

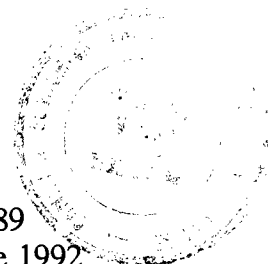
NACIONES UNIDAS

COMISION ECONOMICA  
PARA AMERICA LATINA  
Y EL CARIBE - CEPAL



Distr.  
LIMITADA

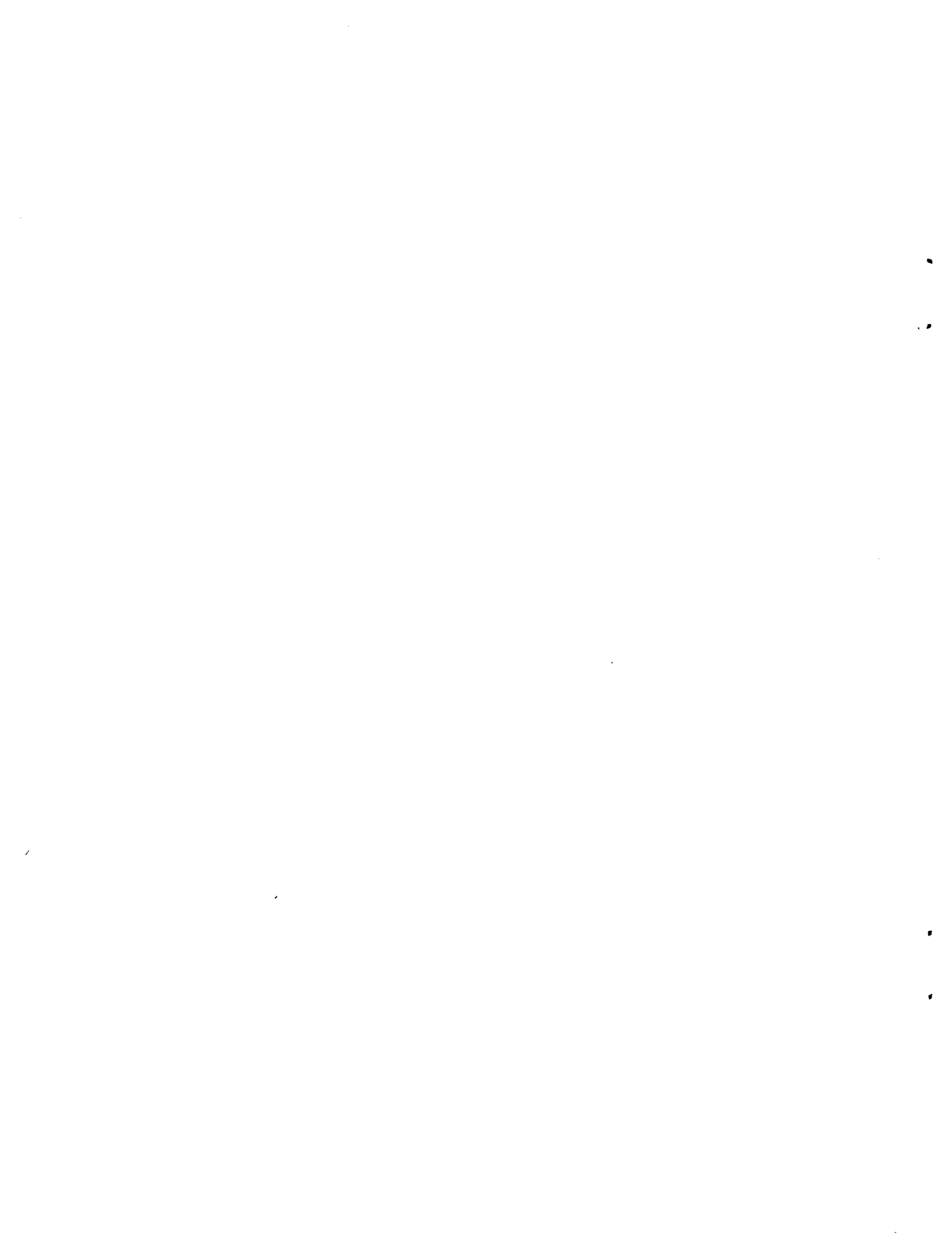
LC/MEX/L.189  
19 de mayo de 1992



ORIGINAL: ESPAÑOL

---

**EVOLUCION, SITUACION ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL  
SECTOR ENERGETICO EN AMERICA CENTRAL**

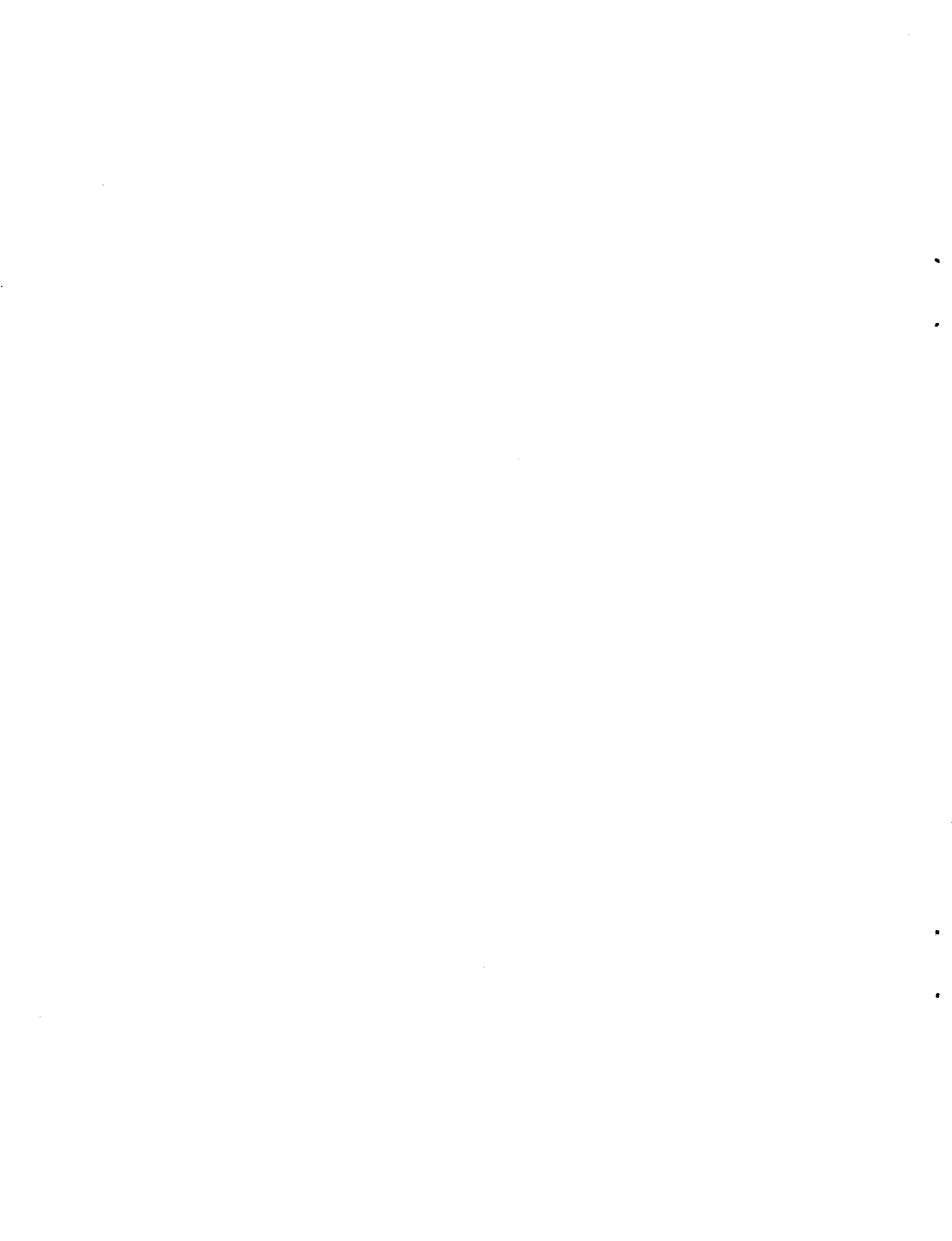


## INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION .....	1
1. Evolución económica reciente en el Istmo Centroamericano .....	3
2. Características generales del sector energético en el Istmo Centroamericano .....	6
3. Evolución, situación actual y perspectivas del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano .....	8
a) Evolución y situación actual del subsector .....	8
b) Las perspectivas del subsector .....	16
4. Un panorama del sector energético de Belize .....	27
5. Evolución, situación actual y perspectivas del subsector hidrocarburos en el Istmo Centroamericano .....	28
a) Evolución y situación actual del subsector .....	28
b) Perspectivas del subsector hidrocarburos .....	36
6. Algunas áreas prioritarias de acción para los programas de eficiencia energética .....	37
a) Subsector eléctrico .....	37
b) Subsector hidrocarburos .....	38



900011907 - BIBLIOTECA CEPAL



## PRESENTACION

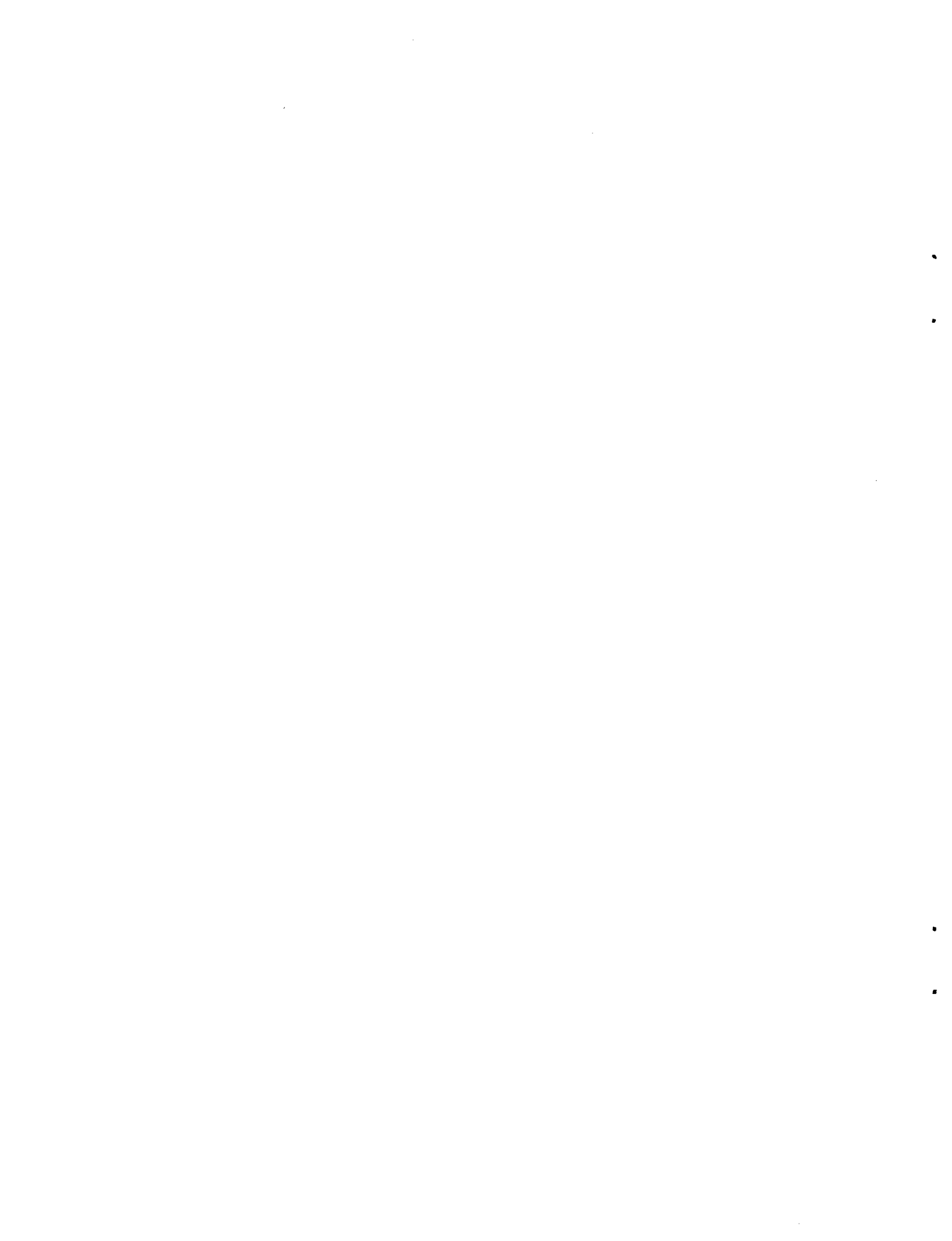
Este documento fue preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), para ser presentado en el "Panel sobre Intercambio de Experiencias en Ahorro y Uso Eficiente de Energía", que se realizará en la ciudad de México del 25 al 28 de mayo de 1992. En él participarán delegados de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y Belize. El propósito de este trabajo es ofrecer un marco de referencia del sector energético del Istmo Centroamericano y de Belize y, con base en él y en el intercambio de experiencias que se dé en el Panel, facilitar la identificación de acciones y proyectos susceptibles de implantar, a nivel nacional y regional, para ahorrar y usar de manera más eficiente la energía.

El Panel es organizado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) de México, a través de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), con el apoyo técnico de la CEPAL. La Comisión Mexicana para la Cooperación con Centroamérica (CMCCA) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) auspician el encuentro.

Con el objeto de plantear un marco general sobre el sector energético de América Central y de Belize, en el documento se analizan los principales aspectos de los subsectores de electricidad e hidrocarburos. Este trabajo se preparó con base en publicaciones recientes que sobre el tema energético del Istmo Centroamericano ha elaborado la CEPAL. 1/ Sólo se incluye un resumen del sector energético de Belize por no contar en la CEPAL con información más detallada.

---

1/ Véase, por ejemplo: CEPAL, La crisis energética en América Central (LC/MEX/R.346), 24 de abril de 1992; CEPAL-OLADE, Opciones para el abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano (I-OH-HC-DEPE/92), 10 de abril de 1992, y CEPAL, Panel sobre Intercambio de Experiencias en Ahorro y Uso Eficiente de Energía. Perfil de Proyecto (LC/MEX/R.345), 3 de abril de 1992.



### 1. Evolución económica reciente en el Istmo Centroamericano

Durante cerca de tres decenios, en particular en el período 1960-1975, los cinco países de Centroamérica (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua) experimentaron, en conjunto, un crecimiento económico significativo, impulsado sobre todo por el sector exportador tradicional y por su integración económica. Esta última dio lugar a un notable desarrollo industrial que incrementó la producción de bienes de consumo. En los años ochenta esta tendencia se interrumpió de manera drástica y las economías centroamericanas empezaron a sufrir los efectos de una crisis que ha deteriorado sus condiciones económicas, políticas y sociales.

Por su parte, la actividad económica en Panamá evolucionó de manera muy dinámica en el decenio de los setenta, si bien perdió cierto ritmo en los ochenta. Este comportamiento se apoyó principalmente en la expansión de los servicios internacionales prestados y en el dinamismo del sector de la construcción. Esta situación se revirtió en los años 1987-1990 debido a la profunda crisis política y económica que ese país enfrentó.

La situación del sector externo de la mayoría de estas economías siguió siendo particularmente desfavorable. Si bien el flujo de ahorro externo hacia esta área continúa siendo positivo, ha ido menguando en forma progresiva y su composición ha variado en gran medida. De recursos externos provenientes de la inversión extranjera directa y préstamos de organismos multilaterales cambió a transferencias, tanto oficiales como privadas, que en buena proporción se destinan a actividades no productivas.

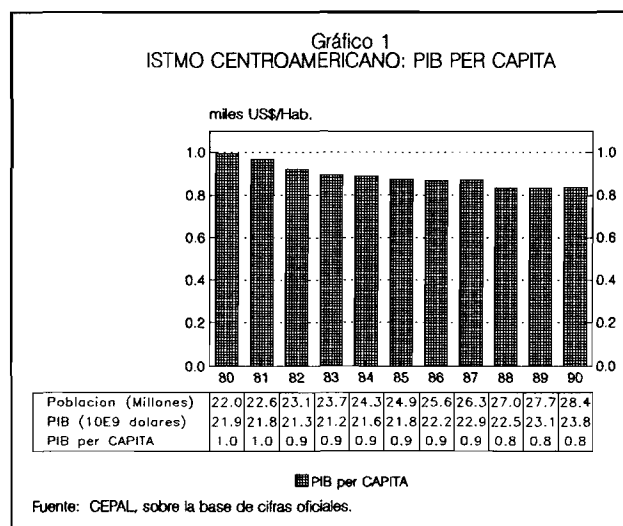
En el último quinquenio en varios países de la región se establecieron políticas de ajuste y estabilización, que han conducido a la adopción de medidas para racionalizar la actividad pública y la aplicación de políticas monetarias restrictivas, acciones que han variado en intensidad entre países.

Externamente, los impactos de mayor consecuencia han sido la gradual disminución de los precios internacionales de los principales productos de exportación y las dificultades de acceso al mercado internacional de capitales, debido a la crisis de la deuda externa de la región. Internamente, el agravamiento de los desequilibrios macroeconómicos y la distorsión de las estructuras comerciales han aumentado la vulnerabilidad

de las economías centroamericanas frente a los impactos externos y han inhibido sus capacidades de adaptación a las cambiantes situaciones. Por otra parte, las tensiones políticas y sociales, causadas por los conflictos armados en El Salvador y Nicaragua, provocaron graves pérdidas de capital humano y físico, lo que ha colaborado fuertemente al deterioro que estos países han experimentado en la última década.

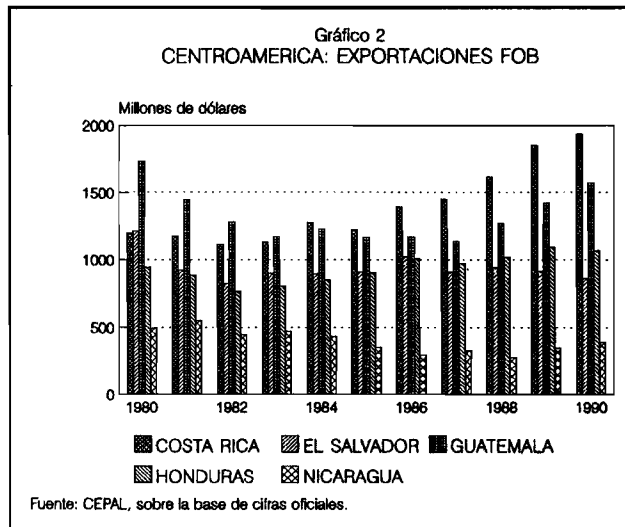
Esta situación ha causado marcados retrocesos en la mayor parte de los indicadores sociales y económicos, graves déficit en los sectores públicos, grandes desequilibrios en las balanzas de pago e importantes debilitamientos de las principales instituciones financieras de la región. Las características de esta crisis económica han forzado a las agencias internacionales de crédito, así como a los propios entes centroamericanos, a reevaluar sus políticas económicas y programas de asistencia, orientándolos fundamentalmente a finalidades de estabilización y ajustes macroeconómicos.

Un rápido análisis del comportamiento de los indicadores económicos de la región durante la década 1980-1990 muestra que mientras la población aumentó a una tasa anual de 2.65%, el PIB, en términos corrientes, prácticamente se mantuvo constante, lo cual significa que el PIB por habitante disminuyó, dando por resultado un incremento en el nivel de pobreza de los países. (Véase el gráfico 1.) La disminución del PIB por habitante ha sido general en todos los países de la subregión.

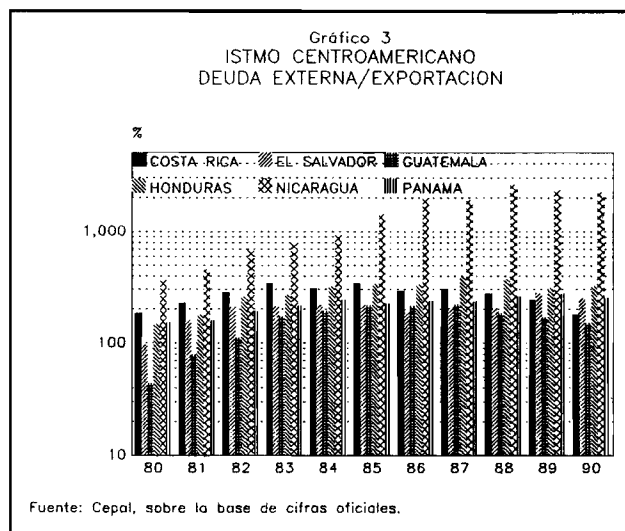




Las exportaciones de la subregión, sin incluir Panamá, se incrementaron de 5,581 a 5,855 millones de dólares entre 1980 y 1990 (cifras a precios corrientes), observándose el mayor crecimiento en Costa Rica. El Salvador, Guatemala y Nicaragua tuvieron decrecimientos. Honduras registró un pequeño incremento. (Véase el gráfico 2.)



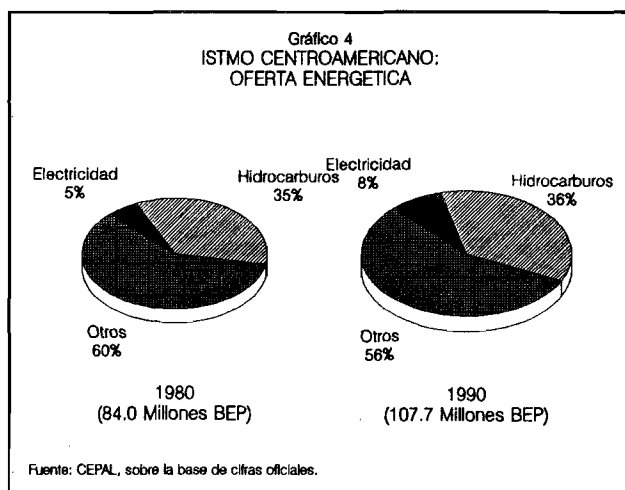
La deuda externa de la subregión, sin incluir Panamá, ha crecido en el mismo período de 7,362 a 20,245 millones de dólares, haciendo que la relación deuda externa/exportación anual aumente en dicho período de 1.3 a 3.5. (Véase el gráfico 3.)



Para el caso de Panamá, en el período 1980-1990, sus exportaciones apenas se incrementaron de 1,459 a 1,474 millones de dólares. La deuda externa, en cambio, se incrementó de 2,210 a 3,714 millones de dólares, con lo cual la relación deuda externa-exportaciones aumentó de 1.5 a 2.5, en el período mencionado. (Véase de nuevo el gráfico 3.)

## 2. Características generales del sector energético del Istmo Centroamericano

El consumo de energía en el Istmo Centroamericano presenta como una característica relevante la participación mayoritaria de dos formas de energía: el petróleo y la leña. Ambos energéticos representan más del 85% del consumo final. En 1980 la oferta energética estuvo conformada en un 60% por energéticos tradicionales (principalmente leña y carbón vegetal), 35% hidrocarburos y 5% electricidad, representando una oferta total de 84 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep). En 1990 la oferta total aumentó a 107.7 millones de bep, lo que corresponde a un crecimiento medio anual de 1.1%. La estructura en este año se modificó levemente, siendo de 56%, 36% y 8% la participación de fuentes tradicionales, hidrocarburos y electricidad, respectivamente. (Véase el gráfico 4.)



La leña es consumida esencialmente para cocción de alimentos por el estrato de población de menores ingresos. Las estimaciones de la población consumidora de leña y de la que vive en condiciones de pobreza son coincidentes, en valores cercanos al 60%, variando la situación según los

países. La leña es consumida casi en su totalidad para uso doméstico (más del 90%) principalmente por el estrato de bajos ingresos, y es la energía fundamental para dicho estrato, constituyendo la única fuente de energía para la gran mayoría de esa franja de la población.

El petróleo se utiliza (a nivel de consumo final) casi en su totalidad por los sectores productivos y de servicios; el sector transporte consume el 50% y el industrial el 34% del total de los hidrocarburos usados en la región.

Más del 70% del consumo final de energías comerciales (es decir, excluyendo la leña) está cubierto por derivados del petróleo; el resto lo constituye la energía eléctrica, parte de la cual es generada a partir de hidrocarburos.

En función de la estructura de la demanda, el petróleo constituye el problema principal de la región a nivel del abastecimiento de energías comerciales. Este predominio de hidrocarburos, como principal fuente de energía comercial, continuará durante un período apreciable, ya que las posibilidades de cambio estructural en el balance energético son limitadas.

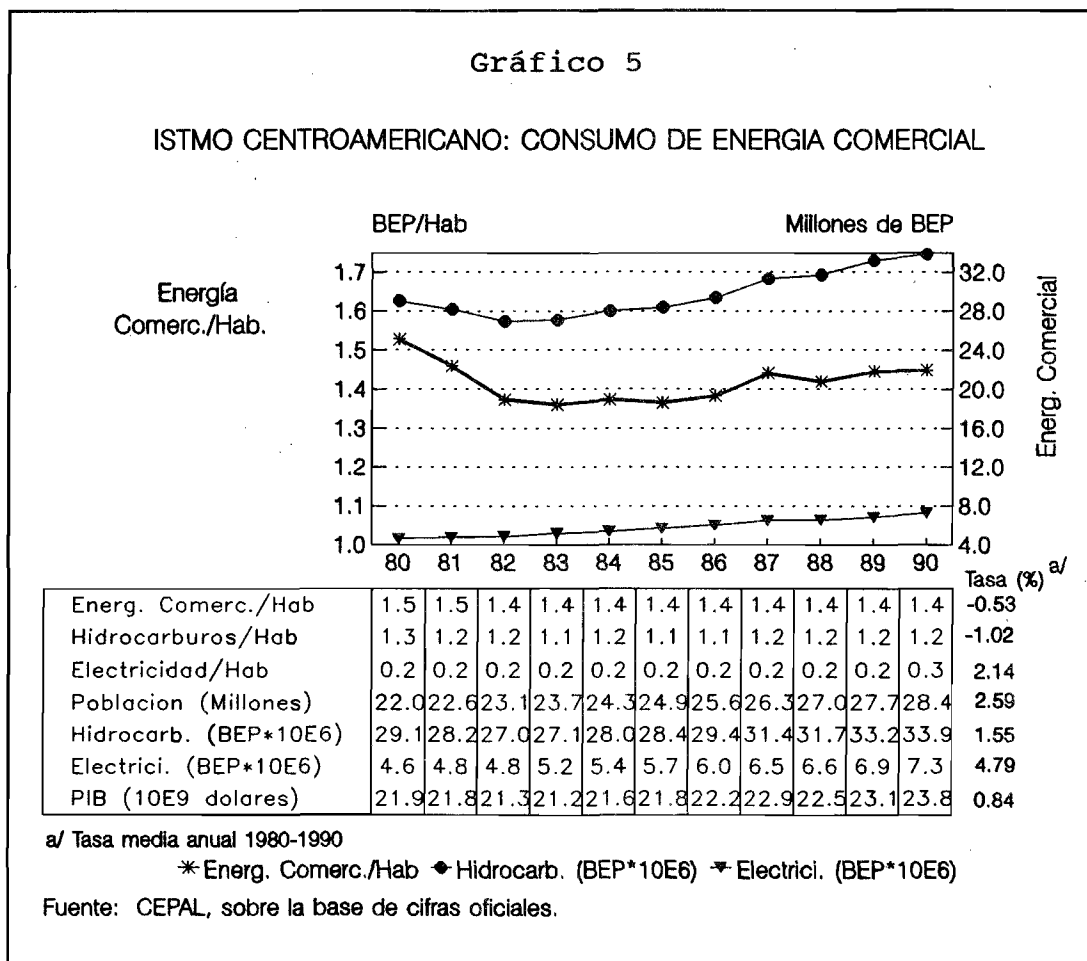
La electricidad, aunque solamente participa con un 8% en el consumo energético final y con un 14% en el consumo de energías comerciales, tiene particular importancia en el desarrollo económico de los países.

En términos de eficiencia energética, las unidades del PIB producidas por unidad de energía comercial consumida son mayores al inicio de la década anterior que a principios del presente decenio, lo que muestra la pérdida de eficiencia en el uso de la energía para la producción del PIB.

El consumo total de energía comercial durante la década anterior tuvo un aumento de 2.05% anual. Este consumo se conforma por el de hidrocarburos, con un crecimiento promedio anual de 1.55% y el de electricidad, con 4.79%. Al compararse con el aumento poblacional (bep/hab), se obtiene una reducción de 0.53% en la década para el consumo de energía comercial por habitante, correspondiendo un decremento de 1.52% anual al consumo de hidrocarburos por habitante y un crecimiento de 2.14% anual al consumo de electricidad por habitante. (Véase el gráfico 5.)

El consumo de energía por habitante en América Central (3.3 bep/hab) corresponde a menos de la mitad del consumo energético promedio en América Latina. Por otra parte, grandes diferencias prevalecen en la estructura

del consumo de energía dentro del propio Istmo Centroamericano. Por ejemplo, en Costa Rica y Panamá, los consumos de energías modernas por habitante duplican a los de El Salvador, Honduras y Nicaragua, lo cual guarda paralelismo con los parámetros económicos de tales países.

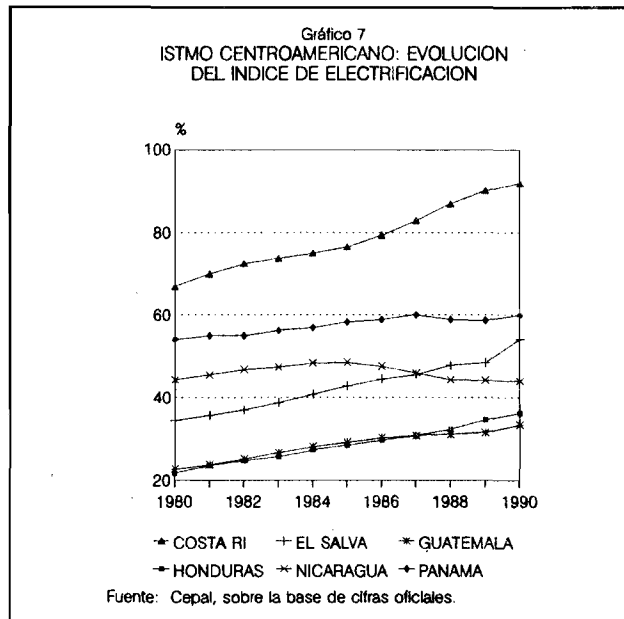
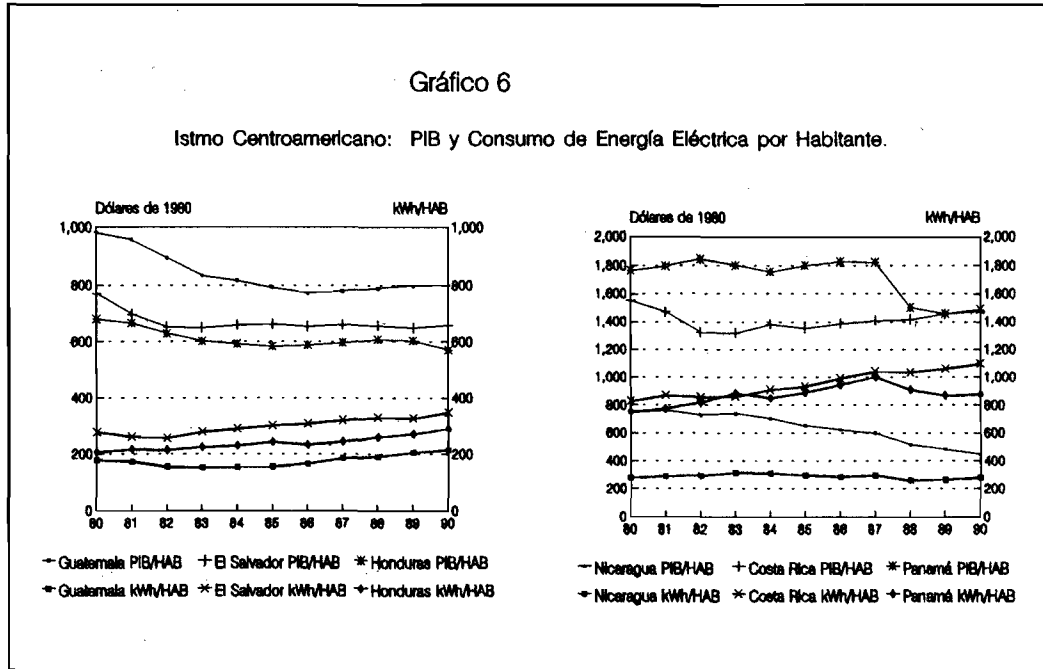


### 3. Evolución, situación actual y perspectivas del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano

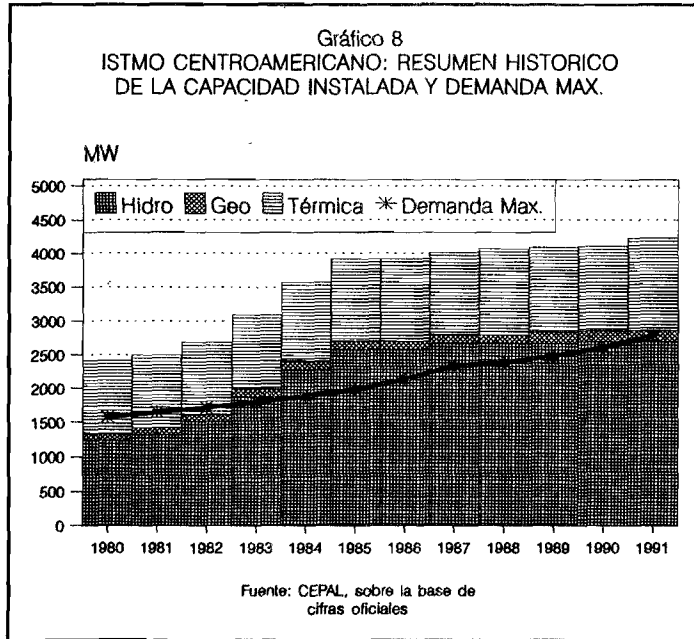
#### a) Evolución y situación actual del subsector

i) Demanda. Pese a la crisis económica, que ha causado a la región un severo retroceso de los principales indicadores socioeconómicos (véase el gráfico 6), la demanda de electricidad no ha dejado de crecer, debido tanto al bajo nivel de electrificación (48% a nivel regional), que

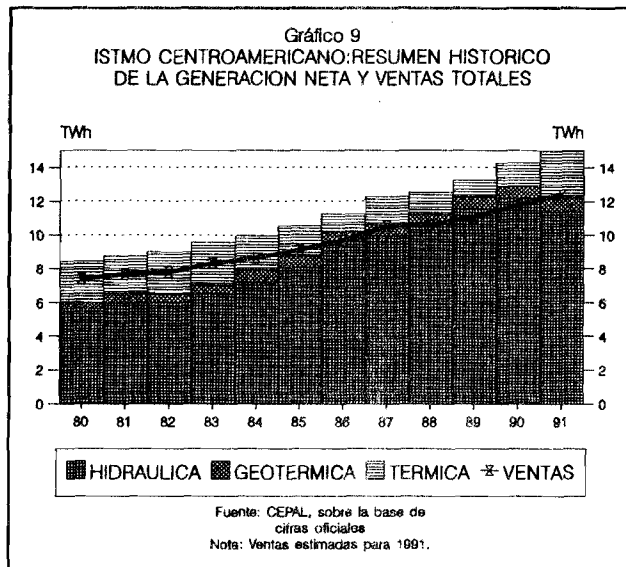
con excepción de Costa Rica prevalece en la región (véase el gráfico 7), como al esfuerzo que han hecho los gobiernos para no derivar de manera directa sobre los clientes los costos de inversión y operación para producir electricidad. Esto último, a su vez, ha agravado la crisis financiera de las empresas eléctricas de la región.



En cuanto a la demanda máxima, en el período 1981-1991, el crecimiento fluctuó entre una tasa promedio de 4.1% para Nicaragua a una de 8.4% para Costa Rica, siendo el crecimiento promedio para el Istmo de 5.1%. (Véase el gráfico 8.)



ii) Capacidad instalada. Con posterioridad a la entrada en servicio de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en todos los países, excepto en Nicaragua, la capacidad instalada prácticamente se ha antenido igual a la de 1985. En cambio, la producción y el consumo de electricidad tuvieron un crecimiento sostenido, si bien menor que el registrado en la década de los setenta. (Véase de nuevo el gráfico 8, y el 9.)



La capacidad instalada actual es de 4,259 MW, formada por 64% en centrales hidroeléctricas, 4% en geotérmicas, 12% en térmicas de vapor, y el restante 20% distribuido en pequeñas centrales de combustión interna y turbinas de gas.

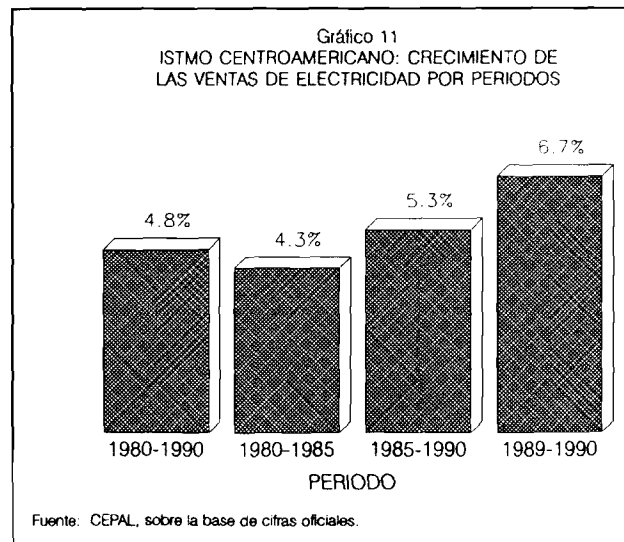
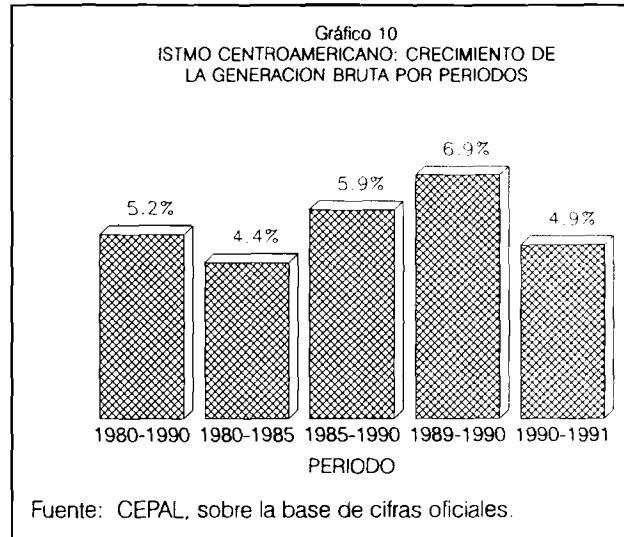
iii) Riesgos de racionamiento. La generación neta durante 1990 estuvo conformada por 85% hidro, 5.4% geo y el restante 9.6% por producción térmica; las cifras correspondientes a 1991 fueron 76.2%, 5.7% y 18.1%, respectivamente.

Muchas de las centrales térmicas se encuentran muy deterioradas por falta de mantenimiento, debido a la crisis financiera que ha afectado --en mayor o menor grado-- a las empresas eléctricas por casi una década; incluso algunas de las centrales térmicas tienen tiempos de uso que superan a los usualmente reconocidos como vida útil para esas tecnologías. Se estima que de una capacidad instalada nominal en centrales termoeléctricas de 1,548 MW, únicamente es posible obtener el 60% (938 MW) de la misma, por existir muchas unidades con su capacidad reducida o bien por no estar disponibles.

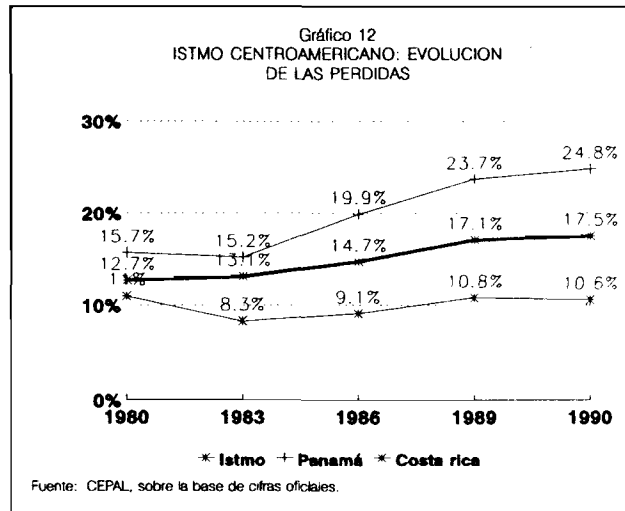
Las razones anteriores, sumadas a que exceptuando a Nicaragua los sistemas eléctricos son predominantemente hidráulicos en su mezcla de recursos de generación, conducen a altos riesgos de desabastecimientos, particularmente ante condiciones hidrológicas bajas. Para este tipo de sistemas eléctricos, el criterio de confiabilidad usado para la planificación debe ser de energía, y no de potencia como ocurre en sistemas predominantemente térmicos; los sistemas con predominancia hidroeléctrica parecen, a primera vista, como si estuvieran sobreequipados, apariencia que desaparece cuando se analizan bajo la óptica de riesgo en el suministro de energía. Este fue el caso en 1991 cuando por la sequía se registraron racionamientos en cuatro países (El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá), por un monto total del orden de 230 GWh. La secuela de esa sequía se dejó sentir en la temporada de estiaje de 1992 (denominada invierno), cuando también hubo racionamientos en El Salvador, Nicaragua y Panamá.

iv) Altas pérdidas de energía. 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

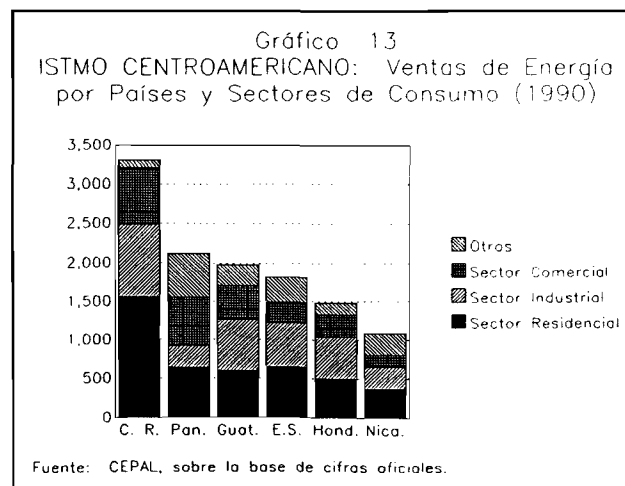
aumentaron a razón de 4.3% y 5.3%, respectivamente. (Véanse los gráficos 10 y 11.) Las discrepancias entre la producción y las ventas se explican por las tasas crecientes de pérdidas técnicas y no técnicas que, con excepción de Costa Rica, se han registrado a lo largo de la década en todos los países. En el gráfico 12 se muestra la evolución promedio que ha tenido el índice de pérdidas en el Istmo y en los países con mayor y menor índice de pérdidas porcentual.

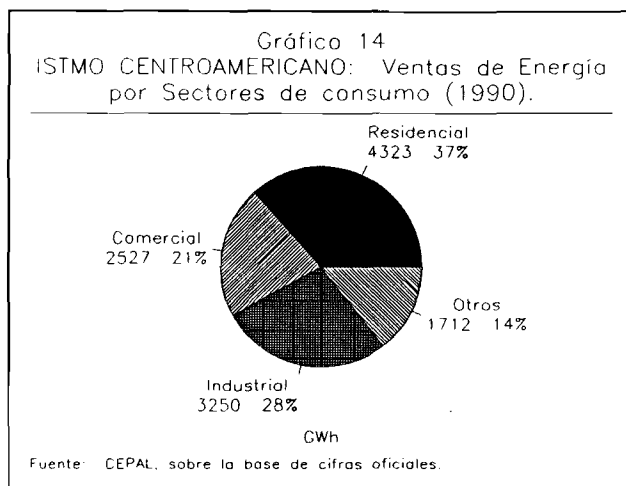






v) Consumo sectorial de electricidad. El sector residencial constituye el mayor consumidor de energía eléctrica en el Istmo (37%). Le siguen los sectores industrial, comercial y diversos con 28%, 21% y 14%, respectivamente (véanse los gráficos 13 y 14). En Costa Rica, por tener un nivel alto de electrificación y un uso intensivo de la electricidad para la cocción de alimentos, el consumo residencial es cercano al 50%, mientras que en Guatemala y Honduras, el sector residencial únicamente contribuye con un 32%. En Panamá, el consumo industrial es de solamente 13%, participando los sectores comercial y residencial, con 30% del consumo cada uno.

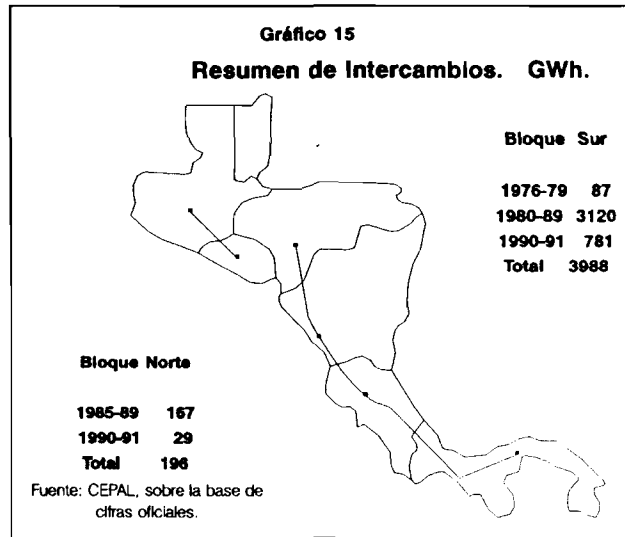




vi) Beneficios de las interconexiones subregionales. El proceso de interconexión regional se inició en 1976 con la línea entre Honduras y Nicaragua, y continuó en 1982 con la interconexión entre Nicaragua y Costa Rica. En 1986, por una parte entró en servicio la línea entre Costa Rica y Panamá y, por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

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

No obstante lo anterior, desde su inicio hasta 1991 las interconexiones subregionales han contabilizado intercambios por 4,184 GWh, de los cuales 196 GWh (5%) corresponden al bloque norte y 3,988 GWh (95%) al bloque sur (véase el gráfico 15). Este volumen de transferencias ha representado la sustitución de aproximadamente 8 millones de barriles de combustibles. Es importante señalar dos situaciones que incidieron fundamentalmente en las transferencias: en 1983 y 1984, Costa Rica exportó 907 GWh (21% de las transferencias totales), correspondientes a excedentes del Complejo Hidroeléctrico Arenal-Corobicí, y en el período 1987-1992 Honduras exportó 1,455 GWh (33% de las transferencias totales) que corresponden a excedentes de la hidroeléctrica Francisco Morazán (antes llamada El Cajón).



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

vii) Combustibles para producir electricidad. La utilización de productos petrolíferos (búnker y diesel) para producir electricidad aumentará de manera considerable, al menos durante los próximos cinco años. Mientras que en el quinquenio pasado (1987-1991) se utilizaron en la región alrededor de 18 millones de barriles de productos petrolíferos, de estudios de planeamiento operativo realizados en la CEPAL, se estima que en el próximo quinquenio (1992-1996) se usarán alrededor de 47 millones de barriles de hidrocarburos para producir energía eléctrica. De la energía eléctrica adicional (13,893 GWh), que por la tasa de crecimiento de la demanda prevista a nivel regional (5.1%) se necesitarían producir en dicho quinquenio, 11,263 GWh (81%) provendrán de derivados del petróleo. Es importante destacar que las simulaciones de la operación se efectuaron suponiendo operación autónoma de cada sistema eléctrico y para hidrología media. Los 47 millones de barriles de hidrocarburos comprenderían 17 millones de barriles de diesel, 1.5 millones de barriles de crudo y 28.6 millones de barriles de búnker.

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

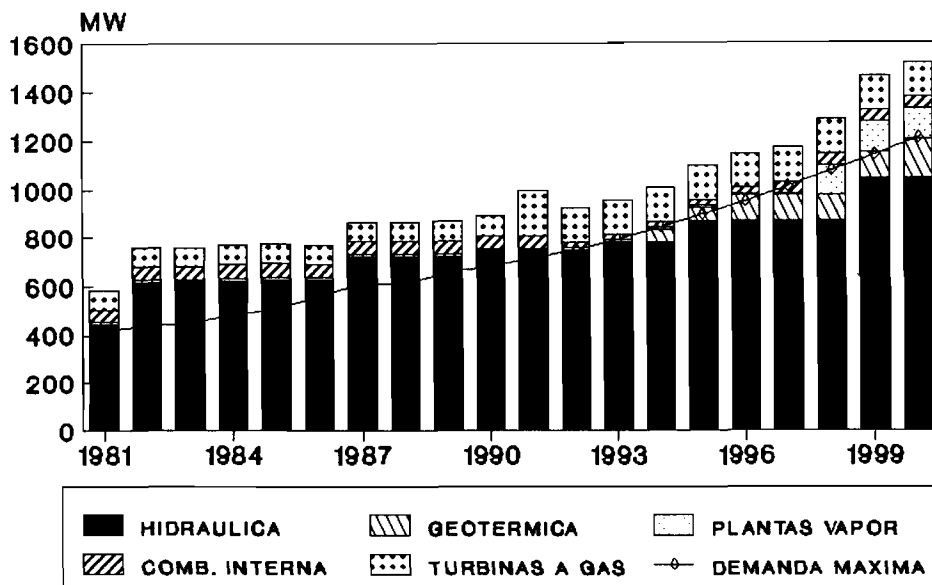
viii) Los problemas actuales del suministro. La prolongada sequía de 1991 puso en evidencia el alto grado de vulnerabilidad de los sistemas del Istmo: el parque termoeléctrico existente, por la falta de mantenimiento y por la antigüedad de la mayoría de las centrales, no constituye una reserva confiable. Esa sequía también ha hecho patente el alto grado de atraso en que se encuentran los programas de inversión y preinversión. Las empresas eléctricas nacionales han tenido que recurrir, en su mayoría, a la adquisición de turbinas de gas, las cuales les permitirán minimizar los efectos de futuras contingencias en los sistemas de generación; sin embargo, este tipo de solución resulta costoso, tanto por la erogación en divisas como por los mayores costos de producción.

b) Las perspectivas del subsector

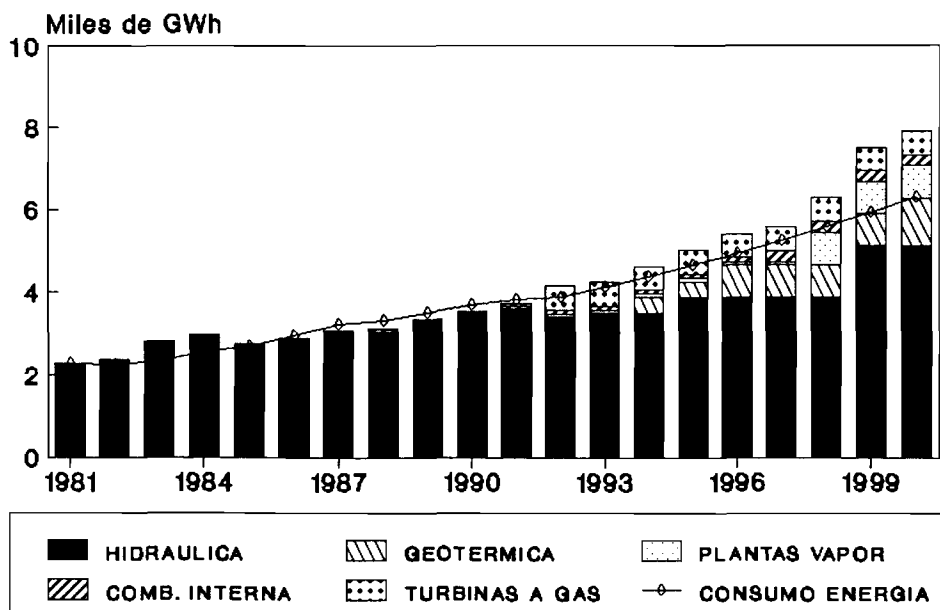
i) Los planes de expansión. De acuerdo con las proyecciones de demanda realizadas por las empresas eléctricas del Istmo, se estima un crecimiento promedio anual de 5.5%, tanto en potencia como en energía, para el período 1992-2000. A continuación se presentan los aspectos más relevantes de los planes de expansión del subsector eléctrico en los seis países del Istmo Centroamericano.

1) Costa Rica. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 5.2% en el período 1981-1985 y a 5.8% anual en el período 1985-1991; la generación neta, a razón de 5.1% y 5.5% anual, respectivamente. (Véanse los gráficos 16 y 17.) En 1982, con la entrada en servicio de la central hidroeléctrica Corobicí (174 MW), se completó el complejo Arenal-Corobicí (330 MW), y Costa Rica tuvo excedentes que exportó

Gráficos 16 Y 17  
**COSTA RICA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



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



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

a Nicaragua y a Honduras. Posteriormente, dichos excedentes fueron absorbidos por el crecimiento de la demanda del país hasta agotarse los sobrantes alrededor de 1985, año en el que empezó a importar energía hidroeléctrica de Honduras.

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

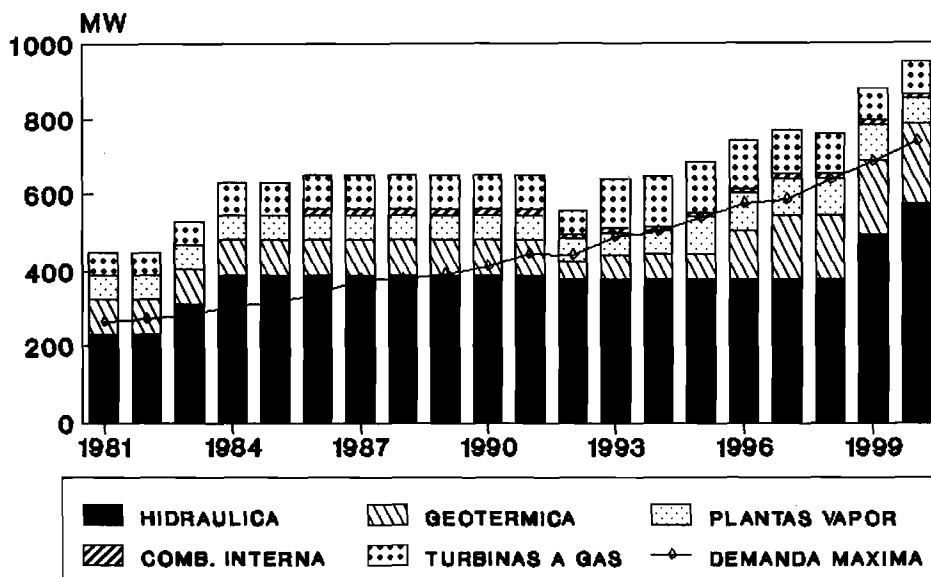
2) El Salvador. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 4.8% en el período 1981-1985 y a 5.8% en el período 1985-1991; la generación neta, a 5% y 4.7% anual, respectivamente. (Véanse los gráficos 18 y 19.) El desabastecimiento de 1991, incluyendo los efectos de la sequía y del sabotaje, lo estima la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) en 161 GWh.

Las proyecciones estimadas por la Gerencia de Planificación de la CEL para el crecimiento de la demanda en el período 1992-2000 son de 6.5% y 7.5% para la demanda máxima y para el consumo, respectivamente. Cabe mencionar que en el balance oferta/demanda, representado en el plan de expansión que preparó el área de planificación de la CEL, se considera que se pondrán en marcha programas para el control y reducción de pérdidas.

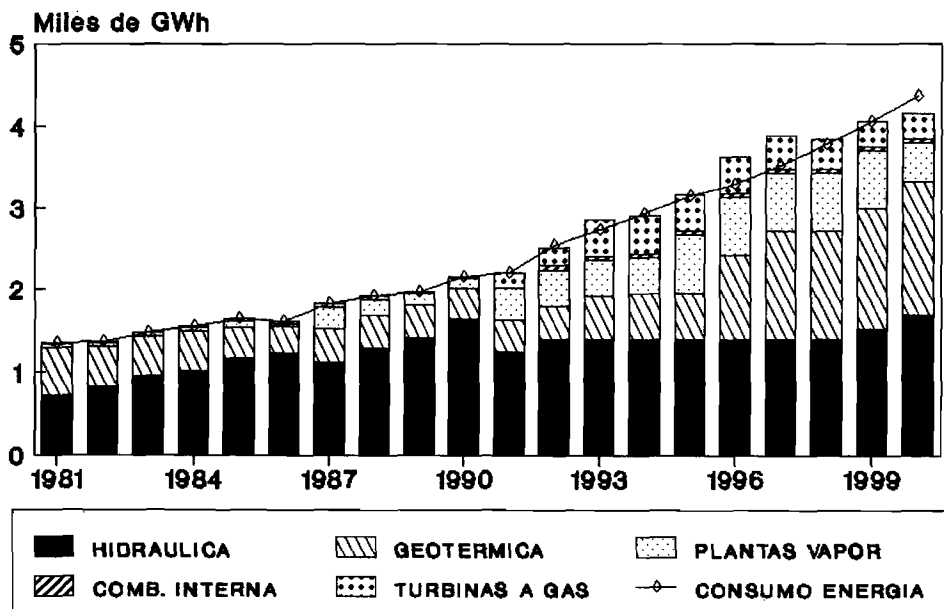
Las adiciones de generación programadas por la CEL incluyen dos turbinas de gas para 1993 (75 MW), que se complementarían con una unidad de vapor (30 MW) en 1996 para integrar una central de ciclo combinado; 133.5 MW de adiciones de centrales geotérmicas; la expansión de la central hidroeléctrica Cinco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

3) Guatemala. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a alrededor de 1.3% en el período 1981-1985 y a 8.6% en el período 1985-1991; la generación neta, a 1.9% y 8.4% anual, respectivamente. (Véanse los gráficos 20 y 21.). El parque térmico se encuentra muy deteriorado y requiere de grandes inversiones para su rehabilitación. Lo

**Gráficos 18 y 19**  
**EL SALVADOR: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS**  
**POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**

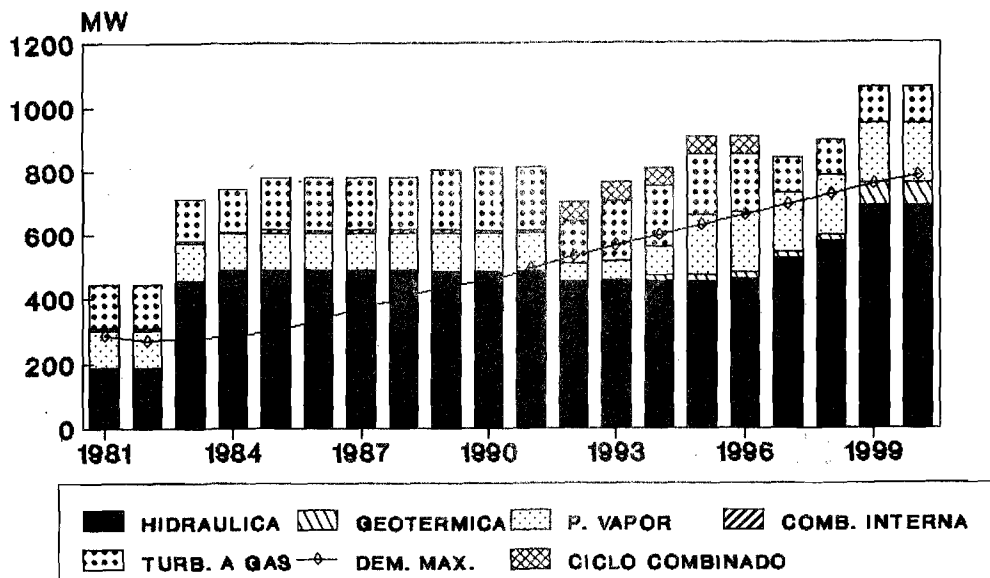


**EL SALVADOR: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS**  
**OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**

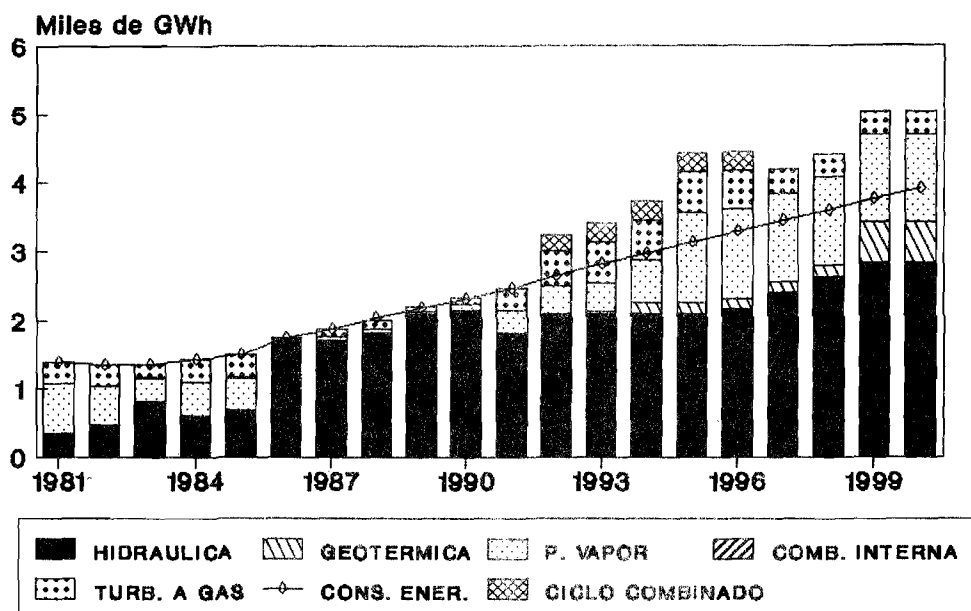


Fuente:CEPAL sobre la base de datos oficiales.

Gráficos 20 y 21  
**GUATEMALA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



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



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.



anterior, sumado a la sequía, fueron la causa del desabastecimiento de energía registrado en 1991, estimado en 43 GWh.

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

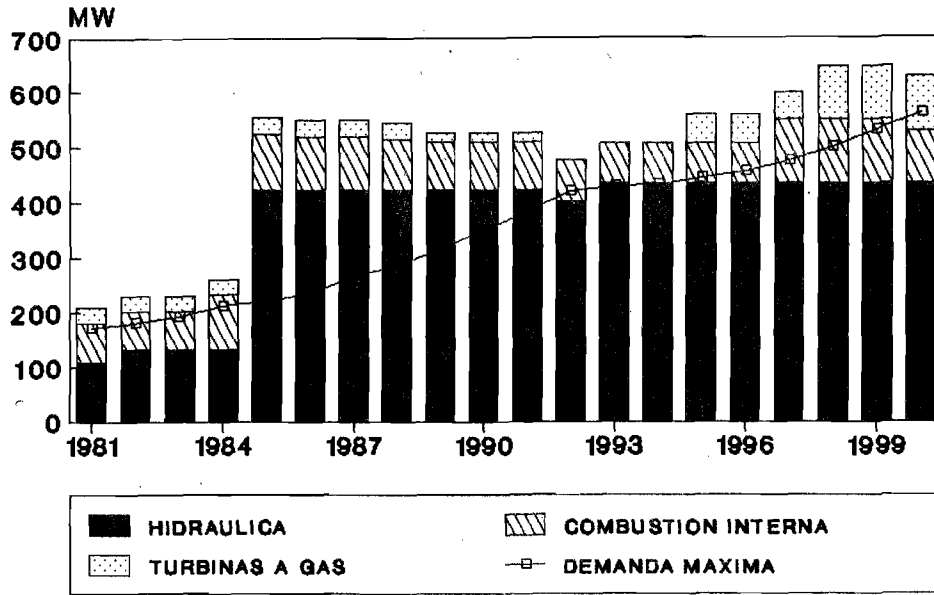
El aumento de generación para el decenio, definido por dicha área de planificación, consiste principalmente en adiciones térmicas (210 MW) y en la introducción gradual de la energía geotérmica al agregarse 5 MW en 1993, 15 en 1994 y 55 en 1999. Asimismo, se contempla la incorporación de tres centrales hidroeléctricas (Santa María II, El Palmar y Serchil) con un total de 232 MW. 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.

4) Honduras. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 6.5% en el período 1981-1985 y a 9.4% anual en el período 1985-1991; la generación neta, a 9.4% y 9.2% anual, respectivamente. (Véanse los gráficos 22 y 23.) Al igual que en la mayoría de los otros países, en Honduras no hubo adiciones de capacidad en la segunda mitad del decenio de los ochenta; en efecto, desde que en 1985 se inauguró la central hidroeléctrica Francisco Morazán (antes llamada El Cajón), la capacidad instalada ha permanecido estática. Con la puesta en servicio de dicha central, Honduras ha tenido excedentes de energía hidroeléctrica hasta 1991. Se prevé que debido a la sequía registrada en este último año, la ENEE no exportará energía durante 1992; incluso, requerirá complementar su oferta con energía de origen térmico.

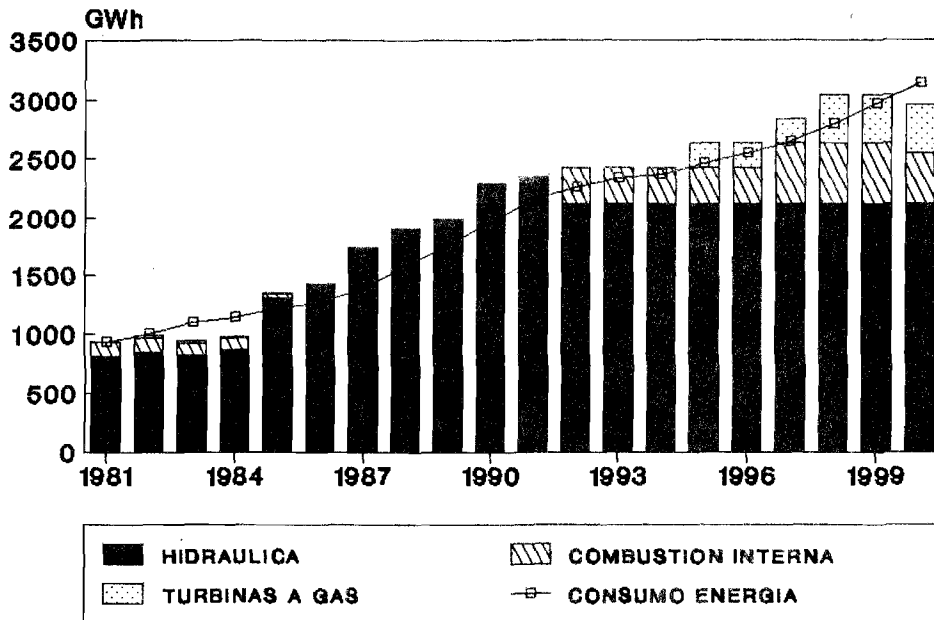
Las proyecciones estimadas por el Departamento de Planificación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para el crecimiento de la demanda máxima y para el consumo en el período 1992-1996 son, respectivamente, de 2% y 3% anual y de 5.2% y 5.5% para el período 1996-2000. (Véanse de nuevo los gráficos 22 y 23.).

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

Gráficos 22 y 23  
**HONDURAS: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



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



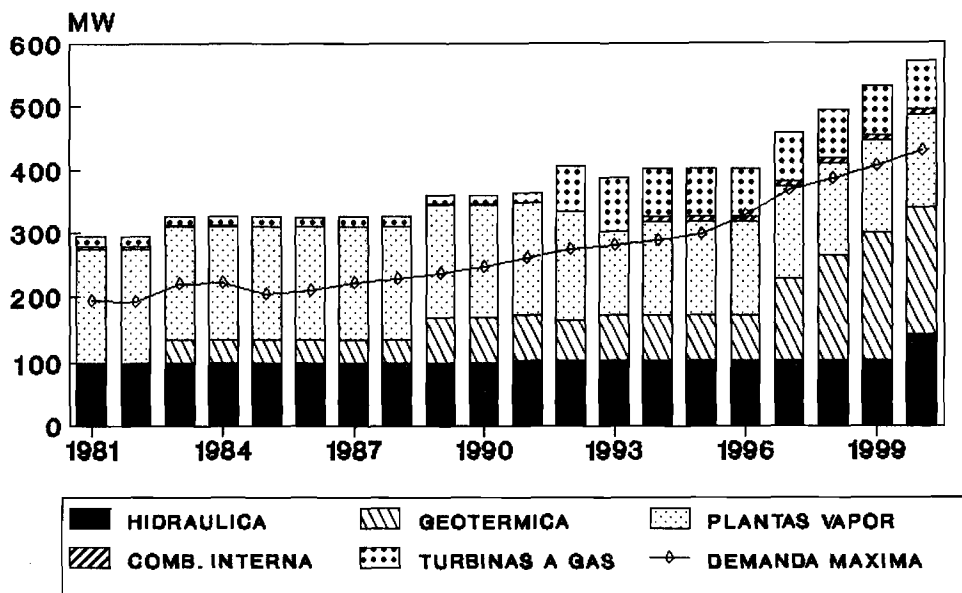
Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

5) Nicaragua. Este país ha sido el de menor crecimiento relativo en la región, principalmente a causa del conflicto bélico que duró más de 10 años, hecho que también se reflejó en las escasas adiciones de nuevas centrales en la década pasada. Entre 1980 y 1991 las únicas adiciones consistieron en la segunda unidad de la geotérmica Patricio Argüello (35 MW en 1983) y la central hidroeléctrica de Wabule-Canoas (3 MW en 1990). La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 1.2% para el período 1981-1985 y a 4.1% para el período 1985-1991; la generación neta decreció a razón de 1% anual en el primer período, y aumentó a 6.7% en el segundo período. (Véanse los gráficos 24 y 25.) En la combinación de la capacidad instalada y de producción de electricidad actuales se observa, con respecto a los demás países, una menor participación de la hidroelectricidad. Debido a esta configuración de la generación, hay una mayor garantía de poder enfrentar la demanda de energía, si bien a costos de producción mayores por el alto componente térmico, aunque con menores presiones de cargas financieras.

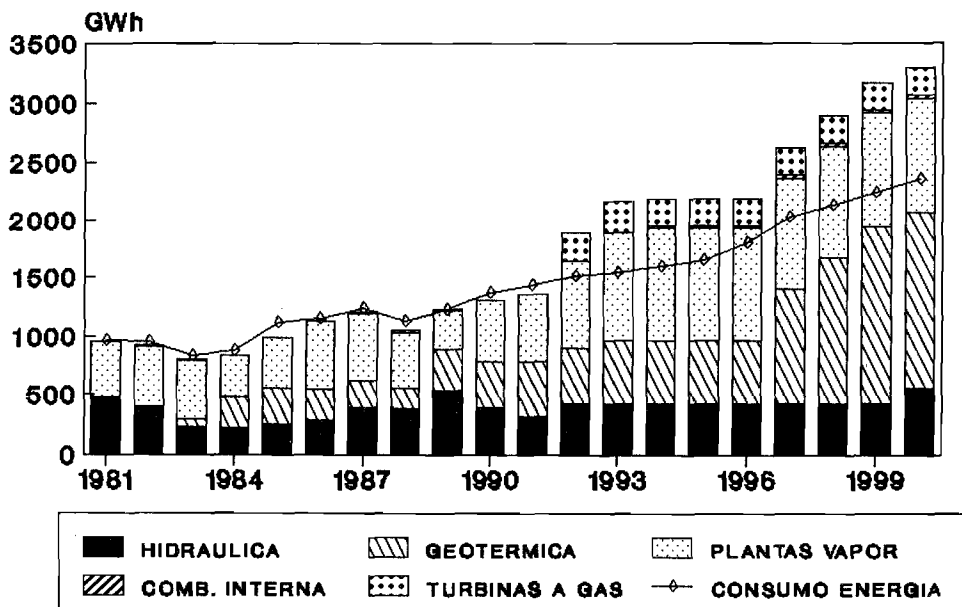
Los planificadores del Instituto Nicaragüense de Energía (INE) estiman que el aumento promedio anual tanto para la demanda máxima como para el consumo de energía durante el período 1992-2000 será de 5.8%. Para enfrentar este crecimiento, el plan de expansión actual consiste en incrementar la geotérmica a partir de 1997, en un total de 128 MW hasta el año 2000, adicionales a los 70 MW actuales. También se prevé la adición de dos turbinas de gas de 30 MW cada una a partir de 1992 y de cogeneración con bagazo de caña por 15 MW a partir de 1993. Para el año 2000 se proyecta la entrada de la central hidroeléctrica Monte Grande con 40 MW. Sobre estas bases, las adiciones de energía significarían 1,483 GWh para el resto de la década, de los cuales un 70% sería de origen geotérmico.

6) Panamá. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a alrededor de 7.3% en el período 1981-1985 y a 2.2% en el período 1985-1991; la generación neta, a 6.6% y 2.6% anual, respectivamente. (Véanse los gráficos 26 y 27.) La capacidad instalada de Panamá alcanza los 884 MW, en tanto que la demanda máxima registrada en 1990 fue de 464 MW y la estimada para 1991 es de 488 MW. Sin embargo, existe un rezago acumulado de mantenimiento y rehabilitación del parque térmico, por lo que

**Gráficos 24 y 25**  
**NICARAGUA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS**  
**POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**

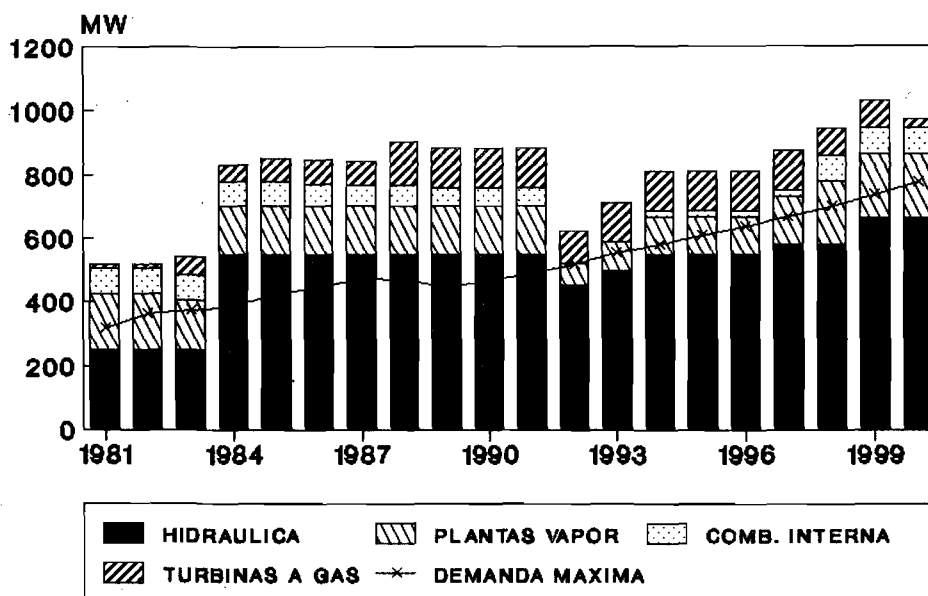


**NICARAGUA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS**  
**OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWH)**

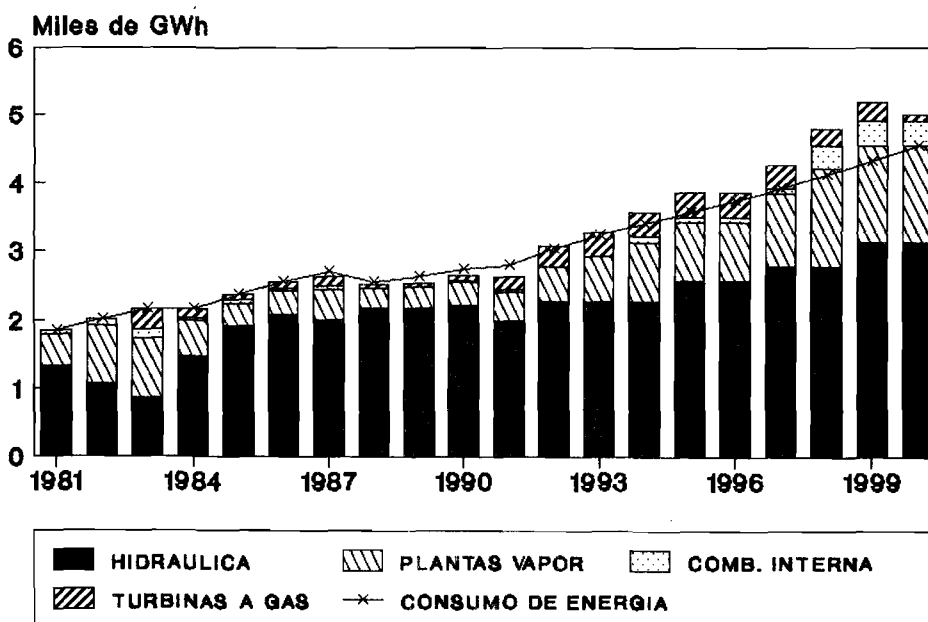


Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

Gráficos 26 y 27  
**PANAMA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS  
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



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



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

la capacidad efectivamente disponible para 1992 sería a lo sumo de unos 627 MW.

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

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

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

(Millones de dólares)

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

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

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

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

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

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

Para hacer frente a inversiones de esa magnitud, las empresas eléctricas del Istmo, con el apoyo de las entidades rectoras del sector energía, están poniendo en marcha programas orientados a mejorar el desempeño y la situación financiera de las empresas eléctricas nacionales; sin embargo, existe una brecha financiera --para poder concretar los planes de expansión-- difícil de superar.

#### 4. Un panorama del sector energético de Belize

Los requerimientos energéticos de Belize se satisfacen en la actualidad con la importación de productos petrolíferos, la generación de energía eléctrica mediante plantas térmicas y el suministro de hasta 5,000 kW en la parte norte del país por la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) de México. El consumo total de electricidad en los sectores residencial, industrial y comercial es del orden de 125 GWh anuales y cubre alrededor del 93% de la población del país. Se tiene previsto poner en servicio (1994-1995) una central hidroeléctrica conocida como Macal-Mollejón de 24 MW; esta central se conectará a la red de distribución a través de una línea de 115 kV y 139 kilómetros de longitud.

El plan sectorial para satisfacer los requerimientos de energía en el corto y largo plazos, así como de ahorro energético, incluye los siguientes rubros:

- a) Reducción de la dependencia sobre la energía importada;
- b) Optimización de la eficiencia en el uso de la energía;
- c) Diversificación de las fuentes energéticas, y
- d) Aceleración de la actividad de exploración petrolera para el desarrollo de recursos nacionales.

Anualmente se importan alrededor de 680,000 barriles equivalentes de petróleo (1,800 bpd). Los costos de la energía eléctrica son elevados ya que dependen fundamentalmente de hidrocarburos importados; ello explica en parte el bajo consumo por habitante en el país. Con el reemplazo gradual de plantas térmicas por centrales hidroeléctricas así como los planes para diversificar las fuentes energéticas, incluyendo la cogeneración, Belize planea fortalecer este sector considerablemente en los próximos años. En dicho plan también se incluye impulsar la exploración petrolera ofreciendo incentivos atractivos a las compañías. Actualmente más de 6 millones de acres de área territorial, tanto terrestre como marina ("offshore"), están bajo concesión de 13 compañías petroleras extranjeras y se estima que se tendrán cuatro pozos para los años 1992 y 1993. Adicionalmente, la cooperación con México en las áreas de ahorro y uso eficiente de energía, así como la cooperación regional con los países centroamericanos, a través del Foro Regional Energético de América Central (FREAC) integrado por los Ministros de Energía, son pasos importantes que ha dado Belize recientemente para confirmar su compromiso, tanto a nivel nacional como regional, de desarrollar el sector energético de este país.

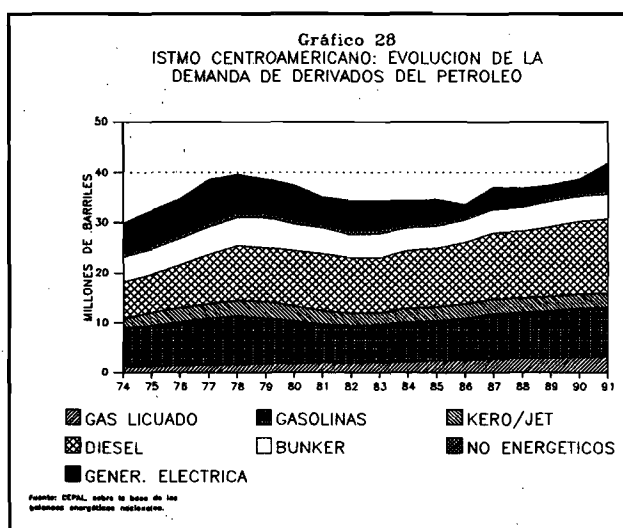
## 5. Evolución, situación actual y perspectivas del subsector hidrocarburos en el Istmo Centroamericano

### a) Evolución y situación actual del subsector

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



En la evolución de la demanda interna de derivados del petróleo, sin incluir los combustibles usados en la generación eléctrica, se pueden distinguir tres etapas: de 1974 a 1979 se incrementó el consumo a una tasa de 6.1% anual; en el período 1979-1982 decreció 3.8% por año; y, a partir de 1982, aumentó 3% anual, con tasas que oscilaron entre un mínimo de 1.3% negativo (Nicaragua) y un máximo de 6% (Costa Rica). La demanda total de derivados de los seis países en 1991 fue de 42 millones de barriles (115,000 bpd). (Véase el gráfico 28.)



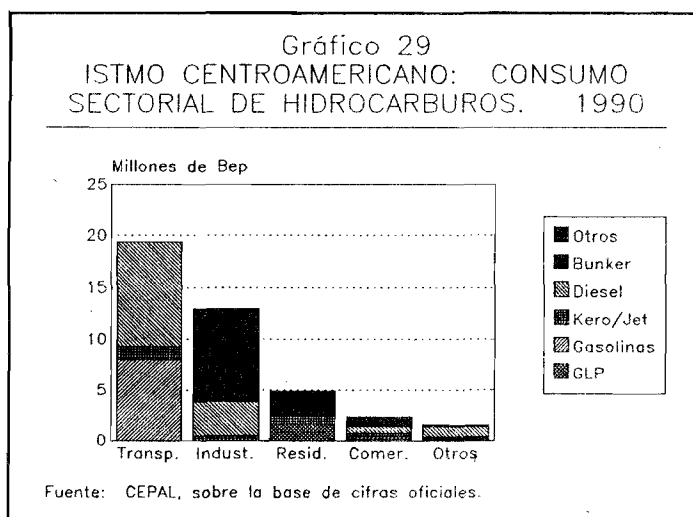
El volumen de combustibles utilizado en la generación de electricidad se mantuvo relativamente constante durante los años setenta; en cambio, en la década de 1980 se observó una tendencia decreciente por la entrada en operación de centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Entre 1982 y 1990, el consumo de combustibles en las plantas termoeléctricas decreció a una tasa del 8.8% anual, habiéndose alcanzado el mínimo histórico de 2.6 millones de barriles en 1989; a partir de ese año se produjo una recuperación en la demanda de estos productos, la que alcanzó un total de 5.7 millones de barriles en 1991 (42% diesel y 58% búnker). El incremento en la demanda de combustibles en el subsector eléctrico durante 1991 fue motivado en parte por la sequía que se presentó en la región, pero de manera muy relevante por el agotamiento de los excedentes hidroeléctricos. También fue efecto de la recuperación económica que se manifiesta en los países de la subregión y que se espera se irá consolidando en los próximos

años, lo que a su vez impondrá presiones crecientes para lograr el balance oferta-demanda en el subsector eléctrico.

La demanda por habitante de derivados en el Istmo se ha reducido paulatinamente, desde 1.3 barriles por persona por año en 1980, hasta 1.2 bbl/persona en 1990. Panamá tiene la demanda por habitante más alta de la región (2.7 bbl) seguida de Costa Rica (2.2 bbl). El consumo en los demás países se sitúa alrededor de 1 barril por persona por año.

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

A nivel sectorial, el mayor consumo de combustibles corresponde al sector transporte con 50% del total; el sector industrial (incluyendo la generación de energía eléctrica) consume el 34% de los refinados, y el sector doméstico y el comercial consumen el 6% cada uno. El resto (4%) es consumido por los sectores agricultura, pesca, minería y construcción, tal como se aprecia en el gráfico 29.

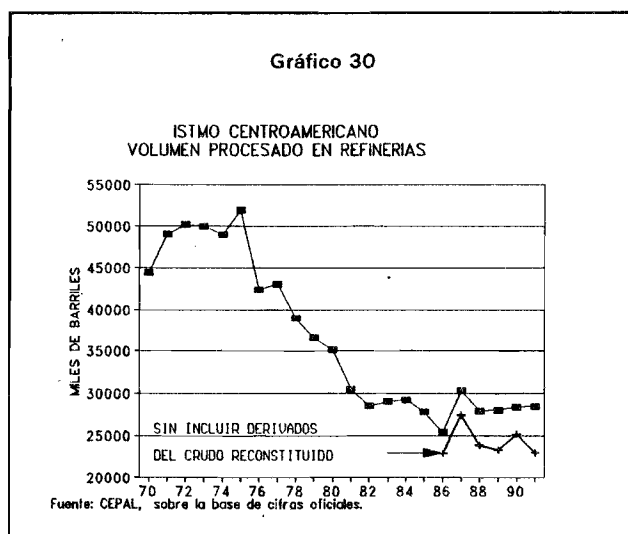


ii) Infraestructura. Las instalaciones petroleras de producción, almacenamiento, transporte y expendio de hidrocarburos son antiguas e ineficientes en la mayoría de los países, sobre todo en el aspecto de refinación. Las refinerías existentes fueron diseñadas para satisfacer estructuras de consumo que prevalecían hace 15 o más años.

La situación de las instalaciones portuarias limita, en algunos casos, el tamaño del barco que puede atracar. Tal es, por ejemplo, el caso de Guatemala: el azolvamiento de la bahía de Amatique, en el Atlántico, cada vez disminuye más el calado permisible. Es manifiesta la escasa capacidad de almacenamiento por lo que el suministro se tiene que realizar con embarques pequeños y frecuentes. La mayor parte del transporte interno de productos refinados se realiza por medio de camiones cisterna. Si se llevara a cabo la construcción de poliductos, cuya factibilidad en algunos casos ya se ha evaluado, mejoraría dicho transporte y se economizarían gastos.

No se han producido variaciones importantes en la capacidad instalada ni en el equipamiento técnico de las refinerías de América Central, en los últimos años. En general, las refinerías son de tipo sencillo, conformadas por unidades de destilación atmosférica, tratamiento de destilados y reformadores catalíticos. Las refinerías de Escuintla (Guatemala), Puerto Cortés (Honduras) y Bahía las Minas (Panamá) son operadas por TEXACO, mientras que las de Acajutla (El Salvador) y Managua (Nicaragua), por ESSO. La única refinería operada por una empresa estatal es la de RECOPE en Costa Rica.

A nivel regional, al examinar el volumen total de petróleo crudo y reconstituido procesado, se aprecia que la participación de las refinerías locales en el abastecimiento de derivados ha estado decreciendo continuamente en los últimos 20 años (véase el gráfico 30). Esta evolución obedece, en Panamá, a la reducción de sus exportaciones, y en los otros países ha permanecido en estrecha relación con los requerimientos de búnker.

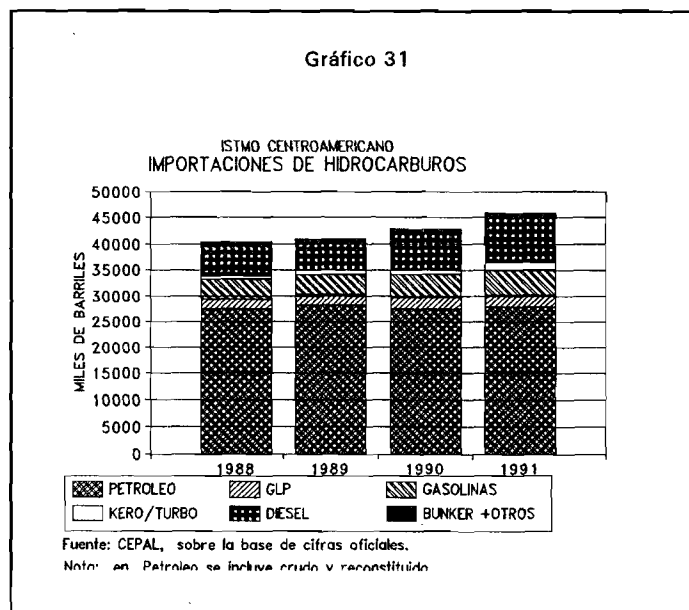


En los últimos años las capacidades de almacenamiento casi no aumentaron en relación con la demanda. En 1990 la región sólo contaba con almacenamiento para un consumo de 43 días de petróleo crudo, 70 días de gasolina y 56 días de diesel. Como casos extremos destacan la capacidad de 27 días de consumo de gas licuado, frente a los 98 días de búnker. El almacenamiento en El Salvador cubría apenas un consumo de 44 días de gasolina, 30 días de diesel y 30 días de crudo. En Honduras la capacidad es limitada, pese a que es el único país donde recientemente se incrementó la capacidad de almacenamiento de derivados. La capacidad de los otros países es algo mejor con respecto a los derivados, pero insuficiente para el crudo.

El poder de negociación de los responsables de las importaciones en el mercado internacional depende de la disponibilidad de almacenamiento suficiente y en sitios estratégicos. Este poder es reducido en la subregión. Si sólo se realizan importaciones para cubrir la demanda inmediata de cada país, las posibilidades de acelerar o demorar la adquisición se limitan y se pierde flexibilidad para aprovechar las ventajas económicas de un mercado que presenta oportunidades a corto plazo. Los seis países compran derivados en embarques pequeños, muchas veces de las mismas fuentes, y no disponen de la flexibilidad necesaria para aprovechar las oportunidades que ofrece el "mercado de compradores". La escasa capacidad de almacenamiento conlleva mucho riesgo de interrupciones del abastecimiento, con las consiguientes repercusiones económicas y

políticas; el costo de fletes y seguros aumenta al reducirse los volúmenes de las importaciones e incrementar la frecuencia de los embarques. Esto repercute de manera directa en los costos de compra del petróleo y sus derivados.

iii) Importaciones de combustibles. Durante 1991 las importaciones de hidrocarburos ascendieron a 46 millones de barriles (126,000 barriles por día). De este volumen, 40% correspondió a productos limpios, 25% a crudos reconstituidos, y 35% a crudos naturales. Continúa la tendencia a reducir la importación de crudos naturales, sobre todo de las calidades pesadas, en tanto que aumentan las compras de productos limpios y de crudos livianos y mezclados con derivados en forma de petróleo reconstituido. (Véase el gráfico 31.)



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

El impacto de las importaciones de hidrocarburos se muestra al comparar su monto con el valor de las exportaciones totales. En el quinquenio 1981-1985 representaron, en los seis países, 16% del valor total de las exportaciones, mientras que durante 1991 la proporción fue de 10%. Con respecto a la evolución de la factura petrolera, en 1986 en el Istmo

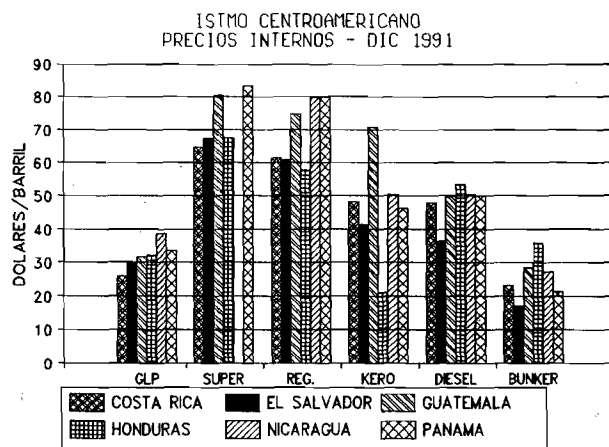
Centroamericano se importaron 34 millones de barriles de productos refinados y petróleo crudo y reconstituido, con un costo cif de 713 millones de dólares; esta cifra equivale a un precio promedio de 21 dólares por barril. En 1991 la importación ascendió a 46 millones de barriles, es decir, el volumen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

iv) Los precios de importación y los precios internos. Algunos países del área no tienen control sobre las compras de crudos y derivados; tampoco existe un sistema de comunicaciones entre los órganos de supervisión de importaciones. Debido a esta circunstancia, se están efectuando compras a distintos precios fob, en iguales períodos.

Las diferencias en los costos de importación entre los países, comparados con los promedios internacionales, demuestran la importancia del poder de negociación de los compradores y su flexibilidad para abastecerse en el momento más oportuno, al no tener limitaciones por falta de capacidad de almacenamiento, escasez de divisas o demora por trámites administrativos, razones principales de que se paguen precios menos competitivos.

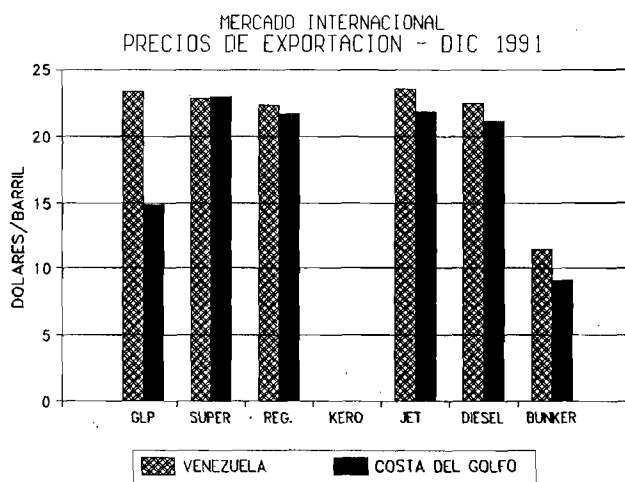
No existe un sistema uniforme en la región para la fijación de los precios internos de cada uno de los combustibles. Las distintas metodologías y criterios aplicados hacen que se generen diferencias entre los precios que, en términos generales, debieran ser muy parecidos. (Véanse los gráficos 32-A y 32-B.) En algunos casos persiste el subsidio para el diesel y el GLP, lo cual provoca problemas de mal uso de los combustibles y una desviación de los subsidios. En el caso del GLP, que está subsidiado para los hogares de escasos recursos, se ha generalizado el mal uso, empleándolo en sectores como el industrial o transporte. De igual forma ocurre con el diesel, que aunque se han hecho esfuerzos para llevarlo a su verdadero valor económico, persisten aún interferencias en su precio lo que provoca distorsión en el sistema económico. Al mismo tiempo, esto impide apreciar la eficiencia de las actividades de comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.

Gráfico 32-A



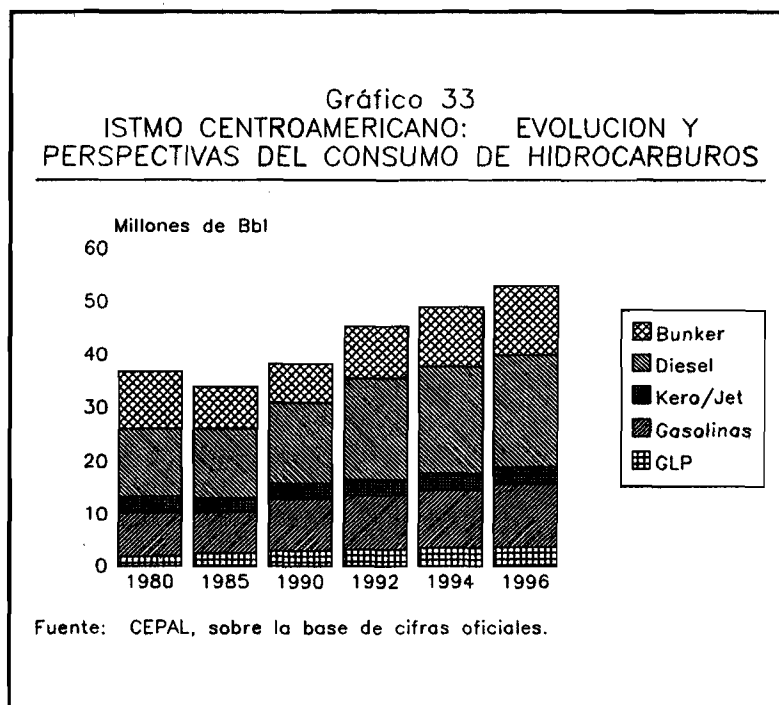
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 32-B



b) Perspectivas del subsector hidrocarburos

El predominio de los hidrocarburos como principal fuente de energía comercial en el Istmo continuará durante un lapso apreciable, ya que las posibilidades de cambio estructural en el balance energético son limitadas. Estimaciones del consumo para los próximos cinco años indican que para 1996 se estarán consumiendo en el Istmo aproximadamente 53 millones de barriles, es decir, 26% más que en 1991. (Véase el gráfico 33.) La estructura de la demanda cambió poco durante los últimos años. El diesel continuó siendo el producto de mayor consumo y su empleo se siguió expandiendo hasta representar el 39% en 1990. La demanda de gasolina, segundo producto en importancia (25%), también continuó en ascenso. Durante los dos últimos años el búnker representó el 19% del consumo de hidrocarburos en la región. En Nicaragua este rubro rebasó el 35% como consecuencia de la generación termoeléctrica; en Honduras pasó de 10% a 17% entre 1986 y 1990 a causa de la demanda industrial. La utilización y suministro eficiente de los hidrocarburos debe ser una de las metas a alcanzar en el sector energético centroamericano.





Aun cuando no se pueda desplazar totalmente al petróleo como principal fuente de energía comercial, el hecho de reducir su participación en el consumo de energía comercial (por ejemplo de un 65% actual a un 55% al final de la presente década) implica un esfuerzo continuo de gran magnitud para los países de la región.

Para lograr estas perspectivas es necesario optimizar la gestión del subsector petrolero, incluyendo los sistemas de transporte, distribución y comercialización. En general, en los países de América Central se está analizando la conveniencia de seguir utilizando las refinerías existentes frente a importar productos limpios. Esta gestión óptima puede significar, en el corto plazo, una disminución apreciable de los costos del abastecimiento petrolero. En el mediano y largo plazo, los programas de ahorro y uso eficiente de energía serán fundamentales para reducir la participación de los hidrocarburos en el balance energético regional.

#### 6. Algunas áreas prioritarias de acción para los programas de eficiencia energética

El análisis y descripción de las principales características del sector energía y los subsectores hidrocarburos y electricidad del Istmo Centroamericano permite reflexionar sobre las áreas prioritarias para la aplicación de los programas de ahorro y uso eficiente de la energía. Bajo esta óptica se presentan, a continuación, áreas prioritarias seleccionadas para la aplicación de los programas en mención.

##### a) Subsector eléctrico

i) Rehabilitación de las centrales térmicas y mantenimiento adecuado de los sistemas de transmisión y distribución para satisfacer, en mejor forma, los requerimientos de los sistemas y reducir los programas de inversión.

ii) Programas de medición e implantación de medidas (técnicas y legales) para reducir los altos índices de pérdidas existentes en la mayor parte de las empresas eléctricas.

iii) La operación coordinada y conjunta de los sistemas eléctricos regionales permitirá reducir el monto de la factura petrolera del Istmo, así como estrechar la interacción entre los expertos de hidrocarburos y de electricidad.

iv) Los proyectos de cogeneración, iniciados ya por varios países, además de reducir los gastos de operación de los sistemas y los planes de inversión, representan un atractivo para el sector privado.

v) Los estudios de cargas para identificar los usos de la energía eléctrica permitirían la adaptación y cambio de tecnologías (alumbrado, electrodomésticos, etc.) para el mediano y largo plazo.

vi) Auditorías energéticas en la industria y programas educativos sobre el uso eficiente de la energía a la población. Estos programas se deberían realizar, en estrecha colaboración, por los organismos responsables de los subsectores hidrocarburos y eléctrico de cada país.

vii) Programas de administración de la demanda, corrección del factor de potencia en la industria y tarifas orientadas al ahorro.

viii) El aprovechamiento de recursos binacionales y proyectos regionales de generación representaría grandes ahorros en los planes de inversión de la región. Este tipo de planificación coordinada profundizaría la integración del subsector eléctrico en la región centroamericana y Belize.

ix) Se recomienda continuar y/o poner en marcha programas de capacitación del personal en los distintos niveles y áreas, particularmente en temas relativos al ahorro y uso eficiente de energía.

b) Subsector hidrocarburos

i) Los sectores transporte e industria consumen el 50% y 34% de los hidrocarburos en el Istmo. Los programas de ahorro y uso eficiente de energía deben orientarse prioritariamente a esas áreas.

ii) Continuar con los programas de capacitación del personal, y reforzarlos en los diferentes niveles y áreas, de manera de poder garantizar recursos humanos calificados en las diferentes actividades del subsector.

iii) Una mayor cooperación intrarregional en el abastecimiento petrolero redundaría en disminución de la factura petrolera. Los organismos responsables de coordinar/supervisar el suministro petrolero en América Central han identificado diversas acciones susceptibles de abordar de manera conjunta; entre otras conviene mencionar la posibilidad de realizar, de manera conjunta, la adquisición y transporte de petróleo crudo, reconstituido y productos refinados, y el establecimiento de

compañías distribuidoras con capital mixto, impulsando la participación privada nacional.

iv) Continuar las evaluaciones estratégicas y técnico-económicas para definir si se siguen usando las refinerías existentes o se importan productos limpios.

v) El establecimiento de un mercado libre en el subsector hidrocarburos permitiría reducir los costos del abastecimiento de productos petroleros, manteniendo un grado aceptable de seguridad en el suministro.

