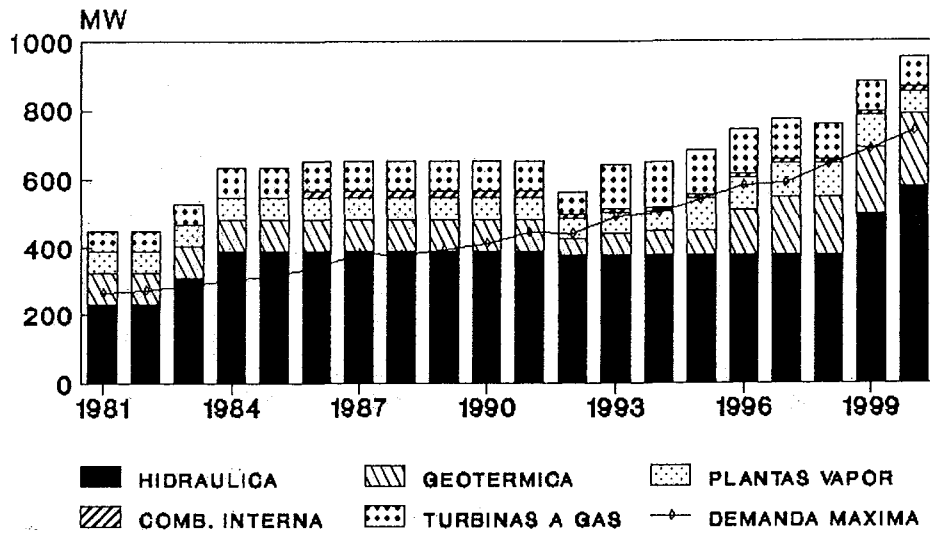
COSTA RICA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWH)



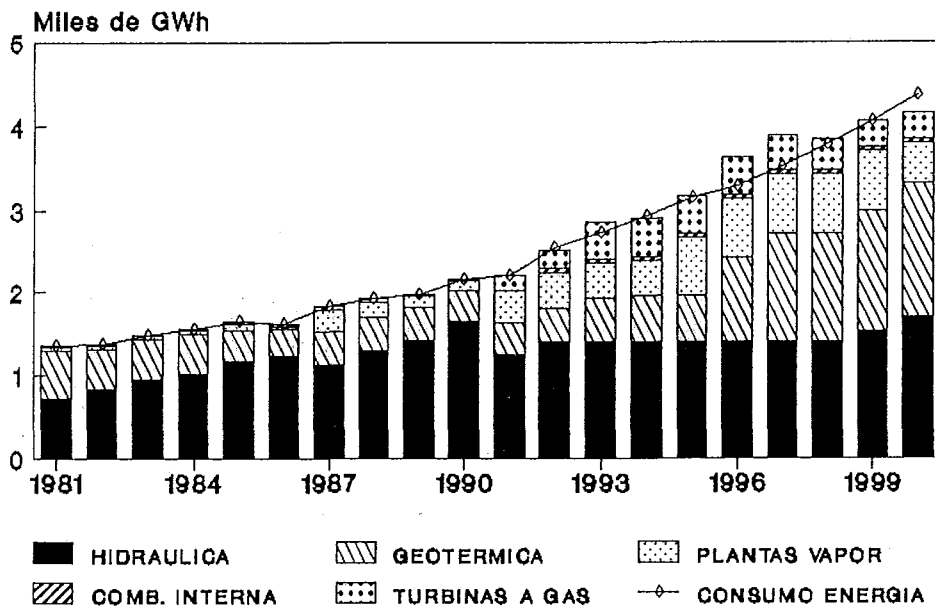
1981-1990 Histórico (Instalado)  
1991 Estimado (Instalado)  
1992-2000 Proyectado (disponible)

Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

**Gráfico 13**  
**EL SALVADOR: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS**  
**POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**Gráfico 14**  
**EL SALVADOR: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS**  
**OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales. 1981-1990 Histórico (Instalado)  
 1991 Estimado (Instalado)  
 1992-2000 Proyectado (disponible)

Gráfico 15

GUATEMALA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)

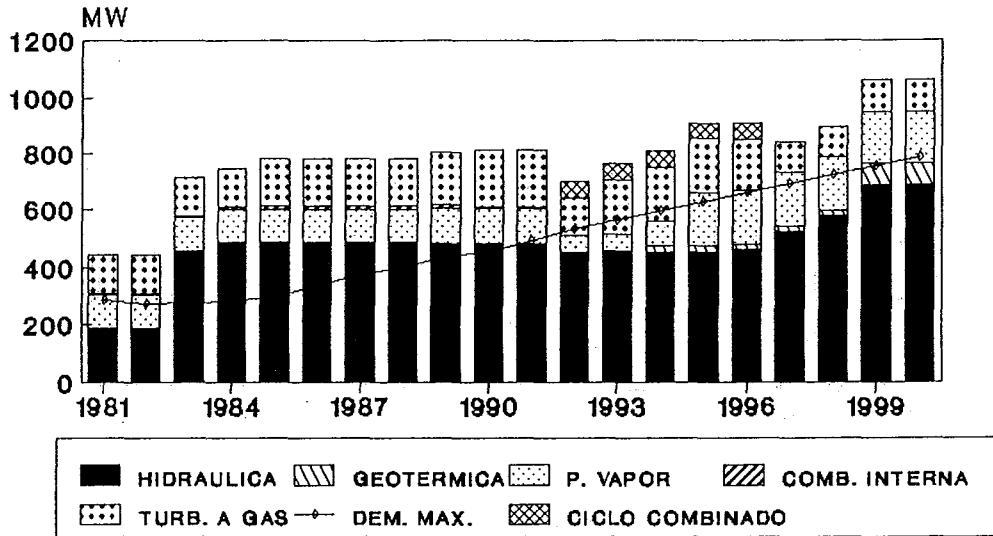
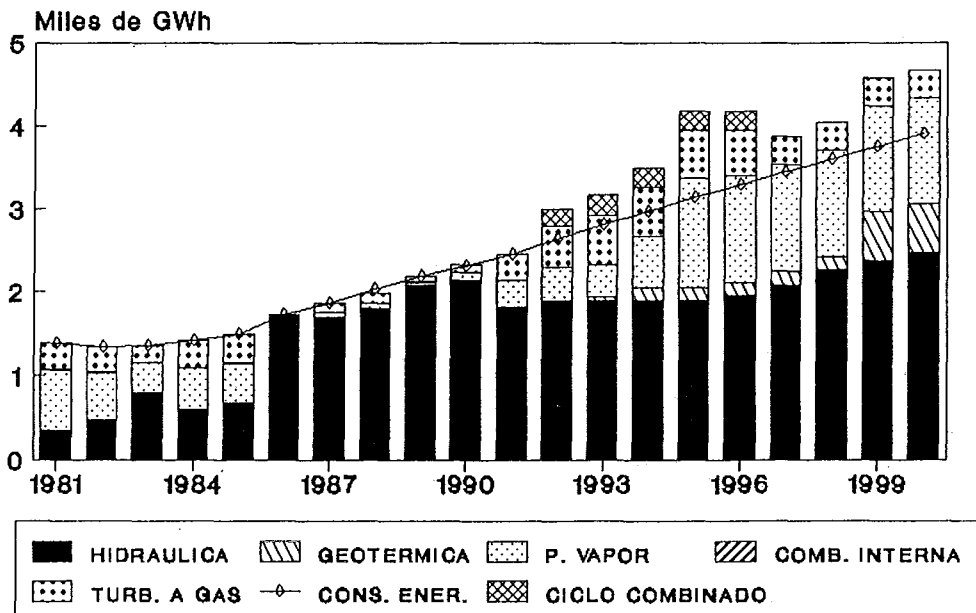


Gráfico 16

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



1981-1990 Histórico (Instalado)  
1991 Estimado (Instalado)  
1992-2000 Proyectado (disponible)

Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

Gráfico 17

HONDURAS: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)

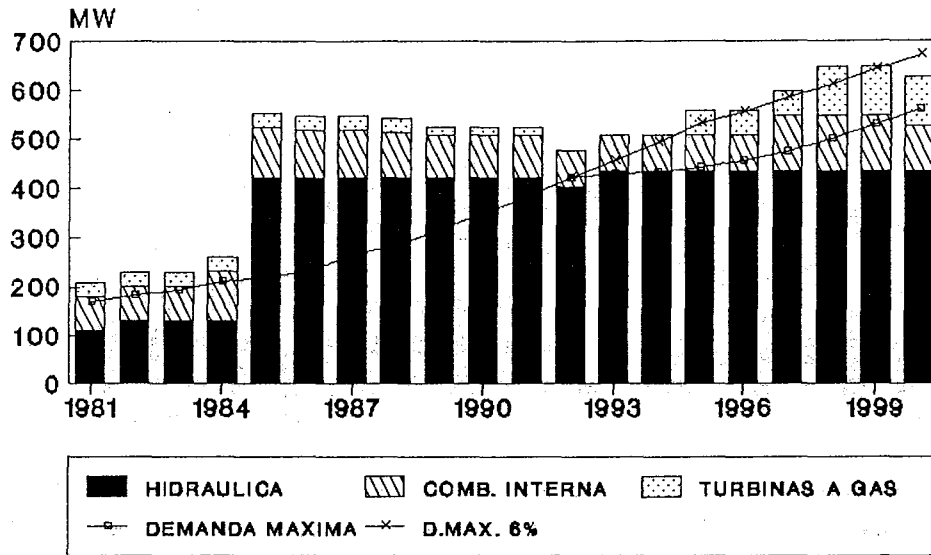
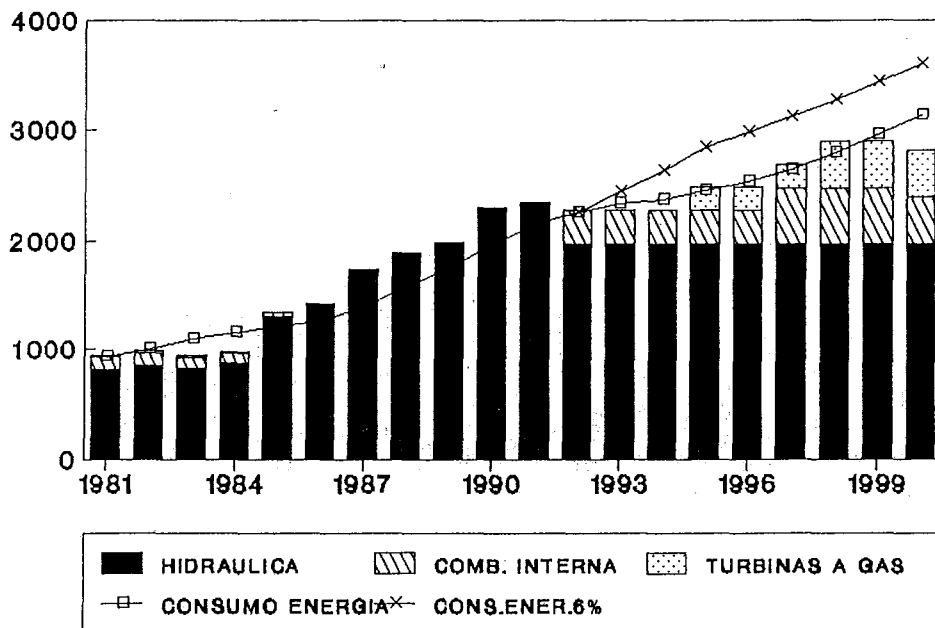


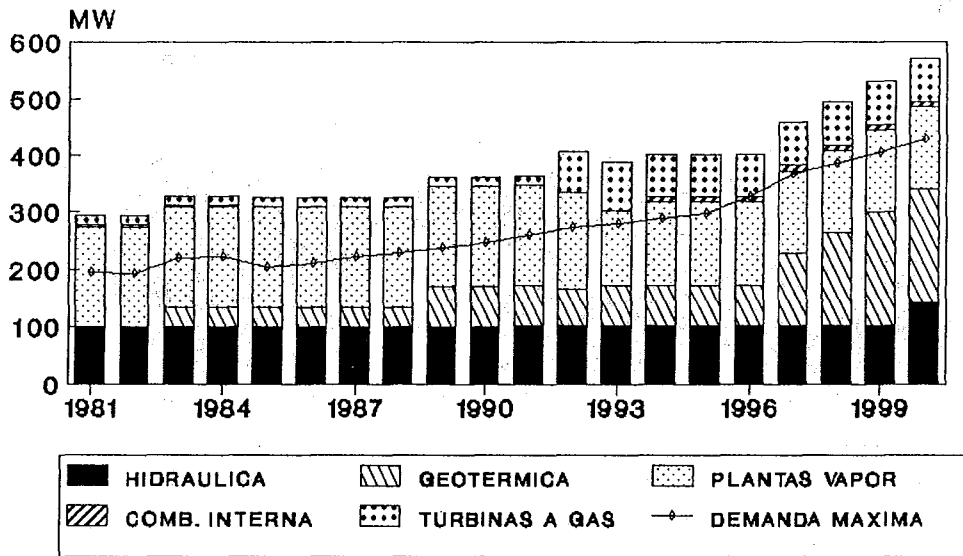
Gráfico 18

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

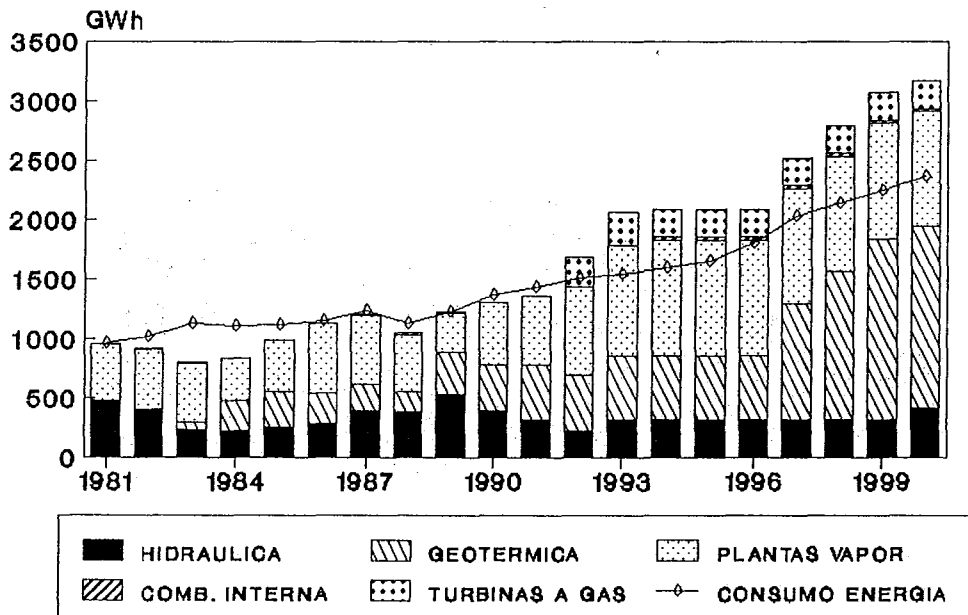


Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.  
 1981-1990 Histórico (Instalado)  
 1991 Estimado (Instalado)  
 1992-2000 Proyectado (disponible)

**Gráfico 19**  
**NICARAGUA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS**  
**POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**Gráfico 20**  
**NICARAGUA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS**  
**OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**



1981-1990 Histórico (instalado)  
 1991 Estimado (instalado)  
 1992-2000 Proyectado (disponible)

Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

Gráfico 21

PANAMA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)

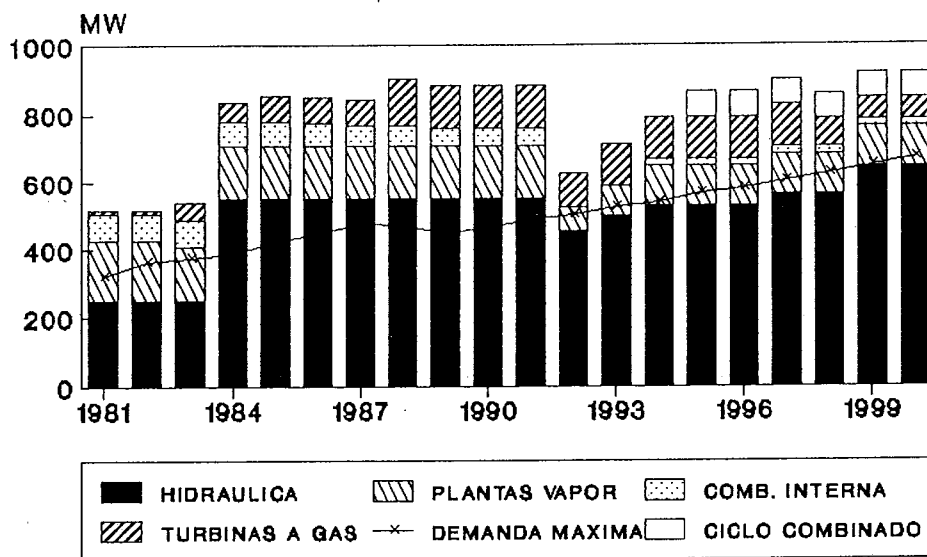
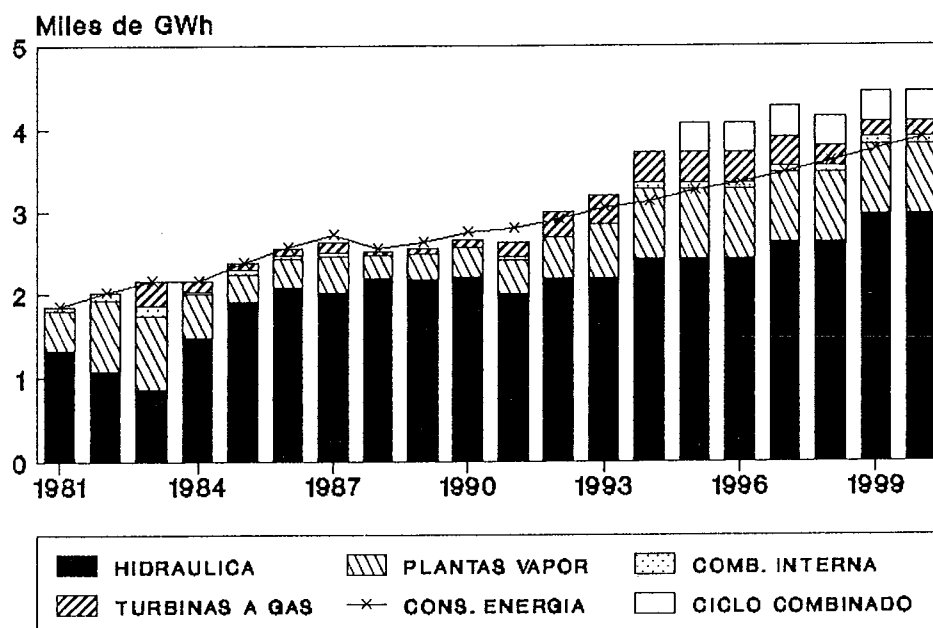


Gráfico 22

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



1981-1990 Histórico (Instalado)  
 1991 Estimado (Instalado)  
 1992-2000 Proyectado (disponible)

Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

## 2. Evaluación del desabastecimiento de energía eléctrica en El Salvador, Guatemala y Nicaragua durante 1991

Durante 1991 se presentó una sequía principalmente en agosto y septiembre, afectando mayormente algunas zonas de la región. Debido a que dichos meses coinciden con los niveles más bajos de los embalses, o inicio del llenado de los mismos, se registró un desbalance entre la oferta y la demanda que obligó a racionar la energía eléctrica en El Salvador, Guatemala y Nicaragua. La CEPAL, preocupada por esta situación, en coordinación con las autoridades de las empresas eléctricas afectadas y con la Secretaría del Consejo de Electrificación de América Central, organizó una misión a fines de octubre de 1991 con el propósito de evaluar al monto del racionamiento, los impactos sobre las economías y las perspectivas del subsector eléctrico para enfrentar la demanda en el futuro.

Durante la misión se recolectó información, se intercambiaron impresiones sobre la situación y se organizó un grupo de trabajo, en cada empresa eléctrica visitada, en el que intervinieron profesionales de planificación y operación. Adicionalmente, se efectuaron entrevistas con funcionarios de otras instituciones públicas y privadas con el propósito de elaborar una síntesis sobre las repercusiones que en las economías de los países tendrían los apagones. En esta sección se presentan las principales conclusiones técnicas. En la siguiente se expondrá el resumen sobre las repercusiones económicas.

Para realizar esta evaluación se tomó en cuenta la información estadística de producción hasta mediados de octubre de 1991; con base en dicha información se actualizó la tasa de crecimiento de las ventas, ya que finalmente la magnitud del desabastecimiento se desconocerá con precisión; su monto depende de lo que se estime para las ventas. Se supuso que el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas, usando como referencia la energía neta disponible al sistema, permanecía en la misma proporción que en 1990. La energía u oferta neta disponible consiste, entonces, en la suma de las generaciones netas más la importación neta (que puede ser negativa).

En términos generales, del ejercicio realizado en esta misión se puede concluir sobre la importancia de que el personal técnico sea estable, tanto en el área de operación como de planificación. Se observó que, en general, las empresas eléctricas disponen de muy pocos recursos humanos calificados; como es conocido, la formación de recursos humanos en las áreas de

planificación y operación demanda muchos años de trabajo continuo. También se observó la falta de herramientas matemáticas y computacionales adecuadas para estudiar el planeamiento operativo de sistemas con predominancia hidráulica, como es el caso de Guatemala y El Salvador. Dichas herramientas serán proporcionadas por el PARSEICA; infortunadamente, ha habido retrasos y ya es urgente contar con esos recursos.

a) El Salvador

La energía hidroeléctrica representa un alto porcentaje del orden del 56% de los requerimientos anuales de El Salvador. Debido a los retrasos que por restricciones financieras han sufrido los planes de expansión, los desabastecimientos en El Salvador pueden ser recurrentes dependiendo de las hidrologías que se presenten en el futuro. Por otra parte, los mayores bloques de energía firme para complementar la hidroeléctrica provienen de la central termoeléctrica de Acajutla y de la geotérmica Ahuachapán. Por esta razón resulta imperativo lograr la mayor confiabilidad y disponibilidad de estos recursos de producción.

El racionamiento estimado durante 1991 asciende a 80 GWh, que equivalen al 4.1% de la energía vendida en el año. Esta estimación se basa, como se explicó de manera general en la introducción de esta sección, en suponer que las pérdidas porcentualmente permanecen igual que en 1990 y en un crecimiento del 6.5% de las ventas con respecto a 1990, incluyendo el ajuste estadístico que lleva la CEL para cuantificar la energía no servida por causa del sabotaje. Cabe mencionar que el crecimiento acumulado de enero a agosto para la demanda ajustada fue del 6.5%.

El resumen del balance oferta-demanda para 1991 que sirvió para cuantificar el racionamiento total se presenta en el gráfico 23. Es importante señalar, como se mencionó antes, que el grado de libertad para el análisis se ubica en las ventas, cifra que se conocería a principios de 1992, y que las demás cantidades pueden ser estimadas con mucha precisión a fines del presente año (1991). Se insiste en este concepto porque el racionamiento podría aparecer superior si se cuantificara como la suma de las horas de racionamiento que han sufrido los distintos clientes en el país. Los apagones de energía son muy aparatosos; son mucho más notables que los apagones de potencia. Ello se debe a que los usuarios desplazan muchos de



sus requerimientos a las horas en que cuentan con el suministro eléctrico; de igual manera lo hacen algunos procesos industriales.

b) Guatemala

Se estima que la energía no servida durante las cinco semanas que hubo racionamiento en Guatemala asciende a 40 GWh. (Véase el gráfico 24.) Obsérvese en dicho gráfico que la energía hidroeléctrica durante 1991 será del orden de 1,830 GWh, que corresponde a una hidrocondición del 80%. Si hubiese ocurrido hidrología crítica, equivalente al 95% de probabilidad, la producción anual de energía hidroeléctrica hubiese sido del orden de 1,480 GWh.

Si bien la sequía fue un fenómeno puntual y de corta duración, resultó muy agudo ya que los caudales afluentes de agosto de 1991 al embalse del Chixoy estuvieron por debajo del récord histórico. Esto impidió una respuesta rápida para recuperar el parque térmico, que se encuentra muy deteriorado por falta de mantenimiento debido a las restricciones financieras que han afectado al sector eléctrico durante los últimos años. Adicionalmente, lo imprevisto del fenómeno provocó que las repercusiones generales e inmediatas del desabastecimiento fueran más marcadas por la forma "tipo choque" en que evolucionaron.

Dado el alto porcentaje que representa la energía hidroeléctrica para el abastecimiento de Guatemala, es muy importante establecer técnicamente la trayectoria anual óptima del vaciado del embalse de Chixoy. Ello permitiría optimizar el uso del agua y minimizar el riesgo de desabastecimiento. Para realizar este tipo de tareas resulta muy recomendable la formación de grupos técnicos de planificación y operación incorporando especialistas en hidrología.

c) Nicaragua

El racionamiento en Nicaragua durante 1991 se estima que ascenderá a 40 GWh. La estimación se basa en una tasa de crecimiento de las ventas de 4.6% con respecto a 1990; cabe mencionar que en el período enero-agosto se registró un incremento de ese monto con respecto al mismo período del año anterior. La energía hidroeléctrica que se generará durante 1991 se estima en 322 GWh que, comparados con los 400 GWh esperados, implica una diferencia

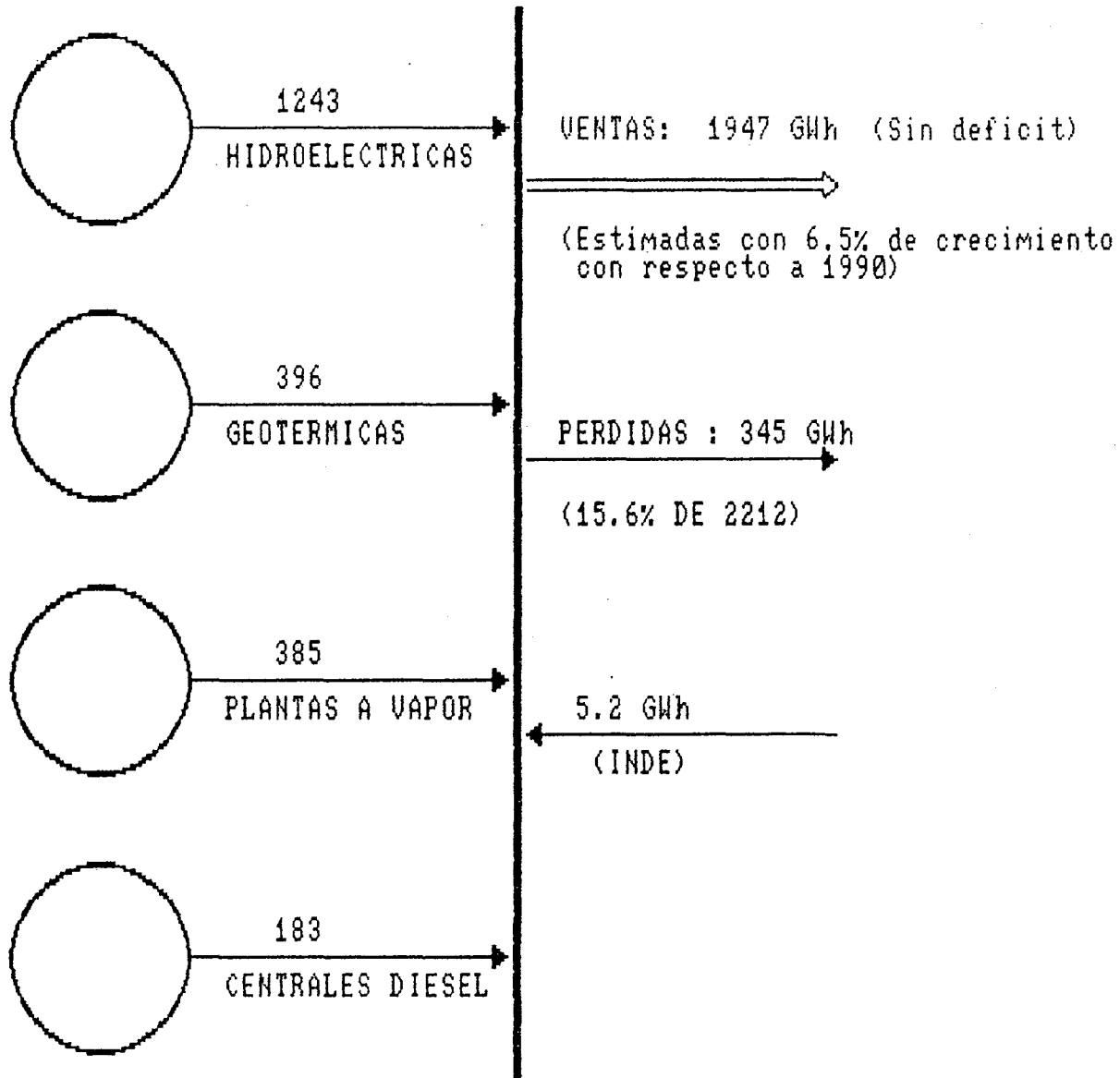
de 78, por lo que el desabastecimiento hubiera sido mayor de no ser por las importaciones de Costa Rica y Honduras. (Véase el gráfico 25.)

Es importante subrayar lo valioso de las interconexiones en este tipo de situaciones. Se logró un acuerdo entre el INE y el ICE para que este último le vendiera energía eléctrica generada con turbinas de gas, utilizando diesel. Sin duda que esta energía resulta cara; alrededor de 95 dólares el MWh; sin embargo, sería más caro el desabastecimiento.

Para la administración del racionamiento, los profesionales del INE capitalizaron las experiencias que tuvieron en una crisis similar en 1988. Ello permitió minimizar la confusión y los daños a la economía del país.

GRAFICO 23

EL SALVADOR: BALANCE OFERTA/DEMANDA DE  
ENERGIA ELECTRICA PARA 1991 (GWh)

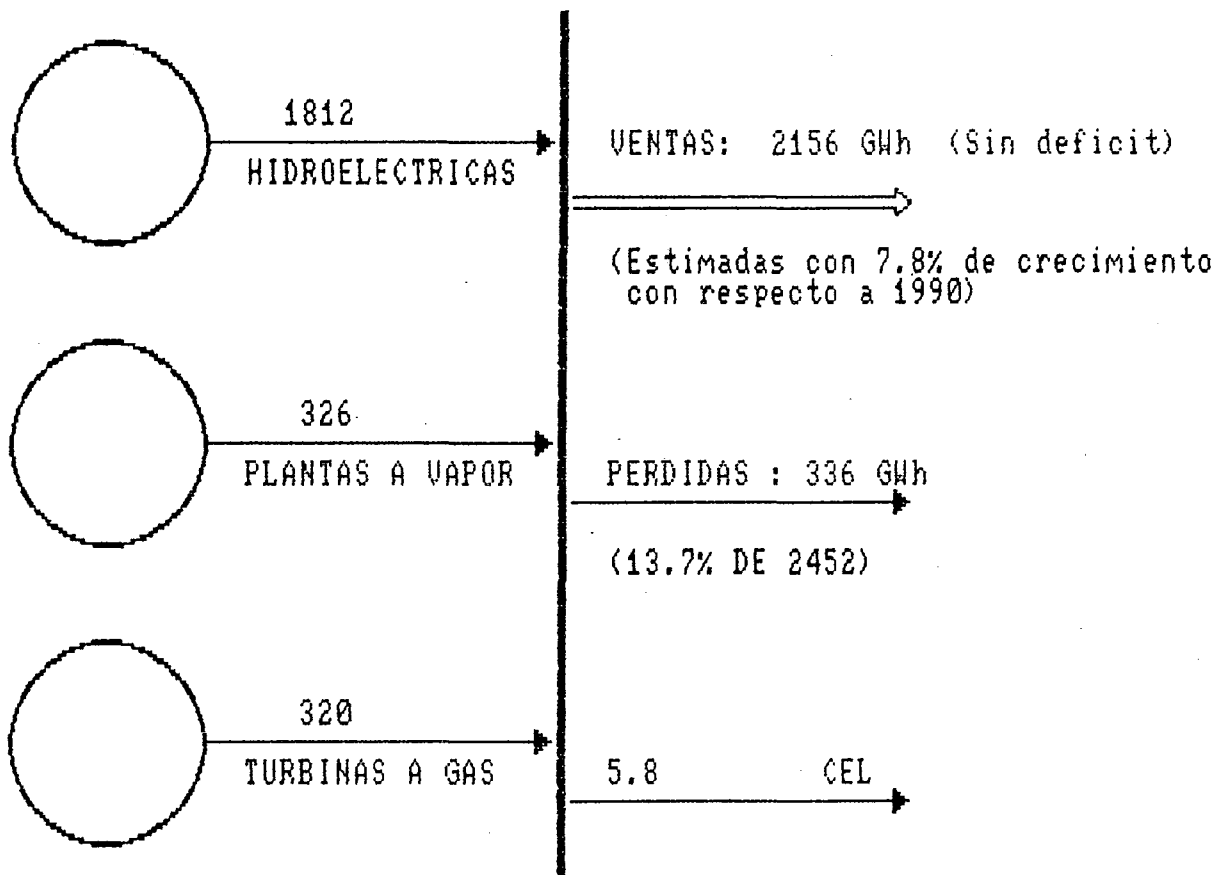


TOTAL OFERTA NETA = 2212 GWh (1243+396+385+183+5.2)

DESABASTECIMIENTO: 1947+345-2212 = 80 GWh

GRAFICO 24

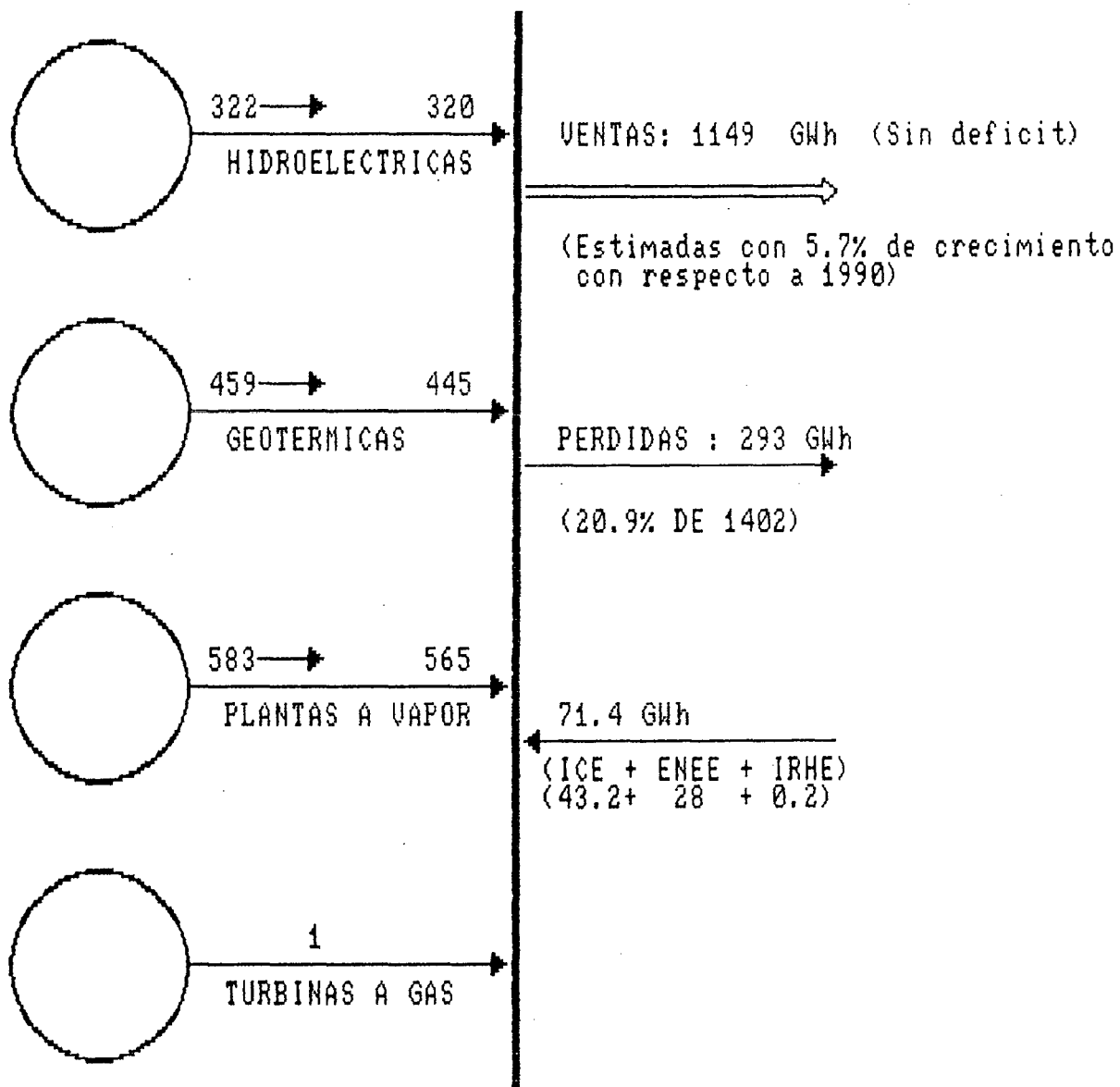
GUATEMALA: BALANCE OFERTA/DEMANDA DE  
ENERGIA ELECTRICA PARA 1991 (GWh)



TOTAL OFERTA NETA = 2452 GWh (1812+326+320-5.8)

DESABASTECIMIENTO: 2156+336-2452 = 40 GWh

NICARAGUA: BALANCE OFERTA/DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA PARA 1991 (GWh)



TOTAL OFERTA NETA = 1402.4 GWh (320+445+565+1+71.4)

DESABASTECIMIENTO: 1149+293-1402.4 = 40 GWh



### 3. Repercusiones del desabastecimiento sobre las economías de los países afectados

En esta sección se evalúan de manera preliminar los efectos más perceptibles del racionamiento sobre las economías de El Salvador, Guatemala y Nicaragua.

Los tres países sufrieron los apagones en un ambiente de reformas económicas e institucionales que comprenden programas de estabilización de distinta intensidad. Dichos programas están orientados fundamentalmente a estabilizar los tipos de cambio y los precios, así como a controlar las variables monetarias y a sanear las finanzas del sector público.

Gracias a las reformas mencionadas en el párrafo anterior la situación económica presenta un crecimiento moderado durante 1991. Estimaciones muy preliminares indican que habrá un crecimiento durante este año para la economía de cada uno de los tres países, de alrededor del 3%. (Véase el cuadro I-33.) Mientras que en El Salvador y Guatemala dicho crecimiento es del mismo orden que en los últimos tres años, para Nicaragua significa un cambio de tendencia con respecto al último quinquenio.

Como se observa en el cuadro I-33, en 1991 la tendencia predominante de los precios fue más bien a la baja con relación a 1990. En El Salvador, la reducción del incremento de precios pasó de 19% a 15%. En Guatemala, la inflación promedio se estima en 15% para 1991 frente a 40% de 1990. Las medidas económicas adoptadas en Nicaragua, a partir de marzo de este año, lograron abatir la hiperinflación del año pasado.

Se estima que el impacto económico del racionamiento de electricidad sobre el sector externo será moderado. Este consistió principalmente, y en distintos grados de magnitud en los tres países mencionados, en la adquisición de grupos electrógenos y en el aumento de la importación de combustibles. En Guatemala se registró el mayor volumen de importación de pequeños grupos electrógenos; se estima un total de 50 MW de dichos equipos. Adicionalmente, las empresas eléctricas se vieron obligadas a definir compras urgentes de plantas generadoras que utilizarán diesel, así como a reconsiderar los montos que se invertirán en el futuro mediano en el mantenimiento del parque generador, aun cuando en algunos casos las centrales ya alcanzaron su vida útil.

Las finanzas públicas en los tres países registrarán importantes mejoras en este año. La crisis del subsector eléctrico implicará un sacrificio de

las metas de reducción del déficit fiscal de aproximadamente el 1% del PIB en 1991.

Se estima que los mayores daños provocados por la sequía lo sufrirá la producción agrícola, principalmente de granos básicos. En cambio, el impacto sobre la actividad manufacturera se considera moderado (del orden del 0.3%) ya que, por lo general, se observó un reacomodo en las actividades operativas de las empresas de este sector. Por una parte, algunas empresas adquirieron plantas de emergencia, y por otra hubo readaptaciones en los horarios de trabajo. Estas acciones por parte de los clientes determinaron que el consumo de energía eléctrica no se redujera en la medida prevista por las empresas eléctricas. Posiblemente las industrias pequeñas fueron las más afectadas por su escasa disponibilidad de recursos y reducida flexibilidad en reacomodar sus procesos para enfrentar la falta de energía.

El sector de servicios también reaccionó para minimizar la falta del suministro eléctrico. Algunos establecimientos (comercio, hoteles, hospitales) ya contaban con equipo de generación propia; otros adquirieron equipos a raíz del desabastecimiento. En general también se adecuaron los horarios de trabajo.

El racionamiento de energía provocó grandes incomodidades a la población en general. Sin embargo, en el proceso de asimilar la crisis se registraron reacciones más bruscas en Guatemala que en los otros dos países. Se comprende este comportamiento dado que la experiencia de El Salvador ha sido de frecuentes apagones ya que la infraestructura eléctrica es uno de los objetivos de combate de la guerrilla. En Nicaragua también, por lo precario del parque de generación disponible y por el conflicto bélico, este país ha padecido racionamientos de energía en varias ocasiones, pero de manera significativa en 1988.

En el caso de Nicaragua, la estimación del impacto del desabastecimiento de electricidad resulta compleja debido a que se superpuso a una difícil situación económica imperante en el país, asociada a la transición motivada por una intensa reforma estructural, institucional y económica y al programa de apertura y estabilización en marcha. Cabe destacar que, a diferencia de lo ocurrido en los otros países, la difícil situación imperante limitó fuertemente a las industrias para recurrir a la importación de equipos de generación en pequeña escala.



Aparentemente el racionamiento de energía eléctrica no afectará de manera adversa las reformas macroeconómicas y el clima imperante de reactivación que prevalece en los tres países.

Frente al fin de la guerra en Nicaragua y la posibilidad del cese del conflicto bélico en El Salvador por la vía negociada, son favorables las perspectivas de la reactivación económica y del intercambio comercial subregional.

Es muy importante insistir en lo que se comentó en la sección 1, con respecto a la brecha financiera que afecta al subsector eléctrico. Frente a las perspectivas de la reactivación económica, la incapacidad del subsector eléctrico para atender la demanda creciente en los próximos años podría convertirse en cuello de botella para la reactivación productiva y el desarrollo económico en la década de los noventa.

#### 4. Conclusiones y recomendaciones

##### a) Conclusiones

i) La crisis institucional financiera y de equipamiento que enfrenta el subsector eléctrico de América Central no es algo pasajero ni coyuntural, sino un reflejo de la aguda crisis económica que ha afectado a la región por más de una década.

ii) La sequía registrada en 1991 sólo adelantó la manifestación del problema que se prevé al menos para los próximos cinco años, prácticamente en los seis países de la región debido a la falta de inversiones recientes en adiciones de capacidad, así como al deterioro en que se encuentra la mayor parte del parque de generación térmica.

iii) Los desabastecimientos durante 1991 se estima que alcanzaron los siguientes montos: 80 GWh en El Salvador; 40 GWh en Guatemala y 40 GWh en Nicaragua. Posiblemente, los resultados que se obtendrían de encuestas directas con el usuario indicarían cifras muy superiores. Ello se explica porque el encuestado generalmente magnifica las consecuencias de la restricción. Es importante destacar que relativamente, por el tamaño de la demanda, el racionamiento fue mayor en Nicaragua que en Guatemala. Cabe mencionar que en Nicaragua hubiera sido mayor si no se hubieran importado de manera extraordinaria 43 GWh de Costa Rica con un costo aproximado de cuatro millones de dólares, al ser producidos con turbinas de gas, generando con diesel.

iv) Los planes de expansión vigentes en las empresas eléctricas del Istmo demandan recursos financieros que se consideran muy superiores a los que pueden conseguirse de la banca multilateral. Esto pone en serio riesgo la capacidad para satisfacer el crecimiento de la demanda de una manera adecuada. Sin duda que esta dificultad no es un tema privativo del subsector eléctrico ya que podría tornarse en una restricción muy importante para el desarrollo económico en la región.

v) Se considera que las estimaciones de demanda son conservadoras ya que son congruentes con el desarrollo reciente. Incluso, podrían resultar subestimadas, sobre todo en los países donde hay proyectos de electrificación rural y de regularización de asentamientos humanos en las zonas conurbadas.

vi) Las repercusiones macroeconómicas del desabastecimiento eléctrico ocurrido en 1991, medidas en términos de su impacto en el nivel de actividad económica general, serán de baja significación. Con base en las cifras de los bancos centrales, se estima que dicho impacto no rebasará un 0.3% de merma en el crecimiento del PIB. No obstante, no se descarta que las medidas indirectas asumidas por los clientes, en particular por la industria, consistentes en compras de generadores de energía, combustible y pérdidas de eficiencia en la producción por cambios de horario, etc. podrían significar en los próximos meses algunas presiones inflacionarias.

vii) Para evitar el caos, la confusión y reducir los daños a los equipos, es muy importante tener procedimientos bien definidos, incluyendo los estudios necesarios para administrar el desabastecimiento. El déficit de energía es muy aparatoso en comparación con los apagones de potencia (falta de capacidad para atender la demanda máxima).

Para minimizar las consecuencias económicas durante racionamientos, es muy importante la ingeniería preventiva. Dicha "ingeniería para administrar la crisis" incluye estudios eléctricos, estudios de planeamiento operativo, análisis de hidrología y, de manera muy importante, comunicación clara y transparente hacia los clientes. De hecho, debería anticiparse el manejo de los racionamientos, diseñando procedimientos ad-hoc para su administración.

#### b) Recomendaciones

i) Independientemente de la propiedad de la empresa eléctrica por la cual opte cada país, se sugiere establecer una autonomía institucional, técnica y financiera en las empresas eléctricas que les permita funcionar eficientemente. Sin duda que esta recomendación tiene profundos alcances, ya que implicaría desprender de la injerencia política decisiones tales como las tarifas, los nombramientos de los cuadros técnicos y gerenciales y la aprobación de los planes de expansión.

ii) La formación de cuadros técnicos capacitados para tomar decisiones adecuadas en operación y planificación de sistemas eléctricos demanda muchos años de trabajo continuo e intenso. No es posible improvisar a corto plazo este tipo de formación. Se sugiere hacer un esfuerzo por recuperar, al menos, parte de los profesionales más capacitados que han perdido las empresas eléctricas, principalmente por salarios bajos. Asimismo, se propone abordar, a nivel regional, la preparación de técnicos especializados

mediante un centro regional cuya concepción y gestión podría ser supervisada por el CEAC.

iii) Incluir en las agendas de alto nivel político el análisis de la problemática en el subsector eléctrico. Se considera que un tema de máxima prioridad para este lustro, y posiblemente también para el siguiente, es el del sector eléctrico, en todos sus aspectos: institucionales, financieros, gerenciales y técnicos. Asimismo, se sugiere que los gobiernos soliciten a las Naciones Unidas el tratamiento prioritario de este sector en los diversos organismos relacionados con el tema: CEPAL, PNUD, PNUMA y UNIDO.

iv) Establecer procedimientos para administrar problemas de desabastecimiento, tales como los ocurridos este año en El Salvador, Guatemala y Nicaragua. Dichos procedimientos deberían incluir desde la clasificación y medición de alimentadores, hasta la divulgación a las cámaras de industriales y comerciantes y al público en general. Sin duda que este tipo de "ingeniería para administrar la crisis" redundará en menor confusión y en amplio conocimiento sobre el monto y la duración de este tipo de problemas, lo que a su vez reducirá el impacto sobre las economías globales (se evitarán importaciones masivas de grupos electrógenos y de otro tipo de insumos para aliviar la crisis).

v) Fortalecer los grupos técnicos de planificación y operación, agregando personal calificado e idóneo para que junto con el actual permita a estas áreas tomar las decisiones más adecuadas y con la oportunidad del caso. Incorporar al menos un especialista en hidrología al área operativa, para que colabore en la supervisión y estudios del comportamiento hídrico de los embalses. Asimismo, impulsar la ejecución de estudios conjuntos con ingenieros de planificación, operación e hidrólogos.

vi) Impulsar e implantar de manera intensiva todas las acciones orientadas a disminuir el consumo de energía eléctrica: a) reducción y control de pérdidas; b) disminución de consumo en edificios públicos, c) control de alumbrado público, etc.

vii) Acordar la realización de estudios orientados a impulsar proyectos de generación de mayor envergadura que los contenidos actualmente en los planes de expansión nacionales, definidos de manera autónoma. Dichos proyectos de mayor tamaño podrían consistir en adición a centrales hidroeléctricas, en plantas termoeléctricas de carbón o ciclos combinados con participación, mediante contratos firmes de varios países. Este tipo de

integración en planificación conocido como planificación coordinada podría, a su vez, convertirse en un fuerte impulsor para el proyecto SIPAC.



Anexo I

ISIMO CENTROAMERICANO: ESTADISTICA Y PROYECCION DEL  
EQUIPAMIENTO ELECTRICO, 1980-2000





Cuadro I-1  
 ISTMO CENTROAMERICANO: ALGUNOS INDICADORES  
 SOCIOECONOMICOS Y ENERGETICOS, 1990

Indicador	Istmo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
PIB (millones de dólares de 1980)	23554.1	4445.0	3461.4	7376.9	2935.7	1735.8	3599.3
Habitantes (miles)	28891	3015	5252	9197	5138	3871	2418
PIB/habitante (dólares de 1980)	815.3	1474.3	659.1	802.1	571.4	448.4	1488.5
Deuda Externa (millones de dólares) a/	24159	3700	2226	2386	3480	8653	3714
Deuda externa/habitante (dólares)	836.2	1227.2	423.8	259.4	677.3	2235.3	1536.0
Índice de electrificación (%)	48.7	93.9	54.0	33.4	36.2	44.0	59.9
Ventas eléctricas (GWh)	11811	3305	1828	1977	1490	1087	2124
Pérdidas de energía eléctrica (%) b/	17.5	10.6	15.6	14.7	23.2	21	24.8
kWh/Habitante	408.8	1096.2	348.1	215	290	280.8	878.4
Hidrocarburos importados (miles de barriles)	43222	7482	5967	9892	5645	4898	9338
Factura petrolera (millones de dólares)	1109	191	153	276	154	121	214
Racionamiento estimado (GWh)	160	-	80	40	-	40	-
Requerimientos de inversión subs. eléctrico para 1992-2000 (millones de dólares de 1990)	4963.12	1526	645.49	1108.05	315.58	740.6	627.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Datos preliminares y estimado para Costa Rica. Para Guatemala, Nicaragua, y Panamá se refiere a la deuda externa pública total.

b/ Para Nicaragua se calculó con base en la generación bruta.

Cuadro I-2  
 ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA  
 Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA, 1990

	Potencia (MW)						Energía (GWh)										Pérdidas (%)	Factor Carga (%)
	Instalada					Demanda Máxima	Generación neta					Exportación	Importación	Disponibles	Ventas			
	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel		Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel							
Istmo	4114.9	2697.2	165.0	519.5	733.2	2614.5	14230.5	12165.1	770.4	1052.6	242.4	482.6	485.0	14233.0	11724.9	17.6	62.1	
Costa Rica	888.6	747.3	-	10.0	131.2	682.0	3543.4	3497.4	-	0.5	45.6	31.9	186.3	3697.8	3305.0	10.6	61.9	
El Salvador	650.4	388.0	95.0	63.0	104.4	412.3	2164.3	1641.5	384.3	124.9	13.7	9.5	10.8	2165.7	1828.2	15.6	60.0	
Guatemala	807.9	488.1	-	116.0	203.8	452.2	2318.4	2140.6	-	81.2	96.6	10.8	9.5	2317.1	1977.0	14.7	58.5	
Honduras	524.6	423.0	-	-	101.6	351.0	2273.6	2278.6	-	-	-5.0	337.4	3.2	1939.4	1489.5	23.2	63.1	
Nicaragua	360.0	100.0	70.0	175.0	15.0	253.0	1308.2	401.4	386.1	516.2	4.5	3.2	71.2	1376.2	1087.3	21.0	62.1	
Panamá	883.4	550.8	-	155.5	177.1	464.0	2622.5	2205.5	-	329.9	87.1	89.8	204.1	2736.8	2037.9	25.5	67.3	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Cifras preliminares para las ventas de Guatemala.

Las exportaciones, importaciones y ventas de Panamá incluyen a otros sistemas.

Cuadro 1-3

## COSTA RICA: EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA ANUAL (MW)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	586	760	761	772	778	768	866	866	870	893	1,001
Hidráulica	444	618	619	620	626	626	724	724	724	747	747
Plantas de vapor	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Combustión interna	52	52	52	62	62	52	52	52	52	52	52
Turbinas de gas	80	80	80	80	80	80	80	80	84	84	192
Demanda máxima	417	438	451	482	511	565	613	613	658	682	717

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

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

Cuadro 1-4

## COSTA RICA: EVOLUCION DE LA OFERTA-DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	2266	2261	2347	2570	2702	2966	3244	3325	3503	3705	3823
Hidráulica	2262	2366	2822	2999	2758	2885	2994	3040	3318	3497	3582
Plantas de vapor	-	-	-	-	-	-	21	26	12	-	28
Combustión interna	1	-	-	2	3	1	50	43	16	13	47
Turbinas a gas	1	-	-	1	1	1	9	26	3	32	85
Importación	2	3	3	-	-	152	280	274	164	289	131
Exportación	-	108	478	432	60	73	110	84	10	126	50

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

b/ Equivale a la energía que se suministró.

## 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
Corobici	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	24.0	1995	2045			24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Toro II	66.0	1995	2045				66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0
Angostura	177.0	1999	2049								177.0	177.0
Geotérmicas				-	-	52.5	52.5	105.0	105.0	105.0	105.0	157.5
Miravalles I	52.5	1994	2019			52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
Miravalles II	52.5	1996	2021					52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
Miravalles III	52.5	2000	2025									52.5
Plantas de vapor				10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
San Antonio	26.8	1954	1979	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Combustión interna				24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	48.0	160.5	160.5	160.5
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	1997	2017						24.0	24.0	24.0	24.0
Central 2	125	1998	2018							112.5	112.5	112.5
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.

Cuadro I-6

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

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	GWh									
			Energía firme	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total oferta b/				4126.5	4266.5	4657.4	4918.4	5309.3	5477.5	6850.1	6850.1	7241.0
Hidroeléctricas c/				3381.0	3521.0	3521.0	3782.0	3782.0	3782.0	4445.0	4445.0	4445.0
El Arenal	157.5		803.0	803.0	803.0	803.0	803.0	803.0	803.0	803.0	803.0	803.0
Corobicí	174.0		805.0	805.0	805.0	805.0	805.0	805.0	805.0	805.0	805.0	805.0
Cachí	100.8		505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0
Río Macho	120.0		451.0	451.0	451.0	451.0	451.0	451.0	451.0	451.0	451.0	451.0
Garita	127.4		506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0
Menores	42.5		186.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0
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		95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0
Sandíllal	32.0		140.0		140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
Toro I	24.0		72.0		72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
Toro II	66.0		189.0		189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0
Angostura	177.0		663.0		663.0					663.0	663.0	663.0
Geotérmicas				-	-	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	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	70.1	70.1	70.1
San Antonio	26.8	80.0		70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1
Combustión interna				105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	273.3	982.9	982.9	982.9
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
Central 2	125.0	72.0		-	-	-	-	-	-	709.6	709.6	709.6
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				228.0	144.3	282.7	267.0	364.8	219.7	1268.4	920.4	945.0
Porcentajes				5.8	3.5	6.5	5.7	7.4	4.2	22.7	15.5	15.0

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 una alta seguridad hidrológica.

## Cuadro I-7

COSTA RICA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-1996

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996
<u>Producción de las centrales eléctricas<sup>a/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	21 963	3 894	4 110	4 369	4 648	4 943
Hidráulica	18 277	3 387	3 529	3 538	3 908	3 916
Geotérmica	1 317			341	319	656
Vapor	237	51	56	51	42	36
Combustión interna	704	150	158	143	134	119
Turbinas de gas	1 429	306	367	295	245	216
Déficit del sistema	28	5	12	6	4	2
<u>Costos de operación del sistema eléctrico<sup>b/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	161 322	33 057	42 225	33 597	27 860	24 584
Hidráulica	5 651	1 047	1 091	1 094	1 208	1 211
Geotérmica	2 814			729	683	1 402
Vapor	10 981	2 355	2 615	2 378	1 956	1 676
Combustión interna	21 614	4 607	4 873	4 394	4 098	3 642
Turbinas de gas	103 527	22 190	26 580	21 397	17 733	15 627
Déficit del sistema	16 736	2 858	7 066	3 605	2 182	1 025
<u>Combustible utilizado<sup>c/</sup></u>						
Búnker C	610	131	145	132	109	93
Diesel	4 792	1 026	1 204	988	836	738

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Precio del barril de crudo = 20 dólares.

Precio del barril de búnker C = 18 dólares.

Precio del barril de diesel = 25 dólares.

a/ GWh.

b/ Miles de dólares.

c/ Miles de barriles.

Cuadro I-8

## EL SALVADOR: EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA Y DE LA DEMANDA MAXIMA (MW)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	450	450	529	632	632	651	651	651	651	651	651
Hidráulica	231	231	310	388	388	388	388	388	388	388	388
Geotérmica	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Plantas de vapor	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Combustión interna	-	-	-	-	-	19	19	19	19	19	19
Turbinas de gas	61	61	61	86	86	86	86	86	86	86	86
Demanda máxima	264	272	286	304	318	340	380	379	391	412	445

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

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

Cuadro I-9

## EL SALVADOR: EVOLUCION DE LA OFERTA-DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	1355	1376	1485	1559	1651	1533	1825	1895	1971	2166	2212
Hidráulica	727	827	947	1012	1166	1225	1128	1297	1419	1642	1243
Geotérmica	573	475	479	488	380	334	398	397	407	384	396
Plantas de vapor	38	60	51	45	72	31	256	182	131	125	385
Combustión interna	-	-	-	-	-	1	5	-	-	-	-
Turbinas de gas	17	14	8	14	33	31	46	54	18	14	183
Importación	-	-	-	-	-	-	10	4	2	11	7
Exportación	-	-	-	-	-	89	18	39	6	10	2

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

a/ Cifras estimadas.

b/ Equivale a la energía que se suministró.

## 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				560.6	641.6	646.6	683.6	743.6	770.6	757.6	881.6	951.6
Hidroeléctricas				377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	497.6	577.6
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
San Marcos	80.0	2000	2050									80.0
Geotérmicas				50.0	65.0	70.0	70.0	130.0	170.0	170.0	190.0	210.0
Ahuachapán	95.0	1980	2005	50.0	50.0	50.0	50.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Boca Pozo Berlín	15.0	1993	2018		15.0	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	40.0	1996	2021					40.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Central Chipilapa	20.0	1997	2022						20.0	20.0	20.0	20.0
San Vicente	20.0	1999	2024								20.0	20.0
Coatepeque	20.0	2000	2025									20.0
Plantas de vapor				58.0	58.0	58.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	65.0
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	40.0	1995	2020				37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0
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				443.0	489.0	502.0	539.0	579.0	587.0	639.0	684.0	738.0
Reserva				117.6	152.6	144.6	144.6	164.6	183.6	118.6	197.6	213.6
MW				26.5	31.2	28.8	26.8	28.4	31.3	18.6	28.9	28.9
Porcentajes												

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



Cuadro I-11

## 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/				2516.7	2859.7	2896.9	3172.4	3634.0	3886.3	3840.8	4061.6	4158.2
Hidroeléctricas c/				1402.0	1402.0	1402.0	1402.0	1402.0	1402.0	1402.0	1530.0	1701.0
5 de Noviembre	201.4		472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	600.0	600.0
15 de Septiembre	156.6		506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0	506.0
Cerrón Grande	135.0		388.0	388.0	388.0	388.0	388.0	388.0	388.0	388.0	388.0	388.0
Guajoyo	15.0		36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
San Marcos	80.0		171.0									171.0
Geotérmicas				409.5	521.2	558.5	558.5	1020.1	1317.9	1317.9	1466.9	1615.8
Ahuachapán	95.0	93.5	409.5	409.5	409.5	409.5	409.5	573.3	573.3	573.3	573.3	573.3
Boca Pozo Berlín	15.0	85.0	0.0	111.7	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						297.8	446.8	446.8	446.8	446.8
Central Chipilapa	20.0	85.0							148.9	148.9	148.9	148.9
San Vicente	20.0	85.0									148.9	148.9
Coatepeque	20.0	85.0										148.9
Plantas de vapor				431.9	431.9	431.9	707.4	707.4	707.4	707.4	707.4	484.0
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	40.0	85.0					275.5	275.5	275.5	275.5	275.5	275.5
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				2547.0	2727.0	2927.0	3144.0	3292.0	3526.0	3777.0	4060.0	4373.0
Reserva												
GWh				-30.3	132.7	-30.1	28.4	342.0	360.3	63.8	1.6	-214.8
Porcentajes				-1.2	4.9	-1.0	0.9	10.4	10.2	1.7	0.0	-4.9

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 una alta seguridad hidrológica.

## Cuadro I-12

EL SALVADOR: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-1996

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996
<u>Producción de las centrales eléctricas<sup>a/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	14 633	2 543	2 727	2 927	3 144	3 292
Hidráulica	7 033	1 407	1 407	1 407	1 407	1 407
Geotérmica	2 655	345	448	483	483	897
Vapor	2 026	405	405	405	405	405
Ciclo combinado	499				250	249
Combustión interna	432	88	88	88	88	82
Turbinas de gas	1 989	299	380	545	512	253
Déficit del sistema	4	4	-	-	-	-
<u>Costos de operación del sistema eléctrico<sup>b/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	274 102	49 794	47 356	59 378	67 598	49 977
Hidráulica	2 175	435	435	435	435	435
Geotérmica	5 675	737	958	1 032	1 032	1 916
Vapor	74 594	14 919	14 919	14 919	14 919	14 919
Ciclo combinado	21 113				10 590	10 524
Combustión interna	28 355	5 742	5 742	5 742	5 742	5 387
Turbinas de gas	139 896	25 667	25 302	37 250	34 881	16 796
Déficit del sistema	2 295	2 295	-	-	-	-
<u>Combustible utilizado<sup>c/</sup></u>						
Búnker C	4 731	829	829	829	1 123	1 121
Diesel	6 847	1 203	1 189	1 646	1 758	1 051

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.Nota: Precio del barril de crudo = 20 dólares.

Precio del barril de búnker C = 18 dólares.

Precio del barril de diesel = 25 dólares.

a/ GWh.b/ Miles de dólares.c/ Miles de barriles.

## 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		1996	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					
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	30.0	1972	1997			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Escuintla 2	50.0	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	32.0	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	20.0	1976	1992	20.0								
Gas 3 y 4	40.0	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	30.0	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	9.0	1964	1995	9.0	9.0	9.0	9.0					
Laguna 4	30.0	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-13

## GUATEMALA: EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA ANUAL (MW)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	444	444	714	744	783	780	783	782	806	806	806
Hidráulica	188	188	458	488	488	488	488	488	487	487	487
Plantas de vapor	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
Combustión interna	6	6	6	6	13	10	13	12	7	7	7
Turbinas de gas	134	134	134	134	166	166	166	166	196	196	196
Demanda máxima	287	271	277	284	302	334	375	401	440	452	493

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

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

Cuadro I-14

## GUATEMALA: EVOLUCION DE LA OFERTA-DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	1383	1342	1350	1415	1492	1641	1857	1998	2190	2319	2458
Hidráulica	343	479	805	601	675	1715	1698	1847	2086	2141	1812
Plantas de vapor	726	558	347	489	467	5	54	60	34	81	326
Combustión interna	6	4	4	5	13	3	4	2	1	2	-
Turbinas de gas	308	301	194	320	337	6	109	124	73	95	320
Importación	-	-	-	-	-	-	10	4	2	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	88	18	39	6	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas; no incluye déficit de 40 GWh.

b/ Equivale a la energía que se suministró.

Cuadro I-16

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

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh								
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total energía b/				3000.0	3159.0	3487.0	4188.0	4191.0	3871.0	4051.0	4585.0	4685.0
Hidroeléctricas c/				1898.0	1898.0	1898.0	1898.0	1953.0	2090.0	2270.0	2370.0	2470.0
Menores	10.5		64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0
Los Esclavos	13.0		46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
Jurún Marinalá	60.0		144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0
Aguacapa	85.0		238.0	238.0	238.0	238.0	238.0	238.0	238.0	238.0	238.0	238.0
Chixoy	280.0		1366.0	1366.0	1366.0	1366.0	1366.0	1366.0	1366.0	1366.0	1366.0	1366.0
Sta. María I	6.0		40.0	40.0	40.0	40.0	40.0					
Sta. María II	68.0		177.0						177.0	177.0	177.0	177.0
Río Bobos	8.0		55.0					55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
El Palmar	54.0		180.0							180.0	180.0	180.0
Serchil	110.0		200.0								100.0	200.0
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
Zunil I	15.0	90.0				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	30.0	80.0				210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0
Escuintla 2	50.0	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	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				208.0	236.0	236.0	236.0	236.0	-	-	-	-
Laguna 2 Y 3	32.0	60.0		140.0	168.0	168.0	168.0	168.0				
Vapor 3 y 4	26.0	30.0		68.0	68.0	68.0	68.0	68.0				
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	20.0	35.0		61.0								
Gas 3 y 4	40.0	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	30.0	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				355.0	349.9	515.8	1057.6	901.4	425.1	449.8	830.4	778.1
Porcentajes				13.4	12.5	17.4	33.8	27.4	12.3	12.5	22.1	19.9

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 una alta seguridad hidrológica.

Cuadro I-17

GUATEMALA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-1996

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996
<u>Producción de las centrales eléctricas<sup>a/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	<u>14 846</u>	<u>2 646</u>	<u>2 809</u>	<u>2 971</u>	<u>3 131</u>	<u>3 289</u>
Hidráulica	10 512	2 083	2 089	2 092	2 094	2 154
Geotérmica	453	-	34	139	140	140
Vapor	2 577	258	296	418	767	839
Ciclo combinado	1 085	252	290	264	129	151
Turbinas de gas	218	54	100	57	1	6
<u>Costos de operación del sistema eléctrico<sup>b/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	<u>142 148</u>	<u>22 834</u>	<u>29 382</u>	<u>30 165</u>	<u>28 019</u>	<u>31 748</u>
Hidráulica	3 251	644	646	647	648	666
Geotérmica	939	-	71	288	290	290
Vapor	82 716	9 078	10 398	15 363	22 705	25 173
Ciclo combinado	39 280	9 191	10 915	9 640	4 343	5 191
Turbinas de gas	15 963	3 921	7 352	4 228	34	428
<u>Combustible utilizado<sup>c/</sup></u>						
Búnker C	5 686	760	881	1 121	1 382	1 543
Diesel	1 363	326	491	346	84	116

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Precio del barril de crudo = 20 dólares.

Precio del barril de búnker C = 18 dólares.

Precio del barril de diesel = 25 dólares.

a/ GWh.

b/ Miles de dólares.

c/ Miles de barriles.

Cuadro I-18

## HONDURAS: EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA Y DE LA DEMANDA MAXIMA (MW)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	209	231	231	261	553	548	548	544	525	525	525
Hidráulica	109	131	131	131	423	423	423	423	423	423	423
Combustión interna	71	71	71	101	101	96	96	92	87	87	87
Turbinas de gas	29	29	29	29	29	29	29	29	15	15	15
Demanda máxima	171	182	193	211	220	234	266	286	316	351	377

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

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

Cuadro I-19

## HONDURAS: EVOLUCION DE LA OFERTA-DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	935	1001	1096	1149	1218	1260	1397	1573	1749	1963	2150
Hidráulica	820	846	831	874	1307	1421	1741	1897	1988	2297	2344
Combustión interna	116	122	93	92	31	-	-	-	-	-	-
Turbinas de gas	6	27	25	16	8	-	-	-	-	-	-
Importación	11	15	149	172	6	5	4	3	3	3	3
Exportación	18	9	2	5	134	166	348	327	242	337	197

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

b/ Equivale a la energía que se suministró.

Cuadro I-20

## 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
Níspero	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
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-21

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/				2279.5	2279.5	2279.5	2487.6	2487.6	2687.3	2895.3	2895.3	2812.1
Hidroeléctricas c/				1971.6	1971.6	1971.6	1971.6	1971.6	1971.6	1971.6	1971.6	1971.6
El Cajón	300.0		1280.5	1280.5	1280.5	1280.5	1280.5	1280.5	1280.5	1280.5	1280.5	1280.5
Cañaveral	31.2		190.8	190.8	190.8	190.8	190.8	190.8	190.8	190.8	190.8	190.8
Río Lindo	80.0		454.8	454.8	454.8	454.8	454.8	454.8	454.8	454.8	454.8	454.8
Nispero	22.5		45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5
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				-	-	-	208.1	208.1	208.1	416.1	416.1	416.1
Gas 1	50.0	50.0					208.1	208.1	208.1	208.1	208.1	208.1
Gas 2	50.0	50.0								208.1	208.1	208.1
Consumo de energía				2257.0	2334.2	2366.1	2449.5	2537.1	2642.1	2793.4	2959.2	3137.4
Reserva												
GWh				22.5	-54.7	-86.6	38.1	-49.5	45.2	101.9	-63.9	-325.3
Porcentajes				1.0	-2.3	-3.7	1.6	-2.0	1.7	3.6	-2.2	-10.4

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 una alta seguridad hidrológica.

## Cuadro I-22

HONDURAS: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-1996

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996
<u>Producción de las centrales eléctricas<sup>a/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	11 896	2 230	2 326	2 356	2 449	2 535
Hidráulica	10 094	1 868	2 050	2 052	2 059	2 065
Combustión interna	1 717	363	277	304	360	414
Turbinas de gas	86				30	55
Déficit del sistema	48	27	8	10	1	2
<u>Costos de operación del sistema eléctrico<sup>b/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	90 500	27 796	13 968	16 180	13 993	18 562
Hidráulica	3 121	578	634	635	637	639
Combustión interna	53 075	11 207	8 544	9 381	11 129	12 815
Turbinas de gas	5 669				2 008	3 660
Déficit del sistema	28 635	16 012	4 791	6 165	220	1 448
<u>Combustible utilizado<sup>c/</sup></u>						
Diesel	2 249	429	327	359	503	631

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Precio del barril de crudo = 20 dólares.

Precio del barril de diesel = 25 dólares.

a/ GWh.

b/ Miles de dólares.

c/ Miles de barriles.

Cuadro I-23

## NICARAGUA: EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA ANUAL (MW)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	294	294	327	327	326	325	326	326	361	364	364
Hidráulica	100	100	100	100	100	100	100	100	100	103	103
Geotérmica			35	35	35	35	35	35	70	70	70
Plantas de vapor	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
Combustión interna	4	4	2	2	1	-	1	1	1	1	1
Turbinas de gas	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Demanda máxima	195	193	220	222	205	211	223	228	237	246	261

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

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

Cuadro I-24

## NICARAGUA: EVOLUCION DE LA OFERTA-DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	970	1023	1133	1106	1121	1151	1240	1134	1234	1375	1436
Hidráulica	484	411	237	224	256	284	393	385	534	401	322
Geotérmica	-	-	63	256	285	245	223	176	358	386	459
Plantas de vapor	475	506	502	360	385	545	533	475	332	516	583
Combustión interna	-	-	-	-	-	-	-	-	1		
Turbinas de gas	4	5	1	1	7	7	11	16	1	4	1
Importación	18	116	337	271	198	70	351	82	34	71	71
Exportación	11	15	7	6	10	-	271	-	26	3	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

b/ Equivale a la energía que se suministró.

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

(MW)

	Potencia instalada	Período 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
Monte grande	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				48.2	38.9	39.2	34.5	22.6	24.2	27.7	30.3	32.6

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-26

## NICARAGUA: 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/				1682.2	2060.5	2083.0	2083.0	2083.0	2518.0	2790.6	3065.7	3165.7
Hidroeléctricas c/				225.9	323.1	323.1	323.1	323.1	323.1	323.1	323.1	423.1
Centroamérica	50		190.0	132.7	190.0	190.0	190.0	190.0	190.0	190.0	190.0	190.0
Carlos Fonseca	50		120.0	80.1	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
Wabule-Las Canoas	3		13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1
Montegrande	40											100.0
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			536.9	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/				736.0	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	79.9	79.9								
Managua 3	45	75.0	120.0	99.9	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6
Combustión interna				-	-	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6
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				245.3	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	92.0	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				167.6	513.5	488.4	433.6	275.0	484.1	655.7	819.6	793.2
Porcentajes				11.1	33.2	30.6	26.3	15.2	23.8	30.7	36.5	33.4

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 supuso hidrocondición crítica para 1992. El resto del período se considera una energía con alta garantía hidrológica.

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-27

NICARAGUA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-1996

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996
<u>Producción de las centrales eléctricas<sup>a/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	8 114	1 515	1 547	1 595	1 650	1 808
Hidráulica	2 065	413	413	413	413	413
Geotérmica	2 341	424	478	479	480	481
Vapor	3 546	667	638	685	728	829
Combustión interna	41			8	11	22
Turbinas de gas	121	12	18	10	19	62
<u>Costos de operación del sistema eléctrico<sup>b/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	134 885	24 153	23 746	25 211	27 386	34 389
Hidráulica	639	128	128	128	128	128
Geotérmica	5 004	905	1 021	1 023	1 025	1 029
Vapor	118 905	22 359	21 393	22 921	24 390	27 842
Combustión interna	2 333			456	598	1 279
Turbinas de gas	8 005	761	1 204	683	1 245	4 112
<u>Combustible utilizado<sup>c/</sup></u>						
Búnker C	6 606	1 242	1 188	1 273	1 355	1 547
Diesel	396	29	46	44	71	206

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Precio del barril de crudo = 20 dólares.

Precio del barril de búnker C = 18 dólares.

Precio del barril de diesel = 25 dólares.

a/ GWh.

b/ Miles de dólares.

c/ Miles de barriles.

Cuadro I-28

## PANAMA: EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA Y DE LA DEMANDA MAXIMA (MW)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	518	517	540	835	853	849	844	904	884	884	884
Hidráulica	251	251	251	551	551	551	551	551	551	551	551
Plantas de vapor	175	175	156	156	156	156	156	156	156	156	156
Combustión interna	80	79	78	73	73	67	62	62	54	54	54
Turbinas de gas	12	12	55	55	73	75	75	135	123	123	123
Demanda máxima	320	362	375	386	424	446	475	471	446	464	488

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

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

Cuadro I-29

## PANAMA: EVOLUCION DE LA OFERTA-DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 a/
Total oferta b/	1845	2020	2162	2159	2377	2561	2711	2552	2624	2741	2790
Hidráulica	1330	1070	860	1486	1918	2088	2025	2192	2174	2213	2003
Plantas de vapor	472	859	880	518	312	339	423	272	305	345	405
Combustión interna	43	89	128	31	68	43	45	6	2	8	40
Turbinas de gas	-	2	294	124	79	78	131	44	64	85	180
Importación	-	-	-	-	-	92	105	78	91	119	162
Exportación	-	-	-	-	-	79	18	40	12	29	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas.

b/ Equivale a la energía que se suministró (generación disponible).

## 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	772.0	844.0	844.0	879.0	839.0	900.0	900.0
Hidroeléctricas				453.0	498.0	528.0	528.0	528.0	563.0	563.0	644.0	644.0
Fortuna a/ Bayano	300.0	1984	2034	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0
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
Estí I	11.0			8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Estí II	35.0	1997	2047						35.0	35.0	35.0	35.0
Estí II	81.0	1999	2049								81.0	81.0
Plantas de vapor				70.0	90.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
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
Ciclo combinado				-	-	-	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
Central 1	72.0	1995	2015				72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
Combustión interna				-	-	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Pielstick	28.0	1976	2001			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Turbinas de gas				104.0	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0	84.0	64.0	64.0
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	54.0
Monte Esperanza	20.0	1974	1989	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0		
Menores	21.0			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Demanda máxima				502.0	525.0	541.0	564.0	581.0	602.0	624.0	648.0	672.0
Reserva												
MW				125.0	187.0	231.0	280.0	263.0	277.0	215.0	252.0	228.0
Porcentajes				24.9	35.6	42.7	49.6	45.3	46.0	34.5	38.9	33.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.  
a/ En 1993 termina la construcción de la presa alta.



Cuadro I-31

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

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	GWh									
			Energía firme	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total oferta b/				2996.2	3196.1	3635.0	3994.8	3994.8	4189.8	4073.2	4365.9	4365.9
Hidroeléctricas c/				2197.6	2197.6	2424.2	2424.2	2424.2	2619.2	2619.2	2970.2	2970.2
Fortuna d/	300.0		1049.4	1049.4	1049.4	1276.0	1276.0	1276.0	1276.0	1276.0	1276.0	1276.0
Bayano	150.0		596.7	596.7	596.7	596.7	596.7	596.7	596.7	596.7	596.7	596.7
Estrella	42.0		234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
Los Valles	48.0		269.2	269.2	269.2	269.2	269.2	269.2	269.2	269.2	269.2	269.2
Menores	11.0		48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2
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	849.4	849.4	849.4	849.4
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
Ciclo combinado				-	-	-	359.8	359.8	359.8	359.8	359.8	359.8
Central 1	72.0	60.0		-	-	-	359.8	359.8	359.8	359.8	359.8	359.8
Combustión interna				-	-	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3
Pielstick	28.0	50.0		-	-	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3
Turbinas de gas				303.1	361.4	361.4	361.4	361.4	361.4	244.8	186.5	186.5
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	157.4
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	21.0	35.0		29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1
Consumo de energía				2905.0	3036.0	3126.0	3262.0	3357.0	3481.0	3610.0	3746.0	3888.0
Reserva												
GWh				91.2	160.1	509.0	732.8	637.8	708.8	463.2	619.9	477.9
Porcentajes				3.1	5.3	16.3	22.5	19.0	20.4	12.8	16.5	12.3

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 una alta seguridad hidrológica.

d/ En 1993 termina la construcción de la presa alta de Fortuna.

Cuadro I-32

PANAMA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-1996

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996
<u>Producción de las centrales eléctricas<sup>a/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	15 685	2 904	3 036	3 126	3 262	3 357
Hidráulica	12 185	2 187	2 343	2 545	2 553	2 557
Vapor	2 713	457	525	514	582	635
Ciclo combinado	162				66	95
Combustión interna	148			32	55	60
Turbinas de gas	479	261	168	35	5	10
Déficit del sistema	1	1	-	-	-	-
<u>Costos de operación del sistema eléctrico<sup>b/</sup></u>						
<u>Total oferta</u>	146 863	34 872	30 909	23 003	27 220	30 859
Hidráulica	3 768	676	724	787	790	791
Vapor	98 932	17 092	19 399	18 598	20 969	22 875
Ciclo combinado	10 694				4 724	5 971
Combustión interna	2 403			1 380	419	604
Turbinas de gas	30 742	16 780	10 786	2 238	320	618
Déficit del sistema	324	324	-	-	-	-
<u>Combustible utilizado<sup>c/</sup></u>						
Búnker C	5 793	950	1 078	1 033	1 296	1 437
Diesel	1 474	643	413	139	119	161

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Precio del barril de crudo = 20 dólares.

Precio del barril de búnker C = 18 dólares.

Precio del barril de diesel = 25 dólares.

a/ GWh.

b/ Miles de dólares.

c/ Miles de barriles.

Cuadro I-33  
INDICADORES PRELIMINARES DE LA EVOLUCION ECONOMICA  
EN LA COYUNTURA DE 1991

País	Indicador	Unidades	1989	1990	1991 <u>a/</u>
Guatemala	Producto interno bruto	Tasas de crecimiento	4.0	3.3	3.2
	Industria manufacturera	Tasas de crecimiento	2.1	2.4	2.0
	Inflación	Tasas de crecimiento	17.9	60.6	12.0
	Exportaciones	Millones de dólares	1 439	1 575	1 600
	Importaciones	Millones de dólares	1 873	1 894	2 080
	Saldo en cuenta corriente	Millones de dólares	-430	-371	-500
	Saldo en cuenta de capital	Millones de dólares	489	302	600
	Variación en reservas	Millones de dólares	-59	69	100
El Salvador	Producto interno bruto	Tasas de crecimiento	1.1	3.4	3.0
	Industria manufacturera	Tasas de crecimiento	2.5	3.0	3.0
	Inflación	Tasas de crecimiento	23.5	19.3	15.0
	Exportaciones	Millones de dólares	785	885	880
	Importaciones	Millones de dólares	1 312	1 457	1 675
	Saldo en cuenta corriente	Millones de dólares	-406	-332	-515
	Saldo en cuenta de capital	Millones de dólares	744	449	575
	Variación en reservas	Millones de dólares	-62	117	60
Nicaragua	Producto interno bruto	Tasas de crecimiento	-2.8	-4.4	3.0
	Industria manufacturera	Tasas de crecimiento	-7.0	-3.0	-
	Inflación	Tasas de crecimiento	1 689	13 490	1.6 <sup>b/</sup>
	Exportaciones	Millones de dólares	290	321	320
	Importaciones	Millones de dólares	666	720	750
	Saldo en cuenta corriente	Millones de dólares	-531	-571	620
	Saldo en cuenta de capital	Millones de dólares	463	353	620
	Variación en reservas	Millones de dólares	-68	-218	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Estimaciones sobre datos parciales a enero-septiembre.

b/ Corresponde al promedio de aumentos mensuales del período mayo-septiembre.

Anexo II

ISIMO CENTROAMERICANO: CARACTERISTICAS DE LOS  
SISTEMAS ELECTRICOS EXISTENTES

Cuadro II-1

ISTMO CENTROAMERICANO: CARACTERISTICAS BASICAS DE LAS CENTRALES  
HIDROELECTRICAS EXISTENTES, 1991

Proyectos hidroeléctricos	Tipo de regulación	Capacidad (MW)	Turbina	Generación en GWh		Energía almacenable (GWh)
				Año medio	Año seco	
<b>Costa Rica</b>		<b>679.6</b>		<b>3 452</b>	<b>3 231</b>	<b>1 637</b>
Cachí <sup>a/</sup>	Estacional	100.8	Francis	659	505	25
Río Macho <sup>a/</sup>	Filo de agua	120.0	Pelton	615	451	-
Ventanas-Garita	Filo de agua	127.4	Francis	704	506	-
Arenal <sup>a/</sup>	Interanual	157.4	Francis	669	803	783
Corobicí <sup>a/</sup>	Filo de agua	174.0	Francis	805	966	829
<b>El Salvador</b>		<b>388.0</b>		<b>1 492</b>	<b>1 042</b>	<b>220</b>
Guajoyo <sup>a/</sup>	Anual	15.0	Kaplan	64	34	40
Cerrón Grande <sup>a/</sup>	Anual	135.0	Francis	450	306	180
5 de Noviembre <sup>a/</sup>	Filo de agua	81.4	Francis	478	332	-
15 de Septiembre <sup>a/</sup>	Filo de agua	156.6	Kaplan	500	370	-
<b>Guatemala</b>		<b>463.0</b>		<b>1 746</b>	<b>1 376</b>	<b>500</b>
Chixoy	Anual	300.0	Pelton	1 318	1 078	450 <sup>b/</sup>
Aguacapa	Diaria	90.0	Pelton	238	136	-
Jurún Marinalá	Anual	60.0	Pelton	144	122	50
Esclavos	Filo de agua	13.0	Francis	46	40	-
<b>Honduras</b>		<b>423.0</b>		<b>2 209</b>	<b>1 414</b>	<b>2 209</b>
El Cajón	Interanual	292.0	Francis	1 400	956	1 607
Río Lindo <sup>a/</sup>	Diaria	80.0	Pelton	530	298	432
Cañaveral <sup>a/</sup>	Anual	28.5	Francis	208	118	170
Nispero	Diaria	22.5	Francis	71	42	-
<b>Nicaragua</b>		<b>103.0</b>		<b>465</b>	<b>213</b>	<b>317</b>
Centroamérica <sup>a/</sup>	Anual	50.0	Francis	240	110	180
Carlos Fonseca <sup>a/</sup>	Anual	50.0	Francis	210	96	137
Wabule/Las Canoas		3.0		15	7	-
<b>Panamá</b>		<b>540.0</b>		<b>2 357</b>	<b>1 804</b>	<b>562</b>
Estrella <sup>a/</sup>	Filo de agua	42.0	Francis	237	173	-
Los Valles <sup>a/</sup>	Filo de agua	48.0	Francis	273	215	-
Fortuna	Filo de agua	300.0	Pelton	1 242	1 071	-
Bayano	Anual	150.0	Francis	605	345	562

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

<sup>a/</sup> Plantas en cascada.

<sup>b/</sup> Cifra estimada.

Cuadro II-2

COSTA RICA (ICE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA  
POR EMPRESA ELECTRICA, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
<u>Total</u>			<u>930.4</u>	<u>898.6</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>681.1</u>	<u>677.5</u>		
Arenal (3x52.5)	1	79	52.5	156.0		
	2	79	52.5			
	3	79	52.5			
Corobicí (3x58)	1	82	58.0	174.0		
	2	82	58.0			
	3	82	58.0			
Cachí (2x32+1x36.8)	1	66	32.0	100.0		
	2	67	32.0			
	3	78	36.8			
Río Macho (2x15+3x30)	1	63	15.0	120.0		
	2	63	15.0			
	3	72	30.0			
	4	72	30.0			
	5	78	30.0			
Garita (2x15+2x48.7)	1	58	15.0	126.0		
	2	58	15.0			
	3	87	48.7			
	4	87	48.7			
Menores			1.5	1.5		
<u>Térmicas y gas</u>			<u>249.3</u>	<u>221.1</u>		
San Antonio-Vapor (2x5)	1	54	5.0	10	Búnker	9.1
	2	54	5.0		Búnker	9.1
Colima (4x3+2x3.8)	1	56	3.0	15	Búnker/ Diesel	12.9
	2	56	3.0		Búnker/ Diesel	12.9
	3	56	3.0		Búnker/ Diesel	12.9
	4	56	3.0		Búnker/ Diesel	12.9
	5	62	3.8		Búnker/ Diesel	12.9
	6	62	3.8		Búnker/ Diesel	12.9

/Continúa

Cuadro 11-2 (Conclusión)

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
San Antonio-gas (2x19.0)	1	73	19.0	34	Diesel	9.1
	2	73	19.0		Diesel	9.1
Barranca (2x20.8)	1	74	20.8	34	Diesel	9.1
	2	74	20.8		Diesel	9.1
Mofn (4x8+3x36.1)	1	77	8.0	20	Búnker/ Diesel	14.8
	2	77	8.0		Búnker/ Diesel	14.8
	3	77	8.0		Búnker/ Diesel	14.8
	4	77	8.0		Búnker/ Diesel	14.8
	5	91	36.1	108.1	Diesel	11.4
	6	91	36.1		Diesel	11.4
	7	91	36.1		Diesel	11.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro II-3

EL SALVADOR (CEL): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA  
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
<u>Total</u>			<u>650.4</u>	<u>491.7</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>388.0</u>	<u>331.6</u>		
Guajoyo (1x15)	1	63	15.0	13.8		
Cerrón Grande (2x67.5)	1	76	67.5	118.4		
	2	77	67.5			
5 de Noviembre (4x15+1x21.4)	1	54	15.0	62.3		
	2	54	15.0			
	3	57	15.0			
	4	61	15.0			
	5	66	21.4			
15 de Septiembre (2x78.3)	1	83	78.3	137.1		
	2	84	78.3			
<u>Geotérmicas</u>			<u>95.0</u>	<u>53.6</u>		
Ahuachapán (2x30+1x35)	1	75	30.0	53.6		
	2	76	30.0			
	3	80	35.0			
<u>Térmicas</u>			<u>69.6</u>	<u>57.1</u>		
Acajutla (1x30+1x33+1x6.6)	1	65	6.6	57.1	Diesel	12.1
	2	66	30.0		Búnker/ Diesel	12.1
	3	69	33.0		Búnker/ Diesel	12.1
<u>Turbinas y combustión interna</u>			<u>97.8</u>	<u>49.4</u>		
Soyapango (2x16.7+1x20.5)	1	72	16.7	33.7	Diesel	7.5
	2	72	16.7		Diesel	7.5
	3	73	20.5		Diesel	7.5
San Miguel (1x25.3)	1	84	25.3	15.7	Diesel	8.0
Miravalles (3x6.2)		85	18.6	-	Búnker/ Diesel	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



Cuadro II-4

GUATEMALA (INDE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA  
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón a/
<u>Total</u>			<u>807.9</u>	<u>633.6</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>488.1</u>	<u>425.4</u>		
Chixoy (5x60)	1	83	60.0	50.0		
	2	83	60.0	50.0		
	3	83	60.0	50.0		
	4	83	60.0	50.0		
	5	83	60.0	50.0		
Aguacapa (3x30)	1	82	30.0	30.0		
	2	82	30.0	30.0		
	3	82	30.0	30.0		
Jurún Marinalá (3x20)	1	69	20.0	20.0		
	2	69	20.0	20.0		
	3	69	20.0	20.0		
Esclavos (2x6.75)	1	66	6.75	6.5		
	2	66	6.75	6.5		
Menores			24.6	12.4		
<u>Térmicas (vapor)</u>			<u>116.0</u>	<u>80.0</u>		
Escuintla (1x33+1x53)	1	72	33.0	22.0	Búnker	12.4
	2	77	53.0	40.0	Búnker	12.9
Laguna (2x3+2x12)	1	48	3.0	3.0	Búnker	11.5
	2	50	3.0	3.0	Búnker	11.5
	3	59	12.0	12.0	Búnker	17.2
	4	61	12.0	-	Búnker	17.2
<u>Turbinas y combustión interna</u>			<u>203.9</u>	<u>128.2</u>	Diesel	
Escuintla (2x12.5+2x25+1x32)	1	68	12.5	10.0	Diesel	7.2
	2	68	12.5	10.0	Diesel	7.3
	3	76	25.0	20.0	Diesel	10.8
	4	76	25.0	20.0	Diesel	9.8
	5	85	32.0	-	Diesel	-
Laguna (1x12.5+2x23.5+1x30)	1	64	12.5	-	Diesel	8.5
	2	78	23.5	16.0	Crudo/ Diesel	17.2
	3	78	23.5	16.0	Crudo/ Diesel	17.2
	4	89	30.0	32.0	Diesel	9.1
Menores		-	7.4	4.2	Diesel	10.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

Cuadro II-5

HONDURAS (ENEE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA  
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón a/
<u>Total</u>			<u>524.6</u>	<u>489.4</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>423.0</u>	<u>431.0</u>		
Cajón (4x73)	1	85	73.0	75.0		
	2	85	73.0	75.0		
	3	85	73.0	75.0		
	4	85	73.0	75.0		
Cañaveral (2x14.25)	1	64	14.25	14.25		
	2	64	14.25	14.25		
Río Lindo (4x20)	1	71	20.0	20.0		
	2	71	20.0	20.0		
	3	71	20.0	20.0		
	4	71	20.0	20.0		
Nispero (1x22.5)	1	82	22.5	22.5		
<u>Térmica</u>			<u>86.6</u>	<u>58.4</u>		
Ceiba (4x6.65)	1	74	6.7	19.0	Búnker	13.3
	2	74	6.7		Búnker	13.3
	3	74	6.7		Búnker	13.3
	4	74	6.7		Búnker	13.3
Térmica Alsthom (4x7.5)	1	80	7.5	19.4	Búnker	13.8
	2	80	7.5		Búnker	13.8
	3	80	7.5		Búnker	13.8
	4	80	7.5		Búnker	13.8
Térmica Sulzer (4x7.5)	1	84	7.5	20.0	Búnker	13.8
	2	84	7.5		Búnker	13.8
	3	84	7.5		Búnker	13.8
	4	84	7.5		Búnker	13.8
<u>Gas</u>			<u>15.0</u>	-		
La Puerta (1x15)	1	70	15.0	-	Diesel	8.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.  
a/. Cifras estimada por la CEPAL.

Cuadro II-6

NICARAGUA (INE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA  
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón a/
<u>Total</u>			<u>363.0</u>	<u>348.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>103.0</u>	<u>97.0</u>		
Centroamérica (2x25)	1	64	25.0	48.0		
	2	64	25.0			
Carlos Fonseca (2x25)	1	71	25.0	46.0		
	2	71	25.0			
Wabule/Las Canoas		90	3.0	3.0		
<u>Geotérmicas</u>			<u>70.0</u>	<u>70.0</u>		
Patricio Argüello (2x35)	1	83	35.0	35.0		
	2	89	35.0	35.0		
<u>Térmica</u>			<u>175.0</u>	<u>169.0</u>		
Nicaragua (2x50)	1	77	50.0	50.0	Búnker	12.9
	2	77	50.0	50.0	Búnker	12.9
Managua (2x15+1x45)	1	58	15.0	12.0	Búnker	12.0
	2	58	15.0	12.0	Búnker	12.0
	3	70	45.0	45.0	Búnker	12.4
<u>Gas</u>			<u>15.0</u>	<u>12.0</u>		
Germán Pomares (1x15)	1	67	15.0	12.0	Diesel	7.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

Cuadro II-7

PANAMA (IRHE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA  
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
<u>Total</u>			<u>883.4</u>	<u>686.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>550.8</u>	<u>478.0</u>		
Fortuna (3x100)	1	84	100.0	97.0		
	2	84	100.0	97.0		
	3	84	100.0	96.0		
Bayano (2x75)	1	76	75.0	54.0		
	2	76	75.0	54.0		
Estrella (2x21)	1	79	21.0	16.0		
	2	79	21.0	16.0		
Los Valles (2x24)	1	79	24.0	20.0		
	2	79	24.0	20.0		
Menores			10.8	8.0		
<u>Térmicas (vapor)</u>			<u>155.5</u>	<u>102.0</u>		
Bahía las Minas (1x24+3x40)	1	67	24.0	22.0	Búnker	11.8
	2	69	40.0	-	Búnker	-
	3	72	40.0	40.0	Búnker	12.5
	4	74	40.0	40.0	Búnker	12.2
San Francisco (1x11.5)	3	60	11.5	-	Búnker	-
<u>Térmicas gas</u>			<u>177.1</u>	<u>106.0</u>		
Subestación Panamá (2x21.4)	1	83	21.4	16.0	Diesel	9.3
	2	83	21.4	16.0	Diesel	9.3
Pielstick (4x7)	1	76	7.0	-	Búnker	-
	2	76	7.0	-	Búnker	-
	3	76	7.0	-	Búnker	-
	4	76	7.0	-	Búnker	-
Bahía Las Minas (2x30)	1	88	30.0	27.0	Diesel <sup>a/</sup>	10.5
	2	88	30.0	27.0	Diesel <sup>a/</sup>	10.5
Monte Esperanza (1x20)	1	85	20.0	-	Diesel	-
Menores			26.1	20.0	Diesel	12.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Diesel marino.

Anexo III

ISTIMO CENTROAMERICANO: PLANES DE EXPANSION NACIONALES, 1992-2000

Cuadro III-1

COSTA RICA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1992-2000

	Año <sup>a/</sup>	Potencia instalada (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
			Año medio	Año seco		
<u>Total</u>		<u>605.5</u>	<u>3 664</u>	<u>3 193</u>		
<u>Subtotal hidroeléctricas</u>		<u>299</u>	<u>1 535</u>	<u>1 064</u>		
Sandillal	1993	32	140	140		0.4
Toro I	1995	24	112	72		
Toro II	1995	66	303	189		0.2
Angostura	1999	177	980	663		3.4
<u>Subtotal geotérmicas</u>		<u>157.5</u>	<u>1 173</u>	<u>1 173</u>		
Miravalles I	1994	52.5	391	391	85	
Miravalles II	1996	52.5	391	391	85	
Miravalles III	2000	52.5	391	391	85	
<u>Subtotal combustión interna</u>		<u>24</u>	<u>168</u>	<u>168</u>		
Motor B.V.	1997	24	168	168	80	
<u>Subtotal plantas de carbón</u>		<u>125</u>	<u>788</u>	<u>788</u>		
Carbón 125	1998	125	788	788	72	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

<sup>a/</sup> Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen del servicio a fines de año.

Cuadro III-2

EL SALVADOR: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1992-2000

	Año <sup>a/</sup>	Potencia instalada (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
			Año medio	Año seco		
<b>Total</b>		<b>309</b>	<b>1 797</b>	<b>1 673</b>		
<b>Subtotal hidroeléctricas</b>		<b>80</b>	<b>285</b>	<b>161</b>		
San Marcos	2000	80	285	161		1
<b>Subtotal geotérmicas</b>		<b>140</b>	<b>1 043</b>	<b>1 043</b>		
Bocapozo Berlín	1993	15	112	112	85	
Bocapozo Chipilapa	1994	5	37	37	85	
Central Berlín	1996	40	298	298	85	
Central Berlín	1997	20	149	149	85	
Central Chipilapa	1997	20	149	149	85	
San Vicente	1999	20	149	149	85	
Coatepeque	2000	20	149	149	85	
<b>Subtotal ciclo combinado</b>		<b>40</b>	<b>298</b>	<b>298</b>		
Ciclo combinado	1997	40	298	298	85	
<b>Subtotal turbinas de gas</b>		<b>49</b>	<b>171</b>	<b>171</b>		
Soyapango <sup>b/</sup>	1997	-13	-46	-46	40	
Soyapango <sup>b/</sup>	1998	-13	-46	-46	40	
Turbina de gas	1993	75	263	263	40	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen del servicio a fines de año.

b/ Son retiros de centrales.

Cuadro III-3

GUATEMALA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1992-2000

	Año <sup>a/</sup>	Potencia instalada (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
			Año medio	Año seco		
<u>Total</u>		<u>476</u>	<u>1 626</u>	<u>1 443</u>		
<u>Subtotal hidroeléctricas</u>		<u>234</u>	<u>755</u>	<u>572</u>		
Santa María I <sup>b/</sup>	1996	-6	-43	-40		1
Santa María II	1997	68	244	177		10
Río Bobos	1996	8	68	55		1
El Palmar	1998	54	242	180		20
Serchil	1999	110	244	200		25
<u>Subtotal geotérmicas</u>		<u>75</u>	<u>261</u>	<u>261</u>		
Bocapozo	1993	5	37	37	85	
Zunil I	1994	15	112	112	85	
Zunil II	1999	55	112	112	85	
<u>Subtotal plantas de vapor</u>		<u>130</u>	<u>911</u>	<u>911</u>		
Escuintla 1	1994	30	210	210	80	
Escuintla 3	1995	100	701	701	80	
<u>Subtotal ciclo combinado</u>		<u>-58</u>	<u>-236</u>	<u>-236</u>		
Laguna 2 y 3 <sup>b/</sup>	1996	-32	-168	-168	60	
Vapor 3 y 4 <sup>b/</sup>	1996	-26	-68	-68	30	
<u>Subtotal turnias de gas</u>		<u>-21</u>	<u>-65</u>	<u>-65</u>		
Escuintla 1 y 2 <sup>b/</sup>	1992	-20	-61	-61	35	
Gas 3 y 4 <sup>b/</sup>	1996	-40	-123	-123	35	
Gas 5 <sup>b/</sup>	1996	-32	-98	-98	35	
Gas 6	1993	30	92	92	35	
Gas 7	1993	50	153	153	35	
Laguna 1	1995	-9	-28	-28	35	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen del servicio a fines de año.

b/ Son retiros de centrales.



Cuadro III-4

HONDURAS: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1992-2000

	Año <sup>a/</sup>	Potencia instalada (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
			Año medio	Año seco		
<u>Total</u>		<u>113</u>	<u>530</u>	<u>530</u>		
<u>Subtotal combustión interna</u>		<u>13</u>	<u>92</u>	<u>92</u>		
Ceiba <sup>b/</sup>	1999	-27	-118	-118	50	
Diesel lenta	1997	40	210	210	60	
<u>Subtotal turbinas de gas</u>		<u>100</u>	<u>438</u>	<u>438</u>		
Gas 1	1995	50	219	219	50	
Gas 2	1998	50	219	219	50	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

<sup>a/</sup> Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen del servicio a fines de año.<sup>b/</sup> Son retiros de centrales.

Cuadro III-5

NICARAGUA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1992-2000

	Año <sup>a/</sup>	Potencia instalada (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
			Año medio	Año seco		
<u>Total</u>		<u>198</u>	<u>1 143</u>	<u>1 107</u>		
<u>Subtotal hidroeléctricas</u>		<u>40</u>	<u>136</u>	<u>100</u>		
Monte Grande	2000	40	136	100		120
<u>Subtotal geotérmicas</u>		<u>128</u>	<u>981</u>	<u>981</u>		
Monte Galán	1997	36	276	276	87.5	
Monte Galán	1998	36	276	276	87.5	
Monte Galán	1999	36	276	276	87.5	
Momotombo	1997	20	153	153	87.5	
<u>Subtotal plantas de vapor</u>		<u>-30</u>	<u>-158</u>	<u>-158</u>		
Managua 1 <sup>b/</sup>	1993	-15	-79	-79	60	
Managua 2 <sup>b/</sup>	1993	-15	-79	-79	60	
<u>Subtotal turbinas de gas</u>		<u>60</u>	<u>184</u>	<u>184</u>		
Chinandega	1993	-15	-46	-46	35	
Gas 1	1992	30	92	92	35	
Gas 2	1992	30	92	92	35	
Timal	1993	15	46	46	35	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: La Central Managua 3 sale de operación durante un año, a partir de noviembre de 1992.

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen del servicio a fines de año.

b/ Son retiros de centrales.

Cuadro III-6

PANAMA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1992-2000

	Año <sup>a/</sup>	Potencia instalada (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
			Año medio	Año seco		
<b>Total</b>		<b>200</b>	<b>1 150</b>	<b>958</b>		
<b>Subtotal hidroeléctricas</b>		<b>191</b>	<b>965</b>	<b>773</b>		
Fortuna (Presa Alta)	1994	-	249	227		302
Bayano <sup>b/</sup>	1994	30	26	-		-
Estrella <sup>b/</sup>	1993	21	18	-		-
Los Valles <sup>b/</sup>	1993	24	21	-		-
Esti I	1997	35	233	195		-
Esti II	1999	81	418	351		-
<b>Subtotal ciclo combinado</b>		<b>72</b>	<b>360</b>	<b>360</b>		
Central 1	1995	72	360	360	60	
<b>Subtotal turbinas de gas</b>		<b>-63</b>	<b>-175</b>	<b>-175</b>		
S/E Panamá <sup>c/</sup>	1997	-43	-117	-117	35	
Monte Esperanza <sup>c/</sup>	1998	-20	-58	-58	35	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

<sup>a/</sup> Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen del servicio a fines de año.<sup>b/</sup> Reincorporación de la capacidad efectiva.<sup>c/</sup> Son retiros de centrales.