

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.335
20 de diciembre de 1991

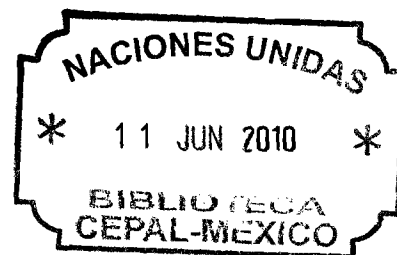
ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe



**AMERICA CENTRAL: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS DEL
SUBSECTOR ELECTRICO. PROPUESTAS PARA
AUMENTAR SU INTEGRACION**



ISTMO CENTROAMERICANO: SINTESIS DE LA

CAPITULO I: EVOLUCION Y SITUACION ACTUAL DEL DEL SUBSECTOR ELECTRICO EN EL PERIODO 1980-1991

RESUMEN

En 1990 se acentuaron las tendencias observadas durante los últimos años en el sector eléctrico del Istmo Centroamericano. La capacidad instalada casi no ha crecido a partir del segundo quinquenio. ~~La evolución que se ha acentuado en 1990 donde solo creció 0.5% para llegar a 4115 MW, y donde solo Costa Rica fue el único país que aumentó ligeramente su capacidad hidroeléctrica en el sistema interconectado.~~ Comportamiento debido a la difícil situación financiera por la que atraviesan las empresas eléctricas de los países. *En 1991 también Costa Rica fue el único país que puso en servicio 108 MW de turbinas de gas (3x36 MW) lo que representó un incremento del 1% de la capacidad instalada. Este*

Durante 1980-1990 Honduras tuvo el mejor aumento porcentual promedio de la capacidad instalada con 9.7% y Nicaragua el menor con 2.1% ~~sin embargo, Costa Rica y Panamá tienen la mayor capacidad con casi 900 MW.~~

La capacidad instalada contrasta con el desarrollo de la oferta de generación, la cual tuvo un crecimiento más dinámico en el segundo quinquenio, y que se acentuó más en 1990 con una tasa de crecimiento en el año de casi 7%.

Esto es un reflejo del debilitamiento de las situaciones difíciles: económicas, bélicas o ambas por las que han atravesado los países a lo largo del decenio.

Durante 1980-1990 Honduras fue el país con el crecimiento promedio más alto alcanzando un 10.3% y Nicaragua el más bajo con poco más de 3%. En 1990 ambos países se situaron en los mismos extremos pero con valores más pronunciados. Costa Rica tuvo la mayor generación en todos los años seguido por Panamá.

Costa Rica, Honduras y Guatemala generaron energía casi exclusivamente con plantas hidro durante 1990. *← +1P91*

Las ventas han crecido en forma sostenida con tendencia a incrementarse, creciendo en un 6.7% durante 1990, porcentaje superior al promedio del período (4.8%), pero menor al crecimiento de la generación. Comportamiento debido al esfuerzo de las empresas eléctricas por promover la electrificación rural y a las tarifas subsidiadas en el bloque de residencial de la mayoría de los países.

La mayor tasa de crecimiento promedio anual ~~para un país fue la de Honduras con 7% y la menor perteneció a Nicaragua.~~ El mayor mercado ~~es~~ el de Costa Rica con más de 3300 GWh, y el menor ~~es~~ el de Nicaragua con 1087 GWh. *correspondió a En 1990.*

La demanda máxima presenta un crecimiento bastante uniforme, en 1990 creció 5.1%, el mismo promedio porcentual de incremento de la década. Por países, Honduras tuvo la tasa de incremento promedio anual más alta del período, con 8.4%, y Nicaragua la más baja, con 3.8%. La mayor demanda máxima pertenece a Costa Rica con 682 MW y la menor a Nicaragua con 253 MW. *+1P91, no registraron*

Las pérdidas en el Istmo ~~han tenido~~ un ritmo ascendente en toda la década, siendo del orden del 17.5% de la energía disponible

en 1990. Comportamiento debido al mayor crecimiento de la generación comparado con las ventas.

El país con las mayores pérdidas ^{en} fue Panamá, con un porcentaje que representa la cuarta parte de su energía disponible. Costa Rica en el otro extremo, con pérdidas que no rebasan el 11% de su energía disponible es el único país que ha tenido un comportamiento favorable durante la década.

El factor de carga del Istmo mejoró en 1989 y 1990 luego de que durante los años anteriores mostró un comportamiento oscilatorio descendente. El país con el mejor factor de carga en todo el decenio fue Panamá.

Los intercambios de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano se han modificado en función de como se han ido concretando las interconexiones entre los países.

En el bloque norte, formado por Guatemala y El Salvador, interconectados desde 1986, ~~se han mantenido~~ los intercambios de energía ~~moderados~~, teniendo El Salvador el papel de importador en los tres primeros años. *que se conformó con la puesta en servicio de la*

El bloque sur, integrado por Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, ~~formado por~~ interconexiones binacionales en diferentes años, ha tenido los intercambios de energía más importantes, en dos diferentes etapas, la primera teniendo a Costa Rica como gran exportador y la segunda siendo Honduras el exportador mayoritario. En 1990 se tuvieron intercambios de energía del orden de los 400 GWh aproximadamente *en 1991 de 400 GWh ↑.*

El índice de electrificación se ha incrementado en casi todos los países ha pesar de las crisis por las que han atravesado. Sin embargo este aun se encuentra en valores muy bajos, a excepción de Costa Rica que supera el 90% ^(en 1989). Los países con el menor grado de electrificación son Honduras con 36% y Guatemala con 33%.

El uso de hidrocarburos para generar electricidad ^{descendió} ha descendido a lo largo de la década y principalmente en los últimos 5 años aun cuando en 1990 aumento en 0.3 millones de barriles con respecto a 1989 donde se tuvo el mínimo valor histórico de la década con 2.6 millones de barriles. En los países se tuvieron comportamientos disímiles; con Guatemala, Nicaragua y Panamá utilizando la mayor cantidad de derivados para la generación de electricidad; Honduras, en cambio, casi no ha hecho uso de hidrocarburos desde 1986. *Esta tendencia se reversionó en 1991, en*

parte debido a la sequía que afectó a la región y en parte muy importante por la falta de adición de capacidad que se contó anteriormente.

han ido pasando

CAPACIDAD INSTALADA

La evolución de la capacidad instalada en el Istmo mostró un crecimiento mínimo durante 1990, acentuando con ello, la tendencia que desde hace 5 años afecta a la región.)

La capacidad creció solo un 0.5% durante 1990 alcanzando los 4115 MW. En ese lapso Costa Rica fue el único país que modificó su capacidad instalada en un 2.2% producto del aumento de capacidad en la planta hidroeléctrica Birris y la entrada de la planta hidroeléctrica Echandi, en los demás países la capacidad instalada no se modificó en sus sistemas interconectados.

El incremento de la capacidad instalada fue de 5.4% anual durante el período 1980-1990. Haciendo un análisis evolutivo de la capacidad durante dicho lapso, se tiene un crecimiento dinámico de 1503 MW a una tasa de crecimiento de 10.1% promedio durante la primera mitad (1980-1985), incremento producido por la entrada en operación de las grandes centrales hidroeléctricas, las cuales habían sido financiadas durante el decenio anterior.

En la segunda mitad del período el crecimiento se redujo en forma severa, solo 191 MW a una tasa de crecimiento del 1% anual, disminución causada por la aguda crisis financiera de las empresas eléctricas que las obligó a diferir inversiones. Ver gráfico 1.

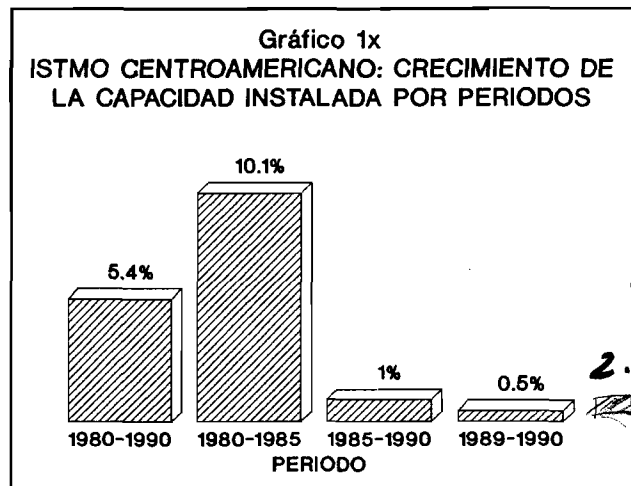
Como consecuencia se reducen drásticamente los márgenes de reserva de potencia y energía en todos los países.

La estructura de la capacidad instalada en el Istmo se ha modificado de forma sustancial durante el último decenio.

En 1980 las plantas hidroeléctricas sumaban la mitad de la capacidad instalada, la geotérmica solo un 4% (95 MW de la planta Ahuachapán en El Salvador) y las térmicas un 45%.

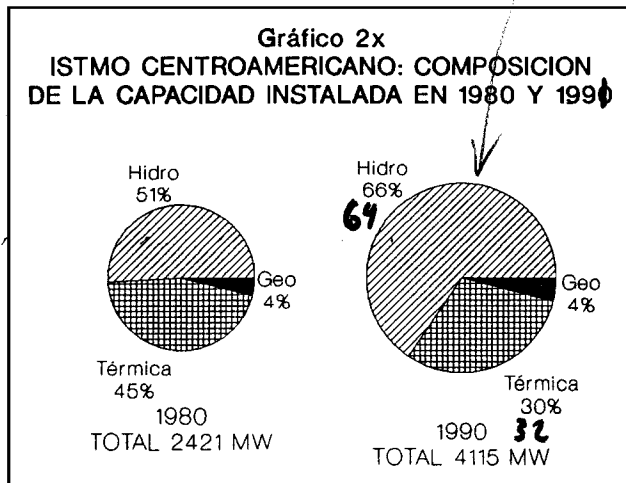
De 1985 a la fecha la estructura ha mantenido sus proporciones; las hidroeléctricas participaron con las dos terceras partes de la capacidad total, producto principalmente de la entrada de las plantas Chixoy (1983) y Aguacapa (1982) en Guatemala; 15 de Septiembre (1983 y 1984) en El Salvador; El Cajón (1985) en Honduras; Corobicí (1982) en Costa Rica y Fortuna (1984) en Panamá; las plantas Ahuachapán en El Salvador y Momotombo en Nicaragua han mantenido la proporción de la geotermia en 4% y las plantas térmicas han reducido su participación en poco menos de la tercera parte. Ver gráfico 2.

Es interesante resaltar que durante el primer quinquenio la capacidad hidroeléctrica se incrementó en 1344 MW que corresponden



2.0% +
90-91

reemplazar este parrafo con el 71



a casi el 90% de los 1503 MW instalados en dicho lapso.

Costa Rica y Panamá tienen la mayor capacidad instalada, cercanos a los 900 MW cada uno, si bien, Panamá ~~ha crecido~~ con mayor dinamismo durante el primer quinquenio producto de la entrada de 300 MW de la planta Fortuna, una de las más grandes del Istmo. Guatemala, con poco más de 800 MW tiene la tercera mayor capacidad instalada del Istmo producto del segundo mejor crecimiento con 8.2% anual para todo el período.

El Salvador tuvo el segundo menor crecimiento promedio con solo 3.8% para tener un total de 650 MW en 1990, valor en el que se ha estancado desde 1986. Nicaragua y Honduras, los países con la menor capacidad instalada del Istmo, contrastan en cambio en su crecimiento, ya que Honduras con 9.7% fue el más alto de los seis países y Nicaragua el menor con 2.1%; es conveniente hacer notar que Nicaragua ha tenido un crecimiento ~~sostenido~~, ~~en cambio~~ Honduras solo creció durante el primer quinquenio y tuvo una leve contracción durante el segundo.

La estructura por tipo de plantas es bastante similar en todos los países, los cuales son mayoritariamente hidroeléctricos a excepción de Nicaragua. Costa Rica tiene el 84% de su capacidad repartida en las plantas hidro y el resto en plantas térmicas; con una estructura similar pero con 81% de plantas hidroeléctricas se encuentra Honduras. Guatemala, El Salvador y Panamá han llegado a tener las tres quintas partes de hidroeléctricas, el resto de la capacidad esta formada por plantas térmicas en Guatemala y Panamá y en El Salvador el 15% lo cubre la planta geotérmica de Ahuachapán y el restante 25% de térmicas. Nicaragua tiene una estructura bastante diferente de los demás países con solo un 28% de su capacidad repartido en plantas hidroeléctricas, 19% cubierta con la central geotérmica Momotombo y el restante 53% de plantas térmicas, la mayoría de vapor. Ver cuadros I-1 a I-7.

GENERACION

producción de energía eléctrica en el
La ~~generación~~ del Istmo Centroamericano tuvo un crecimiento sostenido y ascendente. *1990*

La generación bruta superó los 14350 GWh creciendo a un 6.9% durante ~~el último año~~, incremento superior al promedio del período 1980-1990 y manteniendo un predominio de generación hidroeléctrica.

La generación presentó un comportamiento contrario a la capacidad instalada, durante el primer quinquenio creció a un promedio de 4.4%, para el segundo quinquenio dicho crecimiento fue del orden del 6%. Ver gráfico 3.

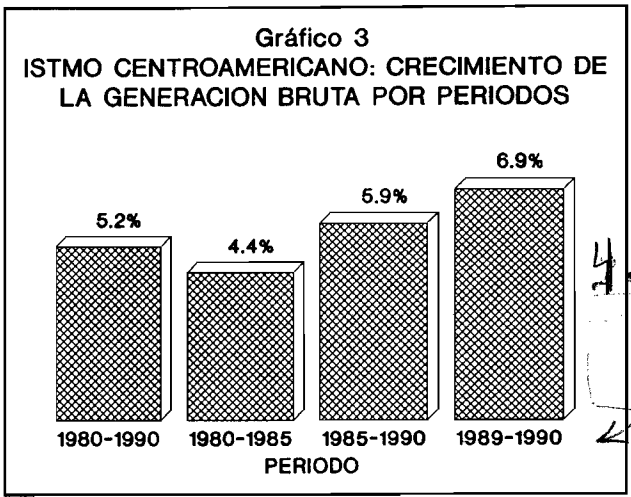
Dicho comportamiento se acentuó durante el último año con un

Insertar 1 & 2 Ps sobre 91

crecimiento de solo 0.5% de incremento de la capacidad instalada contra un incremento aproximado al 7% de la generación, esto último es también un indicador de como los países han empezado a recuperarse de las diferentes crisis bélicas, económicas o ambas que los han afectado durante el decenio.

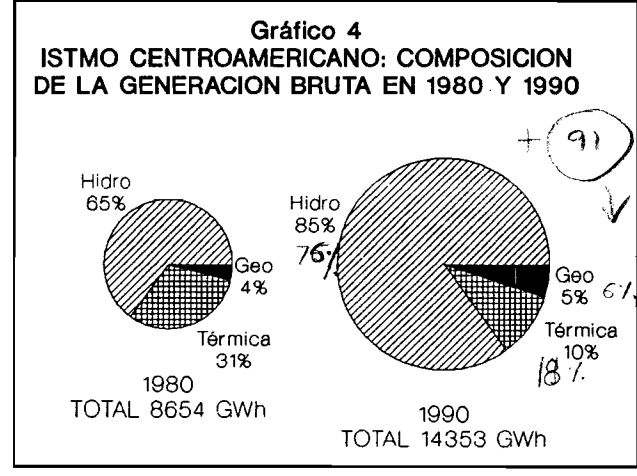
Los países han mostrado su preferencia por la generación con recursos autóctonos.

La producción hidroeléctrica ha incrementado su participación a lo largo del período en 6500 GWh a un ritmo promedio de 8% anual siendo más dinámico su crecimiento durante el segundo quinquenio para llegar a más de 12100 GWh que equivalen a un 85% de la generación bruta total durante 1990.



4.8%
+
90-91
chegar con 91

La generación geotérmica, disponible solo en El Salvador y Nicaragua, ha participado en un rango del 5 al 7% del total de la generación a lo largo del período con un crecimiento de 7.7% anual, si bien dicho crecimiento fue menor durante el segundo quinquenio. Las plantas de vapor han visto reducida su participación en forma gradual con una reducción de casi 8% anual durante el primer quinquenio y de 2.9% durante el segundo período.



La variación promedio anual de la generación a base de plantas de combustión interna y turbinas de gas fue nula durante la primera mitad del período y disminuyó más del 15% en la segunda, resultado final de los altibajos que se dieron a lo largo de la década. Ver gráfico 4.

Los incrementos anuales promedio de generación en los países presentaron tendencias disímiles en los dos quinquenios.)

(Honduras y Costa Rica tuvieron los crecimientos más uniformes en los dos quinquenios y también los más altos en promedio de la década con 10.3% y 5.3% respectivamente. Guatemala y Nicaragua presentaron los menores incrementos porcentuales durante el primer quinquenio pero se recuperaron en forma dinámica en los siguientes 5 años. El Salvador presentó una tendencia similar a los dos países anteriores, aunque con diferencias porcentuales menos notorias. Panamá en el otro extremo, tuvo un incremento de generación del 6% en el primer

lustró, pero se ^{abatido} ~~derrumbó~~ durante el segundo, alcanzando casi 2% producto de la crisis que ~~afectó al pueblo panameño~~ ^{afectó al pueblo panameño} al final de la década. 1990 ^{Lafronto Panamá}

En el ~~último~~ año, el crecimiento porcentual de cada uno de los países fue superior al crecimiento promedio anual de la década a excepción de Nicaragua y Panamá quienes además experimentaron los menores aumentos porcentuales con 2.4% y 3.2% respectivamente, si bien Panamá tuvo un crecimiento mayor que el de los dos últimos años, lo cual refleja la etapa de recuperación en que se encuentra. Honduras y El Salvador experimentaron los mayores crecimientos del año y superiores en más de 4% a su promedio de la década. Durante 1990 Costa Rica, Guatemala y Honduras cubrieron su demanda de energía en más del 90% con energía hidroeléctrica.)

Costa Rica tuvo la mayor generación de los países con más de 3500 GWh, 99% de origen hidroeléctrico; le sigue Panamá con 2650 GWh, 83% de generación hidroeléctrica y el resto de térmica; Guatemala y Honduras con 2336 GWh y 2297 GWh respectivamente, tuvieron una estructura de generación similar a Costa Rica: 99% de la generación en Honduras y 92% en Guatemala correspondió a energía hidroeléctrica y el resto de térmica; en El Salvador con 2217 GWh la generación hidroeléctrica solo participó con el 74%, la geotérmica el 17% y el resto lo cubrieron las plantas térmicas. Nicaragua con la menor generación del Istmo, poco más de 1300 GWh, tiene la menor participación de recursos autóctonos con 31% de hidro y 30% de geotérmica, el restante 39% fue producido casi enteramente por las plantas de vapor. Ver Gráfico 5.

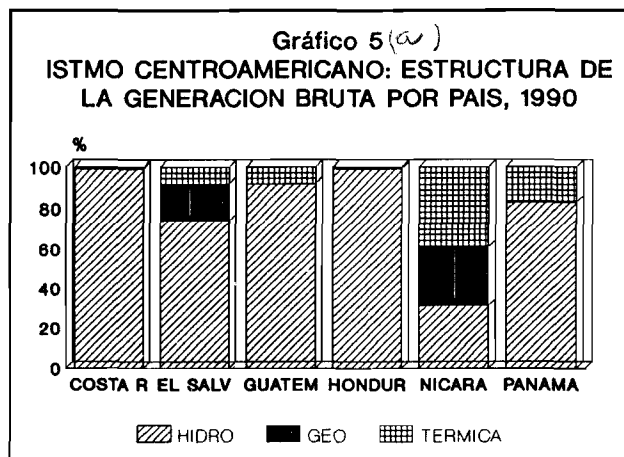
Es conveniente hacer notar que los últimos dos años en Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras han sido benignos para la generación con energía hidroeléctrica alcanzando estos países las máximas generaciones históricas producidas con hidroelectricidad. Ver cuadros I-1 a I-7.

VENTAS DE ELECTRICIDAD

Las ventas en el Istmo ~~han~~ ^{han} mostradas durante 1990 un incremento saludable, fortaleciendo aun más la tendencia al crecimiento que se había mostrado en los últimos años.

Los 11800 GWh del ~~último~~ ^{último} año equivalen a un 6.7% de aumento respecto de 1989 y superan en casi 2% al crecimiento promedio del período 1980-1990, cuyo comportamiento también podemos dividirlo en dos etapas, el primer lustro con un crecimiento del 4.3% anual y un segundo más dinámico con 5.3%. Ver Gráfico 6.

En todo el ~~período~~ ^{período}, la tasa de crecimiento promedio anual de



+
5(6)
1991

← Añadir Ps 3 sobre 1991 + Gráfico 5(6)

2 decenio

los sectores de consumo residencial y comercial fue de 6% y 5.9% respectivamente, a diferencia del sector industrial cuyo crecimiento promedio fue *moderado* discreto, solo 2.8%, e incluso durante 1981 y 1982 fue negativo.

El número de consumidores creció a un ritmo promedio más lento que el consumo en los sectores residencial y comercial, con lo cual se mejoró el consumo medio por consumidor en ambos sectores, sin embargo, en los dos se presentaron altibajos en el valor del indicador. El número de consumidores en el sector industrial, en cambio, creció con mayor dinamismo con respecto al consumo, ello es un reflejo del incremento de pequeñas industrias. El consumo medio por consumidor industrial ha descendido durante la década para recuperarse sensiblemente en 1990.

La estructura de las ventas en el Istmo ha variado solo ligeramente en todo el período. El sector residencial que en 1980 representaba la tercera parte de las ventas, a aumentado su participación en solo 4% durante todo el decenio; el comercial ha tenido un ligero repunte durante 7 años y a partir de 1988 a disminuido ligeramente para participar con poco más de la quinta parte en 1990; el sector industrial presentó un comportamiento diferente al comercial, se redujo hasta 1987 de 33% a 26% y a partir de ese año se empezó a recuperar llegando a 28% en 1990. El sector otros, con ligeras fluctuaciones en todo el período, permaneció estancado. Ver gráfico 7.

Por países, las ventas fluctúan entre 3300 GWh en Costa Rica y casi 1100 GWh en Nicaragua, con valores intermedios, se encuentran Panamá, Guatemala, El Salvador y Honduras en orden descendente.

La estructura de las ventas es similar en todos los países, alrededor de un tercio corresponde al consumo comercial, la excepción es Costa Rica con casi el 50%, debido a que en los hogares utilizan la energía eléctrica para cocción. El consumo comercial es alrededor de un quinto del total, con excepción de Panamá cuyo porcentaje del total fue del 30%, debido a su economía

Gráfico 6X ?
ISTMO CENTROAMERICANO: CRECIMIENTO DE LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD POR PERIODOS

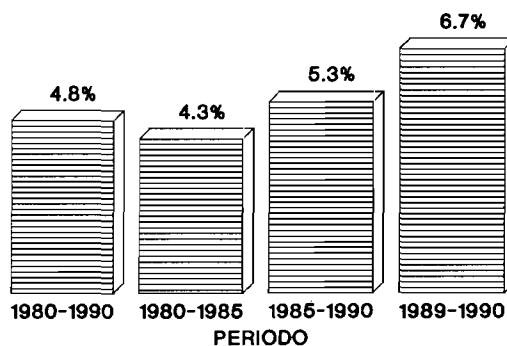
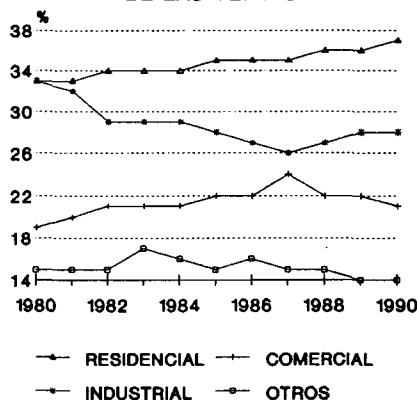


Gráfico 7X ?
ISTMO CENTROAMERICANO: COMPOSICION ESTRUCTURAL DE LAS VENTAS



terciaría. Honduras y Guatemala tuvieron el mayor porcentaje de sus ventas destinadas al sector industrial en 1990, con 36% y 34% respectivamente, el menor corresponde a Panamá con 13%.

Costa Rica tiene la mayor cantidad de consumidores con casi 670000 y Nicaragua el menor número con casi trescientos mil. Costa Rica tiene la mayor cantidad de consumidores residenciales e industriales, Guatemala tiene el mayor número de consumidores comerciales.

Costa Rica tiene el ~~mejor~~ ^{más alto;} consumo medio por consumidor residencial cercano a los 2650 kWh/consumidor, le sigue Panamá con 2251 kWh/consumidor; Guatemala tiene el menor valor con poco más de 1110 kWh/consumidor.

En el sector comercial Panamá tiene el ~~mejor~~ ^{mayor} valor con 20413 kWh/Consumidor; El Salvador y Guatemala tienen los valores más bajos con 4878 y 4652 kWh/consumidor respectivamente.

En el sector industrial Honduras tiene el ~~mejor~~ ^{mayor} valor con 371 MWh/consumidor; El Salvador en el extremo inferior, solo alcanza los 95 MWh/consumidor. Ver cuadros I-8 a I-14.

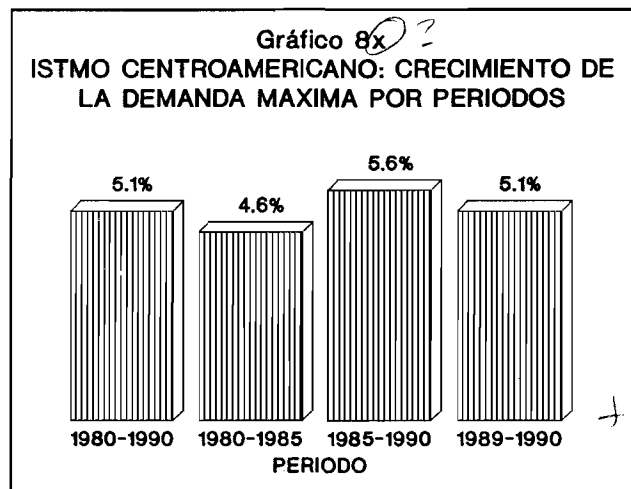
DEMANDA MAXIMA

La demanda máxima del Istmo tuvo en 1990 un crecimiento dinámico de la misma magnitud del promedio de la década, el cual fue superior al 5%.)

(Superó en valor los 2600 MW aumentando 126 MW respecto al año anterior. En 1991, ...)

Es conveniente hacer notar que el crecimiento de la demanda máxima no ha sido uniforme en los dos quinquenios del período, incrementándose con mayor impulso en el segundo lustro con un crecimiento del 5.6% anual, superior en 1% al primero. Ver gráfico 8.

Analizando en detalle los países encontramos comportamientos diferentes. Honduras mostró el mayor aumento promedio anual con 8.4%, muy por arriba de los demás países con tendencia a mejorar, ya que en el último año creció en más de 11.1%, valor superior al promedio del segundo lustro el cual fue de 9.8%. Con valores porcentuales de crecimiento ligeramente superiores al promedio del decenio se encuentran Costa Rica y Guatemala, los cuales crecieron a un ritmo de 5.3% y 5.2% respectivamente, ambos presentaron tendencias similares en el período con un crecimiento inferior a su promedio durante el primer quinquenio pero recuperándose durante el segundo, siendo más marcado en Guatemala, si bien, han tenido un retroceso en el último año, teniendo las menores tasas de crecimiento de los seis países:



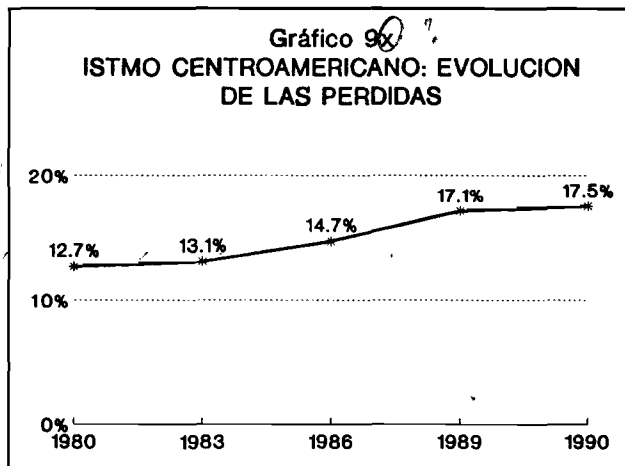
3.6% para Costa Rica y 2.7% para Guatemala, incremento muy ^{moderado} ~~discreto~~ para este último país que mostró el segundo mejor promedio anual del último quinquenio con 8.4%.

El Salvador tuvo la evolución de la demanda más uniforme, aunque inferior al promedio, con 4.4% de incremento anual para la década, 3.4% y 5.3% para los dos lustros y un incremento en el último año de 5.4%. Panamá y Nicaragua ^{registraron} han tenido las menores tasas de crecimiento anual promedio de la década con 4.3% y 3.8% en el mismo orden, con un comportamiento contrario al resto de la región y siendo más marcado en Panamá, con un crecimiento más dinámico en la primera mitad, moderado en la segunda con los menores valores de crecimiento del quinquenio (reflejo de las crisis que aquejaron a ambos países) y con una recuperación en el último año: 4% para Panamá y 6.8% para Nicaragua, segundo mejor crecimiento de 1990.

PERDIDAS Y FACTOR DE CARGA

El Istmo ^{Centra}Centroamericano continuó mostrando un incremento en las pérdidas. Alcanzó el valor de 17.5% del total de la energía disponible la cual se obtiene como resultado de la generación bruta más las compras a otros países o compañías menos las exportaciones. ×
¿ni?

Existen varias razones por las que ha ocurrido este deslizamiento al alza de casi 5% en las pérdidas (12.7% en 1980) pudiendo citarse como más significativas las siguientes: deterioro de las redes de transmisión y distribución por falta de mantenimiento y, en algunos países, por sabotaje; incremento en los robos de energía eléctrica, medición y facturación ineficientes y las grandes distancias de los centros de generación a los centros de consumo utilizando configuraciones de red radiales. Ver gráfico 9. ×



Todos los países, a excepción de Costa Rica, han visto incrementadas sus pérdidas a lo largo de la década. Costa Rica presenta el menor índice de pérdidas, con ligeras fluctuaciones se ha mantenido abajo del 11% durante todo el período. Guatemala y El vieron

Salvador, con valores inferiores al promedio porcentual del Istmo durante 1980 y 1990, presentaron tendencias diferentes: Guatemala tuvo un incremento de 1982 a 1988 para empezar a descender en los últimos años; El Salvador, en cambio, mantuvo una tendencia uniforme y siempre inferior al promedio del Istmo. En 1990, Honduras, Nicaragua y Panamá presentaron los mayores porcentajes de pérdidas con más del 20%; en Panamá, país con las pérdidas más altas, dicho porcentaje representó la cuarta parte de la energía disponible; en los tres países se nota un mayor aumento durante los

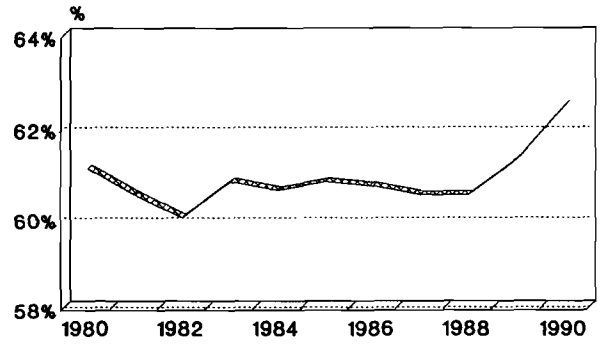
dos últimos años.

El factor de carga del Istmo se ~~ha~~ mejorado en los dos últimos años. Luego de un comportamiento ligeramente irregular pero descendente que se había venido dando a lo largo de la década, el factor de carga alcanzó un valor superior al 62% en 1990. Ver gráfico 10.

En todos los países el factor de carga tuvo variaciones irregulares. Panamá presentó el mejor factor de carga durante toda la década, mejoró aun más en los dos últimos años a pesar del comportamiento irregular que ha presentado; Costa Rica tuvo un factor de carga con ligeros altibajos pero con tendencia al crecimiento alcanzando un valor de casi 62%; El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua tuvieron un desarrollo del factor de carga similar durante la década, esto es, variaciones irregulares a lo largo del período con tendencia a recuperarse en los dos últimos años.

10

Gráfico 10
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION
DEL FACTOR DE CARGA



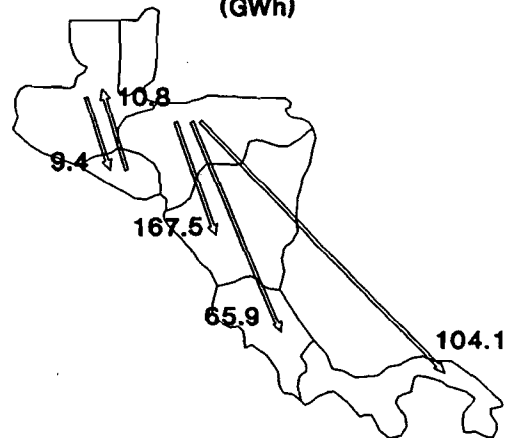
INTERCAMBIOS DE ENERGIA

Durante 1990 Honduras conservó su vocación de exportador a los países del sur (Nicaragua, Costa Rica y Panamá), Guatemala y El Salvador en el Norte tuvieron intercambios moderados y equivalentes. Ver gráfico 11.

El Istmo Centroamericano presenta dos bloques de países interconectados eléctricamente por líneas de 230 kV. El bloque norte lo forman Guatemala y El Salvador, interconectados desde 1986; El bloque sur lo integran Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, los cuales se han ido interconectando desde mediados de la década de los setenta mediante acuerdos binacionales.

De 1980 a 1990 los intercambios de energía son de aproximadamente 3700 GWh. En el bloque sur, los más importantes se han dado a partir de 1982 con la interconexión de Nicaragua y Costa Rica. Se distinguen dos etapas muy marcadas en el desarrollo de los intercambios de energía: la primera teniendo a Costa Rica como gran

Gráfico 11
ISTMO CENTROAMERICANO: PRINCIPALES
EXPORTACIONES ELECTRICAS, 1990
(GWh)



11 (b)

91

+ P₂

exportador de 1982 a 1985, producto de los excedentes hidroeléctricos del complejo Arenal-Corobicí; la segunda, de 1985 a la fecha, teniendo a Honduras como el exportador mayoritario a consecuencia de la entrada en operación de la planta El Cajón, una de las más grandes de la región. Nicaragua ha sido importador en todo el período; en forma similar, Panamá ha sido mayormente importador desde que se interconectó en 1986.

En el bloque norte los intercambios se han dado a partir de 1986, fecha en que se interconectaron los dos países. Dichos intercambios han sido moderados, pero han servido a los países para evitar la generación con hidrocarburos, más costosa, y para apoyarse en emergencias. Durante los tres primeros años existe una tendencia de Guatemala a exportar y El Salvador a importar, en los últimos dos años los intercambios han sido menores y similares en ambas direcciones, si bien El Salvador aun tiene una ligera inclinación a ser importador.

← Ps para 1991 8

INDICE DE ELECTRIFICACION

El índice de electrificación es bajo en los países del Istmo a excepción de Costa Rica. Sin embargo, se muestra un crecimiento ascendente en todos los países, menos Nicaragua, lo que demuestra el esfuerzo por aumentar la electrificación rural.

El país con el mayor índice de electrificación de la región es Costa Rica, siempre con un comportamiento ascendente y superando el 90%.

Panamá ha permanecido como el segundo mejor a lo largo de todo el período con un comportamiento ascendente hasta 1987, desciende ligeramente en los dos siguientes años, época de la crisis panameña y luego se recupera durante 1990 llegando a casi 60%.

El Salvador se ha situado como el tercero mejor electrificado superando a Nicaragua a partir de 1988, alcanzó más del 50% en 1990, año en que creció con un ritmo mayor que los años anteriores.

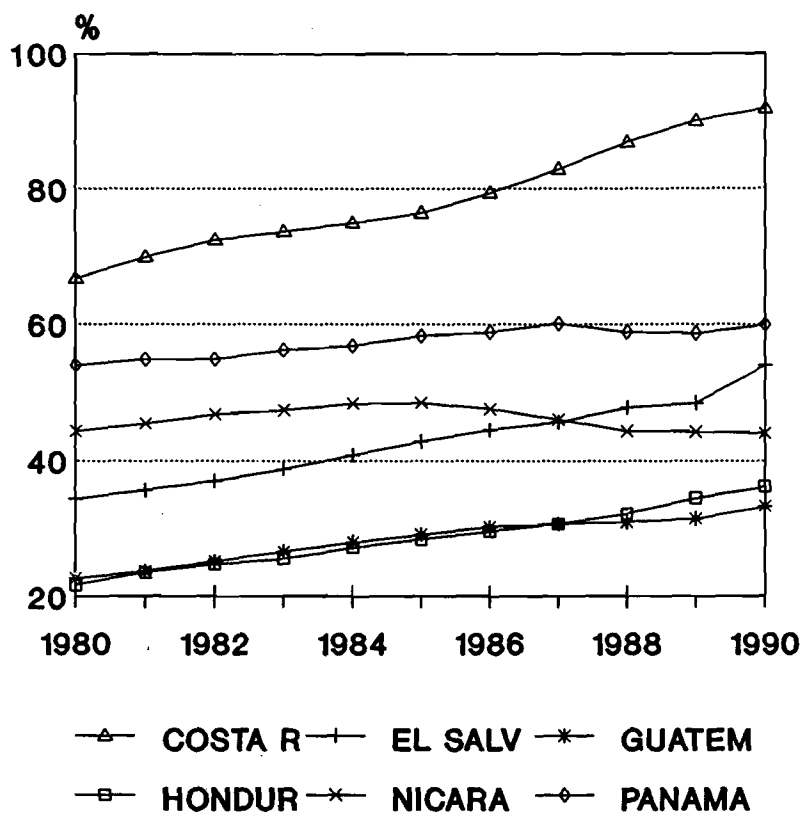
Nicaragua es el único país donde el índice de electrificación ha mostrado una reducción ha partir de 1986 y aun no se recupera, si bien esta reducción casi se ha detenido producto de los esfuerzos del gobierno y la empresa eléctrica después de las agudas crisis que ha soportado el país durante toda la década.

Guatemala y Honduras tienen los menores índices de electrificación del Istmo. Ambos países crecieron a la par en casi todo el período, sin embargo, Honduras ha superado a Guatemala a partir de 1988 debido a las intensas campañas de electrificación rural efectuadas en el país. Guatemala tuvo en 1990 una cobertura de 33% y Honduras de 36%. Ver Gráfico 12.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION

El Istmo centroamericano ha mostrado un comportamiento descendente en el consumo de hidrocarburos destinados al sector eléctrico durante todo el decenio. La demanda se redujo en 8.9% de 1980 a 1990, disminución más marcada en el segundo quinquenio debido a la entrada en operación de las hidroeléctricas a lo largo

Gráfico 12
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION
DEL INDICE DE ELECTRIFICACION

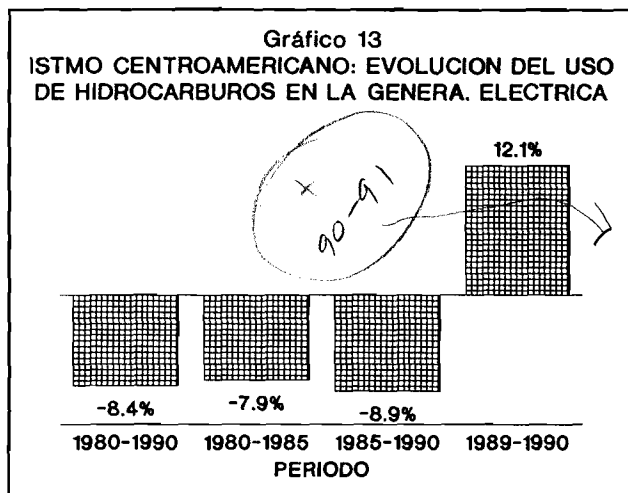


de los primeros 5 años.

Luego de consumir más de 7 millones de barriles para generación de electricidad en 1980, el máximo valor en toda la década, el consumo del Istmo desciende hasta 2.6 millones de barriles, el menor valor del decenio, en 1989 y se recuperó en 1990 creciendo poco más de 12% para alcanzar los 2.9 millones de barriles. Ver gráfico 13.

Durante todo el período se consumieron más de 49.7 millones de barriles y siendo algo más de las tres cuartas partes de bunker o fuel oil y el resto de diesel. De 8.3 millones de barriles de diesel consumidos durante 1980-1985, el consumo se reduce drásticamente a menos de la mitad en 1985-1990 con solo 3.8 millones de barriles. El bunker presentó una tendencia similar en los mismos períodos, se redujo de casi 26 millones de barriles a 11.7 millones de barriles.

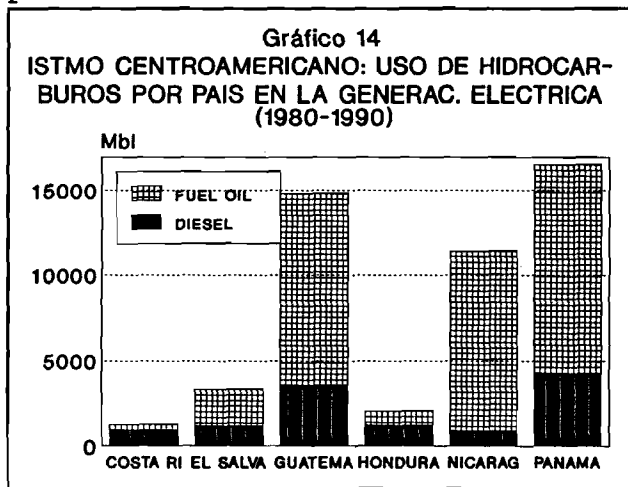
En los países se tuvieron comportamientos disímiles en el uso de hidrocarburos para generar electricidad. Tres países hicieron uso intenso de los hidrocarburos durante toda la década: Panamá con 16.5 millones de barriles, Guatemala con 14.8 y Nicaragua con 11.8



millones de barriles. Con valores muy inferiores se encuentran los otros tres países: El Salvador con 3.3, Honduras con 2.0 y Costa Rica con 1.2 millones de barriles.

En todo el período los mayores consumidores de diesel para generación térmica han sido Panamá y Guatemala con casi 4.3 y 3.6 millones de barriles respectivamente, la mayoría utilizados en el primer lustro. Ver gráfico 14. Con un comportamiento diferente al de los demás países, Costa Rica utilizó la mayor cantidad de

diesel y bunker en el segundo quinquenio, en El Salvador este comportamiento se tuvo solo para el bunker, cuyo uso en ese país se incrementó en los últimos 4 años para llegar a un incremento promedio anual de 21.9% durante toda la década.



Guatemala ha tenido una tendencia descendente, alcanzando el valor mínimo en 1986, año húmedo para Guatemala que generó casi exclusivamente con energía hidroeléctrica. Honduras casi no ha utilizado hidrocarburos a partir de 1986, debido a los excedentes hidro de que han gozado desde esa fecha.

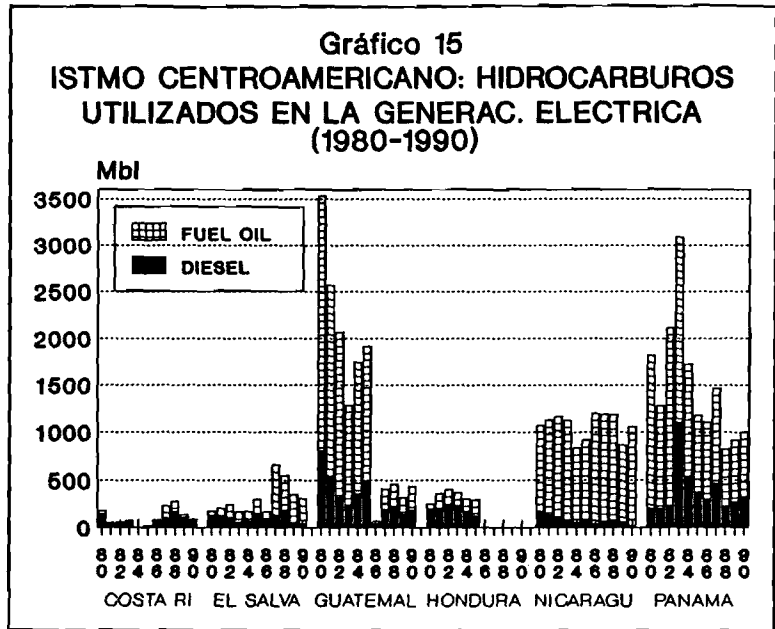
Durante el decenio, Nicaragua tuvo una reducción en el uso del diesel pero utilizó bunker en forma muy consistente con una pequeña tasa de incremento promedio anual de 1.5%. Panamá tuvo un

comportamiento inverso, el diesel se incrementó en 4.1% promedio anual a lo largo de la década producto del incremento que se tuvo en el primer quinquenio. En Panamá se tuvo un año seco durante 1983, cuando aun no se interconectaba a los países del Istmo, lo cual se nota en el elevado consumo de hidrocarburos en dicho año, en el que se tuvo la mayor generación térmica del país durante el decenio. Ver gráfico 15.

En 1990 Nicaragua fue el mayor consumidor de hidrocarburos para generación de electricidad con 1.07 millones de barriles, Panamá segundo con 1 millón de barriles, Guatemala utilizó 444 mil barriles y El Salvador 311 mil.

Costa Rica y Honduras mantuvieron su tendencia de usar lo menos posible los hidrocarburos para generar electricidad, comportamiento también debido a las favorables condiciones

climatológicas que han ayudado en los incrementos de energía hidroeléctrica en ambos países.



Nota: Este mismo gráfico, agregándole lo estimado por 92-96, se incluirá en la Nota de Sida.

+ 91

CAPITULO II: PLANIFICACION COORDINADA

RESUMEN

La planificación es aquella actividad racional que pretende establecer una asignación óptima de recursos para el logro de objetivos definidos. Dicho de otro modo, como los recursos que dispone una sociedad son insuficientes para satisfacer sus necesidades potenciales, es necesario fijar una determinada prioridad para su utilización eficiente.

Las características del sector de la energía son muy peculiares:

- Plazos de tiempo muy elevados debido a los estudios y ejecución de los proyectos de generación.
- Necesidades de financiamiento considerables.
- Recursos naturales muy desigualmente distribuidos.

Todo esto genera una serie de riesgos importantes para cualquier tipo de economía:

- El de tomar decisiones que comprometan en gran medida el futuro de un país.
- El de la inadaptación de la oferta a las necesidades, puesto que las previsiones a medio y largo plazos son difíciles.
- El de la incertidumbre política y económica de la evolución mundial.

La magnitud del problema del sector eléctrico y la diversidad de los distintos sistemas impiden plantear un modelo de aplicación general. Según las características del sistema eléctrico se desarrollan diversos esquemas de planificación, que separan el problema en etapas con los respectivos métodos y modelos y el flujo de información y realimentación necesarios para hacer coherentes todas las decisiones, que abarcan desde la estructura del sistema y el diseño de detalle, hasta la explotación de las instalaciones.

En cuanto a la demanda de energía eléctrica es necesario disponer de proyecciones anuales para varios escenarios. Así como el poder determinar las curvas de carga para las demandas futuras previstas (factores de forma de la demanda).

Al discutir los problemas inherentes a la electrificación, uno de los pre-requisitos es el conocimiento de la realidad de los recursos energéticos totales de la región o país, o en su caso el conocimiento del potencial hidráulico, geotérmico y otros disponibles, con todos los detalles necesarios y la correcta evaluación de su valor. Para lo cual se debe realizar un meticuloso levantamiento y una detallada evaluación de ellos, mediante investigaciones de campo rigurosas y estudios completos de escritorio, todo dentro de una adecuada técnica sistemática y económica.

El presente estudio contiene un análisis de la situación eléctrica de los países del Istmo Centroamericano para lo que resta de la década del 90. Con base en los planes de expansión de los países se realiza una evaluación de los costos de operación de los distintos sistemas eléctricos, luego se procede a evaluar estos costos considerando al Istmo como un único nudo, para finalmente hacer una propuesta de plan de equipamiento, si es que se diera el hecho de una planificación y operación coordinadas entre los distintos entes eléctricos de la región.

1.- CARACTERISTICAS DEL SECTOR ELECTRICO

1.1.- IMPORTANCIA DEL SECTOR ELECTRICO EN EL DESARROLLO DE UN PAIS

La energía eléctrica ha estado desde sus primeras aplicaciones fuertemente unida al progreso socio-económico de la humanidad. En el aspecto económico, permite la mecanización de la producción industrial extractiva y manufacturera, con el consecuente aumento de la productividad. En el aspecto social, trae benéficos resultados, no sólo por la elevación del estándar de vida derivado del robustecimiento de la economía nacional, sino también por los efectos directos que se originan sobre la sociedad por la implantación y uso de servicios derivados, perfeccionados por esta fuente energética.

La energía eléctrica, por el rol que desempeña en el desarrollo económico de una nación, ejerce un peso fundamental en la orientación de sus opciones: como efecto hacia atrás, influye sobre la estructura industrial, justificando la implantación de constructores de equipos electromecánicos; como efecto hacia adelante, poniendo a disposición de los usuarios industriales un producto capaz de competir con otras fuentes energéticas, como son el carbón, el petróleo, el gas, etc.

La energía eléctrica participa así mismo del bienestar de la comunidad y constituye un potente factor de integración nacional e internacional: los programas de electrificación rural a través del mundo son una de las fuentes esenciales para el aumento del nivel de vida y estabilización de las poblaciones rurales, al tiempo que las interconexiones eléctricas promueven una mayor solidaridad entre países vecinos.

Una nación en vías de desarrollo, en la que se tiende a obtener un acelerado y racional aumento de la industrialización, a incrementar las superficies de cultivo mediante el regadío, a tecnificar e industrializar la agricultura, a desarrollar los servicios de infraestructura, etc., exige contar con un respaldo energético que permita estimular y apoyar toda la actividad económica. Por esto, la energía eléctrica adquiere un papel preponderante en el desarrollo y obliga a disponer de ella en forma segura, abundante y barata.

1.2.- IMPORTANCIA DE LA PLANIFICACION EN LA ACTIVIDAD ELECTRICA.

Las tasas de crecimiento del consumo de energía eléctrica previstas en la Región hasta el final de la década significan que la demanda se duplica cada 13 años, aproximadamente. Abastecer este rápido crecimiento con cierta seguridad y calidad de servicio, exige realizar una eficiente planificación por las fuertes inversiones que involucra. Tomando en cuenta que una parte importante de ella corresponde a equipos de producción, estos problemas están relacionados con la vida útil de los equipos, con la incertidumbre y los imponderables que afectan al conjunto del sistema producción-consumo, con las variaciones en el tiempo de la demanda de energía eléctrica y con el alto costo de las inversiones.

La vida útil de las centrales de producción, ya se trate de centrales hidráulicas, geotérmicas o térmicas, se evalúa en decenas de años. Todas son instaladas para durar y servir al sistema por largo tiempo, algunas centrales funcionarán aún durante muchos años del siglo venidero. Se comprende entonces que la decisión de emprender programas de equipamiento, de capital tan intensivo, pueda tomarse únicamente luego de un profundo y serio análisis referido a un futuro eminentemente aleatorio.

Todos los parámetros observan este carácter aleatorio: primeramente la demanda de energía eléctrica, cuya evolución está relacionada con el ritmo de desarrollo nacional e internacional; el precio de los diferentes combustibles, el cual se ve afectado a su vez por la selección realizada por el sector eléctrico en el mundo entero. Lo aleatorio afecta así mismo las tasas de interés, la productividad de los equipos hidráulicos, las variaciones climáticas y la disponibilidad de las centrales.

Así pues, la planificación de la producción de energía debe considerar todos los aspectos: desde las variaciones macroeconómicas a la hidrología de los ríos, desde el contexto internacional hasta el ritmo de las estaciones.

Lo elevado de las inversiones confiere especial interés a realizar una selección de inversiones eficiente de los medios de generación de electricidad.

El problema consiste en determinar el programa óptimo de equipamiento de centrales generadoras y sistemas de transmisión que permitan abastecer la demanda futura y que respeten ciertas restricciones técnicas y económicas.

Sin embargo, la gran variedad de alternativas, las diferentes características técnicas y económicas de los distintos medios de generación y la interdependencia entre ellos en un instante dado y en el tiempo, convierten al problema económico en algo especialmente complejo que justifica el empleo de métodos de la programación

matemática.

Hasta aquí al hablar de planificación en el sector eléctrico se ha referido básicamente a centrales de producción. Sin embargo, no deben olvidarse las redes de transporte y distribución que condicionan la disponibilidad de los usuarios de esa energía producida. La selección de los voltajes, la búsqueda de una estructura adaptada para la localización de los centros de producción y consumo, la preocupación por reducir las pérdidas eléctricas y respetar el medio ambiente, que plantean problemas tan importantes, desde el punto de vista de la economía y de la calidad del servicio, como la construcción de un parque de centrales. Por otra parte, las redes permiten la interconexión de sistemas eléctricos lo cual posibilita el planteamiento de los problemas de planificación en una perspectiva geográficamente más amplia que la de un horizonte nacional, como así mismo la consideración de la diversidad de recursos y de estructuras de consumo, a la vez que acelera el acercamiento entre países de una misma zona geográfica.

1.3.- CONCEPTOS BASICOS DE LA PLANIFICACION ELECTRICA.

1.3.1.- CARACTERISTICAS DE LA DEMANDA ELECTRICA.

Las características de la demanda están determinadas por los hábitos de vida de los individuos y organizaciones y por el tipo de consumo. Los hábitos y la estructura del consumo son función, a su vez, de diversos factores, incluyendo el grado de desarrollo y el clima.

Entre estos factores se pueden señalar los siguientes:

a.- **Forma de la demanda.**

La representación más detallada corresponde a la curva de carga diaria. Sin embargo, para estudios de largo plazo es necesario recurrir a representaciones más sintéticas, como por ejemplo la curva de duración de potencias, que puede ser representada en forma continua o por medio de un número reducido de bloques o escalones.

b.- **Variación diaria:**

La curva de carga diaria resulta de la acción independiente de varios tipos de usuarios; así la contribución de los clientes residenciales es fundamentalmente en horas de la noche por la iluminación; las cargas industrial y comercial son predominantemente de día y es menor durante los fines de semana y días festivos.

c.- **Variación estacional:**

Observando el comportamiento del sistema en un período más amplio se advierte un ciclo anual de la demanda, consecuencia también de los hábitos de la población y del clima.

d.- Crecimiento:

Está sujeto a dos tipos de incertidumbre:

- Una incertidumbre con respecto a la evolución futura del consumo. El principal elemento responsable de esta incertidumbre es el crecimiento económico, cuya evolución futura también es una incógnita. Otros factores, también difíciles de prever, que pueden tener una incidencia importante, son la variación de las relaciones de precio entre la electricidad y otros energéticos competitivos y el desarrollo tecnológico.
- Una variación aleatoria del nivel de demanda en el corto plazo en la que son muy importantes los efectos climáticos. Puede ser de una magnitud apreciable en zonas donde la calefacción eléctrica o el aire acondicionado estén muy difundidos.

Visto en una perspectiva de largo plazo, se constata que el consumo de energía eléctrica ha crecido por períodos largos a tasas elevadas. Crecimiento que esta ligado al progreso tecnológico y al desarrollo económico.

e.- Período elemental de análisis.

En algunos casos puede ser aceptable trabajar con períodos anuales, pero más frecuentemente se utilizan períodos elementales menores: trimestral o mensual, dependiendo del tipo de estudios que se requiera realizar.

f.- Distribución geográfica.

Los estudios de planificación de obras de generación pueden concentrar la demanda en un número reducido de nudos. En muchos casos es suficiente uno solo.

1.3.2.- PROYECCION DE LA DEMANDA FUTURA.

El primer paso en la planificación de un sistema eléctrico constituye el pronóstico de la demanda de energía y potencia. La importancia que ésta tiene en la toma de decisiones, sobre todo para el mediano y largo plazo, cuando se determinan los proyectos y las posibles políticas energéticas, ha llevado a la gente que se ocupa de este tema a tratar de encontrar métodos o modelos, que permitan al planificador, tener una idea de lo que puede ser el futuro en cuanto a la magnitud del consumo de energía y a los padrones esperados del comportamiento del consumidor.

El objetivo principal del pronóstico de la demanda de energía eléctrica es el de permitir predecir, a su debido tiempo, las inversiones que se requieren efectuar, para satisfacer las necesidades de energía de los diferentes sectores de la economía.

La proyección de la demanda o en otros términos la determinación de los requerimientos futuros de electricidad es, pues, de la mayor importancia, por la incidencia de esta forma de energía en el desarrollo económico del país. Dejar insatisfecha la demanda de energía eléctrica es la manera más fácil y efectiva de frenar a la economía nacional. Por otra parte, una sobreestimación del consumo conduce a un exceso de instalaciones que permanecen ociosas, inmovilizando inversiones que podrían haberse utilizado para otros fines.

Los requerimientos del mercado son estimados con base en hipótesis sobre la evolución probable de un conjunto de variables macroeconómicas, demográficas y habitacionales. Se toma en cuenta el comportamiento anterior del mercado, considerando además de la tendencia, eventuales distorsiones de las series históricas.

El horizonte y el detalle de las previsiones varían de acuerdo a la finalidad a que se destinan.

1.3.3.- PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

El acelerado desarrollo mundial de la hidroelectricidad durante los últimos años del siglo pasado, y las primeras décadas del presente, disminuyó posteriormente debido a la reducción o agotamiento de los recursos hidroeléctricos económicamente explotables en muchos países desarrollados, a la aparición del petróleo como recurso energético económico, al adelanto tecnológico en el diseño y operación de unidades termoeléctricas, al advenimiento de los combustibles nucleares y al crecimiento rápido de la demanda de energía eléctrica. Estos factores hicieron que paulatinamente disminuyera el costo de la producción termoeléctrica mientras que aumentaba el costo de las hidroeléctricas.

Lo anterior, si bien es válido a nivel mundial, no lo es en los países que poseen recursos hidráulicos abundantes y que por su grado de desarrollo económico no los han explotado todavía, por ejemplo los de América Latina y el Caribe. En otras palabras, mientras un país o región cuente con recursos hidráulicos abundantes y económicamente atractivos, ellos se aprovecharán para la producción eléctrica preferentemente a otros tipos de instalaciones.

Una situación similar ocurre con aquellos recursos renovables disponibles en la región. Tal es el caso de la energía geotérmica, la misma que se encuentra en grandes cantidades, económicamente aprovechables para producción de electricidad, en los países del Istmo Centroamericano.

Los recursos no renovables técnicamente aprovechables son limitados y conforme se los explota, disminuyen sus reservas, lo que incide en un costo más alto, consecuentemente se debe preferir la explotación de los recursos renovables.

Los recursos energéticos se clasifican en convencionales y no convencionales, en base a su utilización.

Las fuentes de energía convencionales son las que tradicionalmente se han venido utilizando como es el caso de los recursos hidráulicos, el carbón, el petróleo, el gas, etc., de los cuales el único renovable es el hidráulico.

Los recursos energéticos no convencionales comprenden la utilización de la energía geotérmica, solar y eólica, y que por ser recursos limpios solucionarían en parte el suministro de energía y sustituirían el uso de los combustibles que tienen efectos contaminantes.

1.3.3.1.- Características de las alternativas de generación.

Entre las características de las instalaciones de generación que tienen una mayor influencia en cualquier análisis se mencionarán las siguientes:

a.- Variedad de características técnicas y económicas de las alternativas de generación.

- **Centrales hidroeléctricas:** tienen alto costo de inversión, costos variables prácticamente nulos. Ubicación y diseño determinados por condiciones topográficas e hidrológicas del sitio.

Hasta hace poco el concepto de potencial hidroeléctrico era estrictamente económico; así, se consideraba que era aquel capaz de ser aprovechado, generando energía a costo no superior al de una central térmica equivalente; hoy en día se toman en cuenta otros factores no menos importantes, tales como: el valor energético, la proximidad del centro de carga, la facilidad de acceso, la simplicidad de ejecución, etc.

La generación de una central hidráulica es función del caudal afluente a ella y de la capacidad de regulación del embalse para diferir la utilización de ese caudal según la conveniencia, además de la potencia instalada en unidades generadoras.

El caudal afluente a una central hidroeléctrica presenta en general una variación estacional por una parte, y por otra una característica de variable aleatoria, es decir, se conoce solo una distribución de probabilidades de ocurrencia de dichos caudales.

Otro aspecto importante en las centrales hidroeléctricas es que cada una de ellas presenta características de operación que le son propias: variación estacional y aleatoriedad de los aportes y capacidad de regulación, pues estos están determinados por la ubicación de la central y el diseño que es único.

Los costos de inversión dependen de las características del sitio

y son muy variables de uno a otro. Una central se construye habitualmente con varias unidades para tener un mejor aprovechamiento del caudal y de disponibilidad de potencia.

El valor de la producción de una central hidroeléctrica depende no solo de las características propias de la central sino también, y de una manera importante, del sistema eléctrico al cual se incorpore (demanda y otras centrales existentes a la fecha de su puesta en servicio y de las que se incorporen posteriormente).

En consecuencia, el diseño de una central (potencia instalada, volumen de regulación, niveles de operación, etc.) no puede hacerse en forma aislada sino que se debe tomar en cuenta las características de producción del sistema eléctrico al cual se integraría y la evolución futura de éste.

- **Centrales geotérmicas:** Consisten fundamentalmente en el aprovechamiento de la energía térmica que se encuentra dentro de la superficie terrestre.

Las turbinas geotérmicas no difieren mucho de las turbinas de vapor convencional. Una de las diferencias es su tamaño. Las geotérmicas son mayores que las convencionales. Otra diferencia es el material con que deben ser construidas pues en las geotérmicas se debe prevenir la corrosión y la erosión debido a gases no condensables de naturaleza corrosiva. Se requiere una resistencia a la erosión debido a que el vapor geotérmico es utilizado en condiciones de saturación, y dado que el proceso de separación del vapor no es total, el vapor geotérmico arrastra finas partículas de agua potencialmente erosivas.

Su costo de inversión es alto y es casi nulo el costo de operación. El tiempo que requiere para el mantenimiento es similar al de las centrales de vapor convencional.

- **Centrales térmicas convencionales de vapor:** tienen un menor costo de inversión que las centrales hidroeléctricas. En cambio el costo variable depende del combustible empleado (petróleo, carbón, gas natural) y es en general elevado. Las unidades requieren períodos de mantenimiento que varían con el tamaño entre 30 y 45 días al año. La indisponibilidad debida a salidas forzadas del servicio es función entre otras características del tamaño de la central y del tipo de combustible empleado. Por otra parte los consumos propios de energía eléctrica de la central son del 5% al 6% de la energía generada. La inversión presenta una economía de escala importante, la que mejora con el tamaño en el rango de 50 a 300 Mw.

- **Turbina a gas:** estas unidades se caracterizan por tener un bajo costo de inversión, pero elevados costos variables de operación. Por este motivo tienen ventajas como unidades de punta o de respaldo, excepto en condiciones especiales en que queman gas

natural a bajo costo.

b.- Fuerte Inversión.

El sector eléctrico, especialmente en lo que se refiere a instalaciones de generación, es altamente intensivo en capital y, por lo tanto, la expansión de la generación requiere de fuertes inversiones. El sector eléctrico ocupa un papel importante en la inversión nacional, especialmente si el desarrollo está basado en centrales hidroeléctricas.

c.- Vida Util.

La vida útil de las instalaciones se extiende por varias décadas. En promedio es de 15 años para las turbinas de gas, 25 años para las centrales térmicas de vapor y 50 años para las centrales hidroeléctricas.

d.- Plazos de construcción.

Los períodos de desarrollo de los proyectos de generación son largos. Estudios preliminares o de inventario, prefactibilidad, factibilidad y diseño definitivo, obtención de financiamiento y construcción de una central toma de 5 a 6 años para una planta de vapor y de 8 a 10 años para un proyecto hidroeléctrico.

e.- Centrales de base y punta.

Se acostumbra clasificar los medios de generación en dos grandes categorías: centrales que operan en la base del sistema y centrales que operan en la punta del mismo. Las centrales térmicas de base se caracterizan por un costo de inversión elevado y bajos costos de producción; en consecuencia, se adaptan a un funcionamiento continuo y tienen un elevado factor de utilización. Las centrales térmicas de punta presentan una situación inversa: bajos costos de inversión y elevados costos de operación; se adaptan, por lo tanto, para un funcionamiento de solo algunas horas al día.

Entre las centrales de base típicas se pueden mencionar las geotérmicas, térmicas de vapor y diesel lentos; centrales de punta son las turbinas de gas y diesel rápido.

La determinación de las características técnicas y económicas de las centrales térmicas de cualquier tipo es una tarea relativamente sencilla. Para ello puede utilizarse la propia experiencia nacional o bien la extranjera y también la información proporcionada por los fabricantes.

No ocurre lo mismo con las centrales hidráulicas; su evaluación depende de una serie de condiciones locales, entre las que se pueden citar las estadísticas hidrológicas, la topografía y geología de la región, la facilidad del acceso al sitio, etc.

f.- Interrelación con la demanda.

Otro aspecto muy importante que se debe considerar es que no es posible estudiar un proyecto aislado sin tomar en cuenta su interrelación con la demanda que debe abastecer. Por una parte las disponibilidades de generación de una central cualquiera son variables en el tiempo. Por otro lado, la demanda eléctrica cambia de hora en hora, según las necesidades de los consumos.

En cierta medida, es posible lograr una adaptación de disponibilidades y demandas a través de un volumen de regulación de los caudales de la central.

En sistemas de más de una central, ello se logra haciendo jugar a las distintas centrales papeles diferentes en el abastecimiento de las demandas, e incorporando además de centrales hidroeléctricas proyectos térmicos que en alguna medida equivalen a embalses de regulación estacional o interanual.

Es típico por ejemplo, que en una curva diaria de demanda, las centrales de pasada vayan en la base en el diagrama de carga y las centrales de embalse en zonas intermedias o de punta y el resto de la curva sea llenada con plantas térmicas.

En temporadas o años lluviosos las centrales hidroeléctricas tienden a bajar en la curva de carga dejando a las térmicas en la punta, mientras en época de sequía los embalses pasan a la punta y las térmicas llenan la zona superior de la base y la zona intermedia.

1.3.3.2.- Consecuencias de las características del equipamiento.

Las características mencionadas tienen diversas consecuencias:

- Los beneficios de las economías de escala (en la inversión, operación, disminución de la reserva, etc.), conducen a integrar a consumidores en sistemas eléctricos de gran tamaño que los conectan físicamente a la producción.

- Por la forma de la curva de carga del sistema, el capital no es utilizado a plena capacidad, pues la variación de la demanda en el día y su modulación durante el año exige tener instalaciones necesarias para abastecer una demanda distinta en cada instante y en especial una demanda máxima que se produce durante pocas horas al año.

- Las diferencias en la estructura de costo de las alternativas de generación, unida a la forma de la demanda, hacen que estas alternativas no sean excluyentes sino más bien complementarias.

- La complementación en las características de operación crea una dependencia entre las diferentes centrales. La instalación

Óptima depende de la estructura de generación anterior y de la estructura futura esperada. No es posible analizar proyectos aisladamente sino que es necesario estudiar su incorporación al sistema existente.

- Las diferencias de las unidades en cuanto a las características de generación (distribución de probabilidades de potencia disponible y energía generable), impiden comparar directamente dos centrales generadoras. Una comparación directa entre proyectos no garantiza que la mejor solución para el sistema sea la que dé un máximo beneficio a mínimo costo individual.

Por lo tanto, deben estudiarse programas detallados de equipamiento alternativo, es decir, una secuencia de instalaciones de centrales y sistemas de transmisión específicos con su fecha de instalación, ubicación, tamaño y forma de operación que abastezca la demanda futura bajo ciertas condiciones.

- El costo de producción no es único, la energía eléctrica es un producto de diferente costo en función del nivel de la demanda diaria y del período del año. Por lo tanto, los kilovatios-hora generados tienen un valor económico distinto según el momento en que son producidos con respecto a la magnitud de demanda y no es posible comparar los kilovatios-hora generados sin considerar la oportunidad y seguridad con que es posible producirlos.

- Los estudios deben abarcar un período de tiempo bastante largo y las decisiones deben ser tomadas con suficiente anticipación. El período de diseño y construcción es de 3 a 4 años para una planta térmica y de 6 a 9 años para una central hidráulica

- El almacenamiento indirecto en los embalses de centrales hidroeléctricas y su gestión es fundamental en la operación económica y en la seguridad del abastecimiento del sistema, y puede tener también un papel importante en las decisiones de inversión de centrales futuras.

- Si además de esto se toma en cuenta que cada una de las alternativas pueden aparecer en diferentes épocas de un período largo, siendo distinto cada programa en que las centrales aparecen alternadas, queda en evidencia que en el establecimiento de programas alternativos a su selección económica solo se podrá proceder por medios mecanizados.

Para tal propósito se implementan una serie de programas computacionales complementarios, que permiten enfrentar por etapas sucesivamente más precisas el problema del equipamiento.

1.3.3.3.- Representación de los factores de producción.

En la representación de los factores de producción es importante para las centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas y

sistema de transmisión, la forma de considerar las variables de instalación asociadas a los costos de inversión y aquellos aspectos que tienen incidencia en el costo esperado de operación.

a.- Proyectos hidroeléctricos.

Entre los aspectos más importantes en la representación de las Centrales hidroeléctricas en los modelos matemáticos utilizados en estudios de planificación se puede mencionar:

- **Potencia a instalar en proyectos futuros:** En los estudios de expansión de la generación los proyectos hidroeléctricos pueden representarse en forma agrupada por tipos de proyectos de características similares o en forma individual con sus características propias. En este último caso se puede considerar cada proyecto con un diseño predefinido u ofrecer varias alternativas excluyentes para seleccionar en el modelo la más atractiva desde el punto de vista del sistema.
- **Aleatoriedad hidrológica:** La representación de este fenómeno es de gran complejidad. Además de la variabilidad misma de la generación del conjunto de centrales hidroeléctricas en un período determinado, generalmente el año, debe tomarse en cuenta las correlaciones entre las energías generables de las distintas centrales del sistema y la variación estacional a lo largo del año.

En general, se adopta para estudios de muy largo plazo, un número reducido de condiciones hidrológicas que representen la distribución de probabilidades de energías generables del sistema. Para estudios de mediano plazo y para analizar la operación de embalses se recurre a un mayor número de condiciones hidrológicas.

En cuanto a la correlación de la energía generable entre centrales y entre meses, las soluciones pueden ser, entre otras, aceptar independencia absoluta, utilizar probabilidades condicionales o adoptar años estadísticos reales para las condiciones hidrológicas típicas.

- **Operación de embalses estacionales e interanuales:** La energía generable por las centrales con embalses puede ser definida previamente a través de estudios de simulación o de optimización descentralizados para cada central o conjunto de centrales conectadas hidráulicamente, que es lo habitual en estudios de largo plazo. Alternativamente, puede formar parte del modelo la determinación de la operación de los embalses, lo cual es más habitual en modelos de mediano plazo si los volúmenes de regulación y la participación hidroeléctrica son apreciables.

b.- Centrales termoeléctricas.

- Variables de inversión: Habitualmente las unidades se representan en forma discreta e individualmente; sin embargo, en modelos de muy largo plazo pueden utilizarse variables continuas o agrupar unidades de características similares.
- Costo variable: El consumo de combustible, y por lo tanto, el costo variable cambia con el nivel de producción. Sin embargo, en los estudios de planificación se recurre habitualmente a una representación simplificada tomando un consumo específico constante o separando la unidad térmica en dos bloques. En algunos casos se recurre a una simplificación adicional de agrupar unidades de costo variable similar en una unidad equivalente.
- Disponibilidad: Se ve afectada por el período de mantenimiento programado y por la indisponibilidad forzada.

El mantenimiento programado puede ser determinado con un programa de optimización o de tipo heurístico o ser establecido a priori.

La manera de tomar en cuenta la indisponibilidad forzada puede ser tan simple como reducir la potencia de las unidades en la tasa de indisponibilidad o la aplicación de métodos elaborados y eficientes como la simulación probabilística.

- Las restricciones de operación a tomarse en cuenta, aparte de la potencia máxima de cada unidad, son: el mínimo técnico de operación de la misma, la exigencia de reserva rodante en el sistema, el tiempo de puesta en marcha.

c.- Sistemas de Transmisión.

En los estudios de planificación de obras de generación interesa tomar en cuenta, por una parte, las inversiones en los sistemas de transmisión asociadas a los programas de obras de generación, y por otra parte, los efectos que sobre el costo de operación tienen las limitaciones de transmisión.

Sin embargo, dada la complejidad del problema conjunto generación-transmisión, es habitual desarrollar modelos uninodales o concentrar la demanda y producción en un número reducido de nudos y representar sólo las transmisiones por los sistemas troncales.

1.3.4.- CRITERIOS DE SEGURIDAD DEL SISTEMA.

El objetivo de la planificación de sistemas eléctricos es realizar estudios que conduzcan a tomar decisiones para el desarrollo del sistema que permitan satisfacer el crecimiento del consumo con una buena calidad del servicio y al mínimo costo. En la práctica las

empresas productoras de electricidad enfrentan una demanda que no varía respecto de las alternativas de generación que se seleccione. En consecuencia, el criterio de máximo beneficio puede ser expresado como un objetivo de determinar un programa de obras de generación que abastezca la demanda a costo mínimo. Se entiende que este abastecimiento se realiza con "un grado de seguridad razonable".

Como consecuencia de fenómenos aleatorios como son los aportes a las centrales hidráulicas, las fallas de unidades y sistemas de transmisión, es imposible asegurar una confiabilidad cien por ciento. En una primera aproximación puede pensarse en definir como razonable un cierto límite o umbral de calidad del cual no puede bajarse. Este criterio es corrientemente usado, definiendo un criterio de reserva o confiabilidad a través de un índice al cual se le exige cierto valor, por ejemplo, el margen de reserva que cubra la probabilidad de pérdida de carga, la probabilidad de pérdida de energía, o el abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas desfavorables. Sin embargo este criterio no toma en cuenta la diferencia de seguridad que presentan situaciones que cumplen con el valor límite.

Asociado a cada sistema eléctrico y su grado de confiabilidad hay un costo de producción y un costo correspondiente en la economía nacional que provocan las fallas de abastecimiento.

Pero, estos objetivos: costo y calidad del servicio, son evidentemente contradictorios. Un aumento en la confiabilidad se consigue con incrementos importantes de los costos de inversión y operación de los sistemas eléctricos. Es función de la planificación de sistemas eléctricos establecer un adecuado compromiso entre ambos.

En el análisis de la confiabilidad de sistemas eléctricos es conveniente distinguir dos aspectos:

- Por una parte hay que poder predecir el comportamiento futuro del sistema y ser capaz de calcular matemáticamente la confiabilidad del sistema.

- Por otra parte, hay que responder a la pregunta ¿cuán confiable debe ser el sistema?, para lo cual es necesario determinar los costos de un aumento de confiabilidad y los beneficios que este aumento produce.

2.- DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA UTILIZADA

2.1.- GENERALIDADES

La metodología descrita a continuación permite simular determinísticamente el despacho de cargas del sistema eléctrico para estudios de expansión de su capacidad de generación, planificación global de la operación del sistema, análisis económicos de

alternativas de producción y estimación de costos operativos y de combustibles.

El programa computacional desarrollado utiliza dos grupos de datos de entrada. El primer grupo corresponde al catálogo de proyectos eléctricos existentes y futuros, así como otros parámetros que normalmente tienen poca variación en los estudios de alternativas. El segundo grupo de datos se refiere a los planes de expansión que se definan como alternativas e incluye las fechas de entrada y salida de operación de las centrales del catálogo para cada plan de obras previamente especificado.

La simulación se realiza en curvas mensuales de duración integradas en forma de curvas energía-potencia, utilizándose la representación analítica de Jacoby. La colocación de las centrales en la curva se realiza según las siguientes prioridades:

- base obligatoria de las unidades termoeléctricas (restricciones operativas y de sistema),
- base obligatoria de centrales hidroeléctricas (restricciones y/o energía no controlable con la capacidad de regulación existente),
- energía controlable hidroeléctrica (colocación optimizada en la curva de carga de modo de aprovechar el máximo de la energía y potencia de punta disponibles), y
- resto de las plantas termoeléctricas (prioridad de acuerdo a sus costos variables, incluidos combustibles). En este último caso el costo de la energía no servida es asimilado al costo variable de una central térmica ficticia de capacidad infinita y factor de indisponibilidad nulo.

2.2.- METODOLOGIA UTILIZADA

2.2.1.- **CONCEPTOS GENERALES Y LIMITACIONES**

Como ya se mencionó en párrafos anteriores, la metodología utilizada para el despacho simulado de cargas es del tipo determinístico, donde la salida forzada de unidades generadoras se representa a través de la correspondiente reducción continua de la potencia efectiva, la hidrología a través de hidrocondiciones predeterminadas y sus correspondientes probabilidades y la demanda mediante valores previstos predefinidos.

En general, las posibilidades de falla en el análisis de planes de expansión se presentan sólo para algunos meses críticos y para ciertas condiciones hidrológicas extremas. Por lo tanto, no siempre se justifica emplear enormes tiempos de computación en la realización de despachos probabilísticos que, salvo para dichas condiciones críticas, dan resultados finales similares. La rapidez de

cálculo del despacho determinístico permite que, para investigar probabilidades exactas de déficits en períodos críticos, se simulen diferentes configuraciones del sistema (correspondientes a estados de contingencia simple, doble, etc...) y se calculen los valores probables de déficit a través de las correspondientes probabilidades de salida forzada.

En el caso de análisis de planes de expansión es posible simular la operación para diferentes fechas de entrada de los proyectos futuros y valorizar las variaciones de costo esperado de la energía no servida en relación al desplazamiento de inversiones y costos fijos.

El despacho es del tipo uninodal, pero encontrado el despacho óptimo total, es posible distribuirlo geográficamente, ya que se conoce la localización de las plantas.

Las centrales hidroeléctricas se despachan de acuerdo con la energía mensual disponible según la correspondiente hidrocondición. Las centrales termoeléctricas se despachan en orden creciente de sus costos variables. Estos criterios llevan a las siguientes consideraciones:

- Dado que las centrales hidroeléctricas no se despachan de acuerdo a sus costos variables, todas ellas (existentes y futuras) tienen la misma preferencia de colocación, tanto para sus bases obligatorias, como para sus energías firmes y secundarias.

Esto es muy útil en el caso en que se quiera usar el programa para analizar contratos de intercambios energéticos entre empresas, donde la colocación de energía secundaria debe ser distribuida proporcionalmente entre las centrales y empresas. La contribución energética marginal de un nuevo proyecto deberá ser calculada a través de la diferencia de producción del sistema con y sin el proyecto en cuestión.

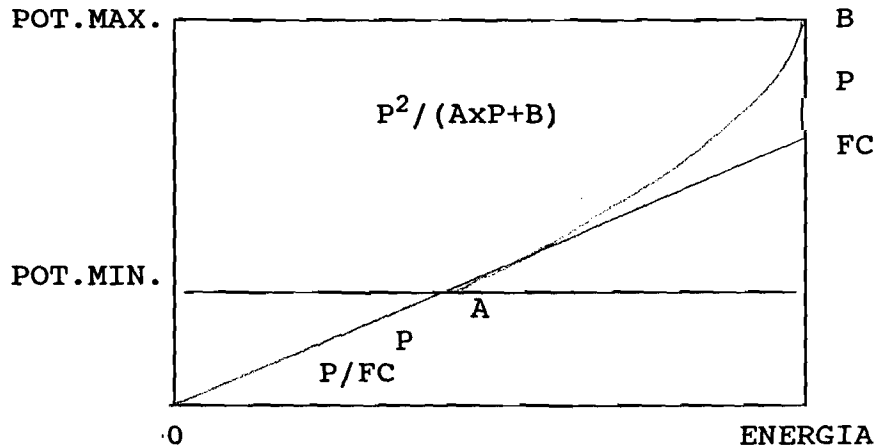
- El despacho económico de las unidades térmicas impide que se consideren limitaciones de generación por restricciones de combustible, recursos financieros y otras. En otras palabras, se supone que siempre será más económico generar energía hasta con las plantas menos eficientes, que aumentar los déficits. La única forma de imponer este tipo de limitaciones en la actual versión del programa es reducir en forma ficticia la capacidad efectiva de las plantas.

2.2.2.- ALGORITMO DE CALCULO DEL DESPACHO DE CARGAS

El despacho se realiza a través de las siguientes prioridades: base térmica obligatoria, base hidroeléctrica obligatoria, resto de disponibilidades hidroeléctricas, resto de disponibilidades termoeléctricas y déficits. Para la localización de las centrales

se utilizan curvas mensuales integradas de carga, representadas en forma analítica.

- Curvas de Carga



La curva integrada de la curva de duración de cargas (energía en abscisas y potencia en ordenada) puede ser representada en forma adimensional a través de 2 partes: una línea recta por el origen (puntos 0 y A) con pendiente igual al factor de carga y una curva, aproximadamente parabólica tangente a dicha línea en su intersección con la paralela al eje de abscisas a la altura de la relación carga mínima/carga máxima (punto A), así como tangente a la paralela al eje de las ordenadas a la distancia unitaria (punto superior B).

En la práctica se ha verificado que la representación analítica de la curva AB, en general, no involucra errores superiores al 1.5 % de los valores reales de la curva de duración. En forma analítica la curva integrada (llamada también curva modificada de carga) se puede representar solamente por 2 parámetros exógenos: relación carga mínima/carga máxima y factor de carga.

De este modo cualquier potencia P despachada en la base OA representa una energía igual a P/FC , donde FC = factor de carga. Por otra parte, cualquier potencia despachada en la punta, de B hacia A, representa una energía igual a $P^2/(AxP+B)$ donde:

$$A = \frac{FC \times (1 - M) \times (2 \times FC - M - 1)}{(FC - M)^2}$$

$$B = \frac{FC \times (1 - M)^2 \times (1 - FC)}{(FC - M)^2}$$

siendo M = relación carga mínima/carga máxima.

Para cada mes el programa calcula el FC correspondiente a la previsión de energía y demanda máxima e interpola exponencialmente M entre los valores dados para el año base y el año final del período de estudio.

- Despacho de Base Térmica Obligatoria

Las bases térmicas obligatorias son sumadas, despachadas en conjunto y luego desagregadas. Si no toda la potencia de base tiene cabida (potencia agregada es superior a la carga mínima del mes), la energía perdida por falta de mercado en la base se distribuye entre las centrales térmicas en forma proporcional a sus respectivas potencias obligatorias. En este caso no se asignan prioridades económicas y el grado de violación de las restricciones de base se mantienen igual para todas las centrales.

- Despacho de Base Hidroeléctrica Obligatoria

Esta restricción se considera menos rígida que la correspondiente a las plantas térmicas, por lo que esta base hidroeléctrica se despacha en la base remanente de la curva de carga. El criterio empleado es similar al del caso anterior, es decir, si la energía no tiene cabida en la base, las pérdidas son distribuidas en forma proporcional a las potencias obligatorias.

Cabe señalar que la base obligatoria de las centrales hidroeléctricas pueden verse incrementadas debido a la incapacidad del volumen de embalse disponible para modular todo el caudal afluente. En este caso, la base por energía no controlable es comparada con la base obligatoria por restricciones operativas, colocándose como base el mayor de ambos valores.

- Despacho de Energía Hidroeléctrica Remanente

La energía y potencia de punta disponible después de ser descontados los valores de base, se colocan en la curva de carga en forma optimizada, es decir, minimizando las eventuales pérdidas de energía y potencia. La colocación se hace en bloque para el conjunto de centrales, desagregándose los valores colocados de modo que las pérdidas eventuales se distribuyan en forma proporcional a los valores disponibles de cada central.

- Despacho de Energía Termoeléctrica Complementaria

La energía complementaria requerida se genera con las potencias termoeléctricas disponibles luego de descontadas las correspondientes bases obligatorias. El despacho se realiza en forma individualizada y por orden creciente de costos de generación, quedando como última alternativa, la operación de la central térmica ficticia asignada al costo del déficit.

Debido a que la curva de duración o modificada de carga permite el

"empuntamiento" exagerado de una central (al operar en la zona de tangencia superior de la curva), ha sido especificado un procedimiento para evitar que las centrales puedan operar menos que el número de horas dado por el período de punta diaria, multiplicado por el respectivo número de días del mes. Este procedimiento obliga a que una central que no cumple con este requisito, sea re-despachada en forma agregada con la precedente, hasta que el conjunto cumpla con la restricción, desagregándose posteriormente los valores colocados en las correspondientes centrales individuales.

- Costos Operativos

La generación obtenida del despacho corresponde a energía neta, es decir, descontados los consumos propios, pérdidas de transmisión y otras. Para el cálculo de los costos variables de O & M y combustibles se considera la generación bruta, o sea, aumentada en los 'valores' antes indicados. La cantidad empleada y el costo de combustible se calcula mediante las expresiones siguientes:

$$\text{CANTIDAD DE COMBUSTIBLE} = \frac{\text{CONSUMO ESPECÍFICO}}{\text{PODER CALORÍFICO}} \times \text{GENERACIÓN BRUTA}$$

$$\text{COSTO DE COMBUSTIBLE} = \text{CANTIDAD} \times \text{PRECIO COMBUSTIBLE}$$

El precio de los combustibles puede ser escalado mensualmente mediante una tasa acumulativa mensual equivalente a la tasa anual, si es que se considera conveniente.

2.2.3.- ANALISIS REALIZADOS.

Dentro del trabajo se asumió que los planes de expansión definidos por cada país fueron realizados con base en estudios clásicos de planificación y que fueron seleccionados entre las alternativas posibles de ser llevadas a la práctica. Esta hipótesis permitió enmarcarle dentro de los alcances propuestos. Para el plan de expansión dado de cada país se determinó el costo de operación de su sistema.

Debido a que el equipamiento eléctrico de los países del Istmo Centroamericano es fundamentalmente hidroeléctrico, lo cual tiene como consecuencia que la oferta de energía sea aleatoria por las características hidrológicas de los aprovechamientos, se realizaron diferentes simulaciones de la operación de los sistemas para cuatro condiciones hidrológicas, desde la menos ventajosa (hidrocondición seca), hasta la más favorable (hidrocondición húmeda) y se obtuvieron sus respectivos costos de operación. Adicionalmente se determinó la operación esperada de las centrales y sus respectivos costos asociados.

A seguir se estructuró un sistema eléctrico uninodal formado por todos los países de la región. La demanda total de este nuevo sistema es, en energía la suma de las energías individuales de cada

país, y en potencia, la suma de las demandas máximas coincidentes de los países. En este nuevo sistema se supone que cualquier país puede vender energía a otro país si es que éste lo requiere.

Con esto se consiguen tres beneficios: un mejoramiento en el factor de planta, una reducción en la demanda máxima y una disminución de los costos operativos.

Para este nuevo sistema fueron determinados los costos de operación para cada una de las hidrocondiciones ya definidas. El plan de expansión es el determinado por la suma de los planes de expansión de todos los países.

Adicionalmente, se estudiaron algunas alternativas de expansión del sistema; específicamente se analizó la postergación de inversiones debido al aplazamiento de algunas centrales que, al disminuir la demanda máxima del sistema, podían retrasar su fecha de entrada en servicio.

En las alternativas consideradas, muchas de las centrales por ser comunes a todas ellas, no tienen un carácter relevante, ya que su generación es un factor que afecta a todas por igual, por tanto, sus costos de inversión son los mismos para todas las alternativas y puede no ser considerado dentro de los costos analizados, sin que esto quite generalidad al problema planteado.

En estos planes se procura que no exista desabastecimiento pues representa un riesgo de desconfort social e inhibición de la actividad económica, castigando a consumidores que, eventualmente, hicieron inversiones significativas en la ampliación de sus instalaciones.

3.- DESCRIPCION DE LOS DATOS UTILIZADOS

3.1.- DATOS GENERALES

- Año Inicial del Archivo de Datos: primer año de la serie de datos de demanda y período de estudio (aunque para la simulación pueden ser utilizados sub-períodos que se inicien más tarde).

- Año Final del Archivo de Datos: último año del período de estudio, lo que determina el número máximo de años que podrán ser simulados.

- Número de Horas de Punta Diaria: duración media de la punta de los días de trabajo, la que se considera constante durante todo el período del estudio (utilizada para estimar la máxima energía de punta de centrales hidroeléctricas y restricciones de carga en los despachos de punta de las centrales).

- Número de Proyectos Hidroeléctricos: máximo número de centrales hidroeléctricas, existentes y futuras, que podrán ser utilizadas en

el estudio.

- Número de Hidrocondiciones: máximo número de años hidrológicos que se pueden simular para cada año de demanda.
- Número de Proyectos Termoeléctricos: máximo número de centrales o unidades termoeléctricas, existentes y futuras, que podrán ser utilizadas en el estudio.
- Poder Calorífico Combustible de Referencia [kCal/kg]: utilizado para expresar el consumo total de combustibles en millones de kCal, combustible equivalente u otra unidad común que desee el usuario.
- Escalamiento Anual Precio Combustibles [%]: empleado para escalar mensualmente el costo de todos los combustibles en la misma proporción (hipótesis de escalamientos relativos diferentes para algunos combustibles deben ser enfocados como análisis de sensibilidad mediante cambios en el catálogo).
- Costo de Energía no Servida [\$/MWh]: valor medio asignado a la energía no suministrada (costo de déficit).

3.2.- PREVISION DE DEMANDAS

- Demandas Máximas Mensuales [MW]: para el período comprendido entre los años inicial y final del archivo de datos.
- Energías Mensuales (GWh): para el período comprendido entre los años inicial y final del archivo de datos.
- Relaciones Mensuales de Carga Mínima/Carga Máxima: para los años base (anterior al inicial del período de estudio) y final.

3.3.- DATOS CENTRALES HIDROELECTRICAS

- Nombres Centrales: cadena alfanumérica de hasta 30 caracteres.
- Potencia Máxima [MW]: en bornes de generador (máxima efectiva de la central).
- Potencia Base Mínima [MW]: valor mínimo continuo debido a restricciones eléctricas o hidráulicas (ecología, usos no energéticos, etc...).
- Indisponibilidad Forzada [%]: válida para todo el período de simulación (situaciones de antes y después de rehabilitaciones, mantenimiento mayor, etc.. son tratadas mediante la incorporación de 2 centrales: actual/reparada).
- Indisponibilidad Programada [%]: valor medio para todo el período de simulación, incluyendo el mantenimiento preventivo normal y las

reparaciones mayores (se acepta que siempre podrá manejarse la programación del mantenimiento de cada unidad de manera de evitar la superposición crítica de retiros).

- Factor de Reserva Operativa [%]: valor que, por las características propias de cada central, se deja como reserva girante y rápida en el sistema, en relación a su potencia máxima (la reserva operativa no es utilizada en el despacho de cargas de la central).

- Consumos Propios [%]: valor de producción auto consumida por la planta para su propia operación, en relación a su generación bruta (se supone el mismo % para energía y capacidad).

- Factor de Pérdidas de Transmisión y Otros [%]: pérdidas asociadas a la transmisión hasta SS/EE de AT, y/o por otros conceptos, en relación a su generación neta.

- Volumen de Regulación [MWh]: volumen de regulación, expresado en unidades energéticas, utilizado para modulación diaria y semanal de los caudales (se supone que la simulación de embalses de mayor capacidad ya ha sido realizada mediante modelos para optimizar estrategias hidrotérmicas de largo plazo).

- Costos Variables [\$/Mwh]: parte de los costos de operación y mantenimiento que son proporcionales a la generación.

3.4.- DATOS CENTRALES TERMOELECTRICAS

- Nombres Centrales: cadena alfanumérica de hasta 30 caracteres.

- Potencia Máxima [MW]: en bornes de generador (máxima efectiva de la central o unidad).

- Potencia Base Mínima [MW]: valor mínimo continuo debido a restricciones eléctricas o de otro tipo.

- Indisponibilidad Forzada [%]: válida para todo el período de simulación (situaciones de antes y después de rehabilitaciones, mantenimiento mayor, etc.. son tratadas mediante la incorporación de 2 centrales: actual/reparada).

- Indisponibilidad Programada [%]: valor medio para todo el período de simulación, incluyendo el mantenimiento preventivo normal y las reparaciones mayores (se acepta que siempre podrá manejarse la programación del mantenimiento de cada unidad de manera de evitar la superposición crítica de retiros).

- Factor de Reserva Operativa [%]: valor que, por las características propias de cada central, se deja como reserva girante y rápida en el sistema, en relación a su potencia máxima (la reserva operativa no es utilizada en el despacho de cargas de la central).

- Consumos Propios [%]: valor de producción auto consumida por la planta para su propia operación, en relación a su generación bruta (se supone el mismo % para energía y capacidad).
- Factor de Pérdidas de Transmisión y Otros [%]: pérdidas asociadas a la transmisión hasta SS/EE de AT, y/o por otros conceptos, en relación a su generación neta.
- Costos Variables [\$/Mwh]: parte de los costos de operación y mantenimiento que son proporcionales a la generación (excluidos los combustibles).
- Consumos Específicos [kCal/kWh]: consumo específico medio de la central (o unidad) considerando las degradaciones que se producen a través de la operación y las recuperaciones de eficiencia por mantenimientos y rehabilitaciones (se considera independiente del nivel de producción ya que, a largo plazo, la eficiencia media está más asociada a la forma como es operada la unidad, que a la carga media del período).
- Poder Calorífico del Combustible [kCal/kg]: contenido calórico medio del combustible en la forma como es usado en la planta (o de la mezcla de combustibles, si es el caso).
- Costo del Combustible [\$/Ton]: costo del combustible como es utilizado en la planta, es decir, incluidos los costos de transporte, descarga y almacenamiento.

3.5.- DISPONIBILIDADES HIDROENERGETICAS

Para cada hidrocondición debe darse la energía mensual disponible en cada central hidroeléctrica, según los estudios de optimización de las estrategias de operación hidrotérmica de largo plazo, así como la probabilidad correspondiente a cada hidrocondición. Estos valores son expresados en unidades de energía. (GWh por mes).

3.6.- PRESUPUESTOS DE INVERSION DE LOS PROYECTOS.

Valores expresados en miles de US\$ con su respectivo calendario de desembolsos, los mismos que permitirán determinar los intereses durante la construcción.

Para los proyectos que son considerados comunes a todas las alternativas no es necesario especificar sus presupuestos de inversión.

3.7.- ALTERNATIVAS CONSIDERADAS

El período de análisis comprende desde el año 1992 hasta el año 2000. Para cada uno de los países de la región, se realizó la operación simulada mensual del sistema, y luego se obtuvieron sus valores anuales. Esta operación fue realizada para cada una de las

cuatro hidrocondiciones especificadas y finalmente se obtuvo su valor esperado, dando a cada hidrocondición un peso respectivo (probabilidad de ocurrencia).

Adicionalmente se crearon 4 alternativas más, las mismas que se describen posteriormente. Para cada una de ellas se realizó la simulación de la operación, se determinaron la generación de las centrales, los costos respectivos y de cuantificó la cantidad de combustibles requeridos.

Debido a que hasta el año 1996 las decisiones de inversión ya están prácticamente tomadas y que por tanto no es posible postergarlas, las alternativas analizadas comprenden un período común de 1992 a 1996 y diferencias a partir de 1997 hasta el año 2000.

Fue tomada como alternativa básica el equipamiento definido por cada país y se consideró al Istmo Centroamericano como un único nodo.

La alternativa 1 supone una postergación, hasta el año 2001, de las inversiones de las centrales que utilizan para su operación derivados del petróleo y las unidades 2 y 3 de la Central geotérmica Montegalán de Nicaragua.

La alternativa 2 supone una postergación, adicional a la alternativa 1 de la unidad 1 de la central geotérmica Montegalán de Nicaragua.

La alternativa 3 supone una postergación, adicional a la alternativa 2 de la central hidroeléctrica El Palmar de Guatemala.

Para cada país se ha estructurado un grupo de cuatro cuadros; el primer cuadro contiene la proyección de la demanda eléctrica, tanto para potencia como para energía; el segundo y tercer cuadro las principales características, tales como potencias instalada y disponible, los consumos propios, las pérdidas, los mantenimientos, etc., de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas, respectivamente y el cuarto cuadro las afluencias hidroenergéticas de los aprovechamientos hidroeléctricos, expresados en GWh.

Basado en la información histórica del año 1987 y disponible en la CEPAL, se determinaron los consumos mensuales, la demanda máxima, los factores de carga y las correspondientes relaciones carga mínima/carga máxima de todos los países.

De esta manera, los cuadros 1, 2, 3 y 4 contienen la información de Costa Rica, del cuadro 5 al cuadro 8 la información de El Salvador, la información de Guatemala están contenida en los cuadros 9 al 12, del 13 al 16 está la información de Honduras, del 17 al 20 la información de Nicaragua y finalmente, la información de Panamá se encuentra detallada en los cuadro 21 al 24

El cuadro 25 presenta los presupuestos de inversión de los proyectos eléctricos que no son comunes a todas las alternativas consideradas.

En el cuadro 26 está el programa de expansión de la generación de los países del Istmo Centroamericano, los cuadros 27, 28 y 29 contienen los proyectos eléctricos que han sido postergados y que forman cada una de las alternativas de análisis.

Adicionalmente se incluyen, en anexos, el equipamiento existente y los planes de expansión de los distintos países.

4.- PRINCIPALES RESULTADOS OBTENIDOS

4.1.- OPERACION AISLADA DE LOS SISTEMAS.

Para todos los países se ha elaborado un grupo de 5 cuadros: uno para cada una de las cuatro hidrocondiciones y el quinto para el valor esperado. Los cuadros contienen la producción anual de las centrales existentes a la fecha para cubrir la demanda del país, los costos totales de operación del sistema eléctrico, los costos causados exclusivamente a la compra de combustibles y la cantidad de combustible utilizada para la producción de energía eléctrica, tanto para el diesel como para el bunker C.

Para realizar las simulaciones se ha supuesto que todas las centrales se encuentran disponibles de operar en las fechas definidas. Se han respetado los programas de mantenimiento y reparaciones completas de las centrales definidos en los respectivos planes de expansión.

4.1.1.- Costa Rica.

El cuadro 30 contiene la información antes indicada, expresada en valores esperados, para Costa Rica, los cuadros 31, 32, 33 y 34 se refieren, respectivamente, a la operación del sistema cuando ocurren las hidrocondiciones ya definidas anteriormente.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado para Costa Rica, se muestra a continuación:

COSTA RICA: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles			Déficit (GWh)
	Total Combustible		Bunker	Diesel	Total	
1992	33057	27724	125	1019	1144	5
1993	42225	32423	139	1197	1336	12
1994	33597	26792	126	981	1107	6
1995	27860	22608	104	830	934	4
1996	24584	19905	89	732	821	2
1997	39889	30549	121	1135	1256	8
1998	34988	29784	51	1155	1206	0
1999	19537	15466	23	602	625	0
2000	20701	15867	23	618	641	0
TOTAL	276438	221118	801	8269	9070	37

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 221.1 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 276.4 millones. Dentro de este último valor se incluyen US\$ 21.6 por concepto de energía no suministrada.

Para la situación del valor esperado, el monto del desabastecimiento de energía es de 36 GWh durante todo el período. Sin embargo, de presentarse una situación hidrológica crítica, este valor asciende a 361 GWh, tal como puede observarse en los cuadros 30 y 31. En los dos casos este déficit se distribuye desde 1992 hasta 1997.

4.1.2.- El Salvador.

El cuadro 35 contiene la información antes indicada, expresada en valores esperados, para El Salvador, los cuadros 36, 37, 38 y 39 se refieren, respectivamente, a la operación del sistema cuando ocurren las hidrocondiciones ya definidas anteriormente.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado para El Salvador, se muestra a continuación:

EL SALVADOR: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles			Déficit (GWh)
	Total	Combustible	Bunker	Diesel	Total	
1992	35266	29855	612	754	1366	5
1993	33826	30789	650	763	1413	0
1994	44020	40451	714	1104	1818	0
1995	52265	48264	990	1218	2208	0
1996	37303	33158	890	685	1575	0
1997	35856	31228	866	626	1492	0
1998	53828	44933	963	1104	2067	6
1999	60431	42227	848	1079	1927	21
2000	98491	40729	498	1270	1768	87
TOTAL	451286	341634	7031	8603	15634	119

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 341.6 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 451.3 millones. Dentro de este último valor se incluyen US\$ 71.3 millones por concepto de energía no suministrada.

En este país el monto del déficit, considerando el caso del valor esperado, alcanza la suma de 119 Gwh, el valor máximo ocurre durante el año 2000 con 87 GWh. De presentarse una situación con hidrología crítica, el desabastecimiento llega a 403 GWh. Así mismo el máximo se produce en el año 2000 con 251 GWh.

Sin embargo, en el caso del valor esperado, con una acertada

planificación de los mantenimientos y operación de los embalses de las centrales, se podría eliminar totalmente esta ocurrencia.

4.1.3.- Guatemala.

El cuadro 40 contiene la información antes indicada, expresada en valores esperados, para Guatemala, los cuadros 41, 42, 43 y 44 se refieren, respectivamente, a la operación del sistema cuando ocurren las hidrocondiciones ya definidas anteriormente.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado para Guatemala, se muestra a continuación:

GUATEMALA: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles			Déficit (GWh)
	Total	Combustible	Bunker	Diesel	Total	
1992	22834	20856	713	321	1034	54
1993	29382	27009	827	485	1312	100
1994	30165	27520	1055	341	1396	57
1995	28019	25182	1286	82	1368	1
1996	31748	28672	1437	112	1549	6
1997	33023	29983	1452	154	1606	55
1998	31100	28128	1361	145	1506	52
1999	16498	13658	733	19	752	7
2000	20900	17754	926	44	970	16
TOTAL	243669	218762	9790	1703	11493	348

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 218.8 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 243.7 millones. Dentro de este último valor se incluyen US\$ 25.4 millones por concepto de energía no suministrada.

En Guatemala el problema del desabastecimiento se presenta más grave que en los países anteriores. Para las dos situaciones analizadas: crítica y esperada, los montos son de 346 GWh y 1978 GWh, respectivamente. Los años críticos son los venideros, tal como puede observarse en los cuadros 40 y 41. Por las características de los sistemas eléctricos y la proximidad de los déficits se ve con preocupación que se los puedan cubrir.

4.1.4.- Honduras.

El cuadro 45 contiene la información antes indicada, expresada en valores esperados, para Honduras, los cuadros 46, 47, 48 y 49 se refieren, respectivamente, a la operación del sistema cuando ocurren las hidrocondiciones ya definidas anteriormente.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado para Honduras, se muestra a continuación:

HONDURAS: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles bl. Déficit	
	Total	Combustible	Diesel	(GWh)
1992	33475	15960	638	27
1993	18298	12167	487	8
1994	20934	13360	534	10
1995	19551	12126	485	1
1996	24908	15250	610	2
1997	27283	25184	1007	0
1998	34681	32192	1288	0
1999	43317	40386	1615	0
2000	58480	52023	2081	5
TOTAL	280927	218648	8745	53

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 218.6 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 280.9 millones. Dentro de este último valor se incluyen US\$ 31.6 millones por concepto de energía no suministrada.

En Honduras el déficit no se presenta alarmante y con una planificación de los mantenimientos programados acertadamente, puede evitarse. Para valores esperados, el déficit asciende a 53 GWh, mientras que para hidrológica crítica su valor es 149 Gwh, Estos aspectos pueden verse en los cuadros 45 y 46, respectivamente.

4.1.5.- Nicaragua.

El cuadro 50 contiene la información antes indicada, expresada en valores esperados, para Nicaragua, los cuadros 51, 52, 53 y 54 se refieren, respectivamente, a la operación del sistema cuando ocurren las hidrocondiciones ya definidas anteriormente.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado para Nicaragua, se muestra a continuación:

NICARAGUA: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles			Déficit (GWh)
	Total	Combustible	Bunker	Diesel	Total	
1992	24153	21678	1164	29	1193	12
1993	23746	21194	1114	46	1160	18
1994	25211	22564	1193	43	1236	10
1995	27386	24613	1270	70	1340	19
1996	34389	31164	1450	203	1653	62
1997	28949	25320	1233	125	1358	38
1998	24028	20214	1026	70	1096	20
1999	19851	15806	825	38	863	10
2000	20083	15993	833	40	873	11
TOTAL	227796	198546	10108	664	10772	200

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el

período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 198.5 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de US\$ 227.8 millones. Dentro de este último valor se incluyen US\$ 13.1 millones por concepto de energía no suministrada.

Para la operación del sistema, expresada en valores esperados, se tiene un déficit promedio anual de 22 GWh, en cambio para una situación hidrológica desfavorable, el monto del déficit alcanza la suma de 508 GWh. Estos resultados pueden verse en los cuadros 50 y 51, respectivamente.

4.1.6.- Panamá.

El cuadro 55 contiene la información antes indicada, expresada en valores esperados, para Panamá, los cuadros 56, 57, 58 y 59 se refieren, respectivamente, a la operación del sistema cuando ocurren las hidrocondiciones ya definidas anteriormente.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado para Panamá, se muestra a continuación:

PANAMA: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles			Déficit (GWh)
	Total	Combustible	Bunker	Diesel	Total	
1992	44480	39235	927	902	1829	4
1993	42867	39127	1133	749	1882	1
1994	34568	31860	1292	344	1636	0
1995	42936	39614	1420	562	1982	0
1996	54712	48426	1507	852	2359	5
1997	45301	41863	1704	447	2151	0
1998	46277	42372	2272	59	2331	0
1999	42310	38553	2092	36	2128	0
2000	32325	29045	1614	0	1614	0
TOTAL	385776	350095	13961	3951	17912	10

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 350 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 385.8 millones. Dentro de este último valor se incluyen US\$ 6 millones por concepto de energía no suministrada.

Panamá, analizando los resultados de valores esperados, no presenta realmente déficit durante todo el período o sus valores son muy pequeños (10 GWh en el período). En caso de ocurrir una situación hidrológica crítica, su valor alcanza los 100 Gwh durante todo lo que resta de la década.

Por último, dentro de este grupo los cuadros 60 al 64 contienen la suma aritmética de los resultados obtenidos para cada país. Estos cuadros servirán para realizar comparaciones con las alternativas definidas en el capítulo 2.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado para el Istmo Centroamericano, se muestra a continuación:

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles			Déficit (GWh)
	Total	Combustible	Bunker	Diesel	Total	
1992	193265	155308	3541	3663	7204	107
1993	190344	162709	3863	3727	7590	139
1994	188495	162547	4380	3347	7727	83
1995	198017	172407	5070	3247	8317	25
1996	207644	176575	5373	3194	8567	77
1997	210301	184127	5376	3494	8870	101
1998	224902	197623	5673	3821	9494	78
1999	201944	166096	4521	3389	7910	38
2000	250980	171411	3894	4053	7947	119
TOTAL	1865892	1548803	41691	31935	73626	767

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 1548.6 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 1883.2 millones. Dentro de este último valor se incluyen US\$ 129.9 millones por concepto de energía no suministrada.

El déficit total de la región alcanza un valor esperado de 767 GWh, mientras que si ocurre la situación más desfavorable éste llega a 3500 GWh, es decir cerca de cinco veces más.

Con el fin de realizar los estudios de costos comparativos se procedió a definir tres alternativas de postergación de inversiones, las mismas que serán comentadas en los párrafos siguientes. El ahorro que tiene el sistema por estas postergaciones se muestra en los cuadros 65 a 67 para las alternativas 1, 2 y 3, respectivamente. Un resumen de estos valores se dan a seguir:

Alternativa básica	0. (referencial)
Alternativa 1	151.99 millones de US\$
Alternativa 2	186.99 millones de US\$
Alternativa 3	189.33 millones de US\$

4.2.- ALTERNATIVA BASICA.

La alternativa básica, aquella formada por el mismo plan de equipamiento de todos los países, permite un ahorro de energía más cara que es sustituida por energía más barata. Concretamente, la energía proveniente de central que consumen diesel es reemplazada por energía de centrales que utilizan bunker C. Los cuadros 68 a 72 contienen, respectivamente, los resultados de este proceso para el valor esperado y para cada una de las distintas hidrocondiciones.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado, se muestra a continuación:

Alternativa básica

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles		
	Total Combustible		Bunker	Diesel	Total
1992	181118	168189	4016	3836	7852
1993	158697	145057	3937	2968	6905
1994	154913	140185	5210	1856	7066
1995	169595	153600	6095	1755	7850
1996	186901	168725	6381	2155	8536
1997	195592	174517	7081	1882	8963
1998	222448	199720	8195	2088	10283
1999	187584	164896	7145	1451	8596
2000	200782	176253	7251	1829	9080
TOTAL	1657630	1491142	55311	19820	75131

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 1491.1 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de US\$ 1657.6 millones.

Al operar coordinadamente los distintos sistemas eléctricos, ocurre que los desabastecimientos de unos países son absorbidos por la generación de otros, por lo que no existe restricción de energía, aún en las situaciones más adversas.

Las transferencias de energía entre países, para tres condiciones: valores esperados, crítica y favorable, debido a la operación coordinada del sistema se presenta en el siguiente cuadro:

Istmo Centroamericano:
Transferencias de energía entre países (GWh)
(Valores Esperados)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1992	-75.3	75.1	-508.0	-296.9	-32.5	837.5
1993	197.7	153.5	-315.5	-268.7	-501.0	734.5
1994	240.3	382.9	23.7	-68.4	-486.4	-92.2
1995	201.0	553.4	-435.4	-31.4	-404.7	117.2
1996	82.8	386.5	-419.2	-5.4	-294.6	249.8
1997	395.6	206.5	-490.7	170.1	-416.6	132.8
1998	364.1	274.6	-386.2	407.2	-539.6	-122.2
1999	-27.9	427.8	-582.5	805.9	-577.8	-45.7
2000	-89.2	304.2	-684.8	972.0	-602.5	101.0

Istmo Centroamericano:
Transferencias de energía entre países (GWh)
(Hidrocondición crítica)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1992	-89.7	125.5	-705.5	-355.3	-122.8	1147.8
1993	70.9	95.4	-53.4	-468.9	-686.9	1043.2
1994	137.8	493.1	334.9	-437.0	-777.5	248.7
1995	645.2	572.0	-177.1	-754.4	-722.7	437.2
1996	341.4	372.6	-74.8	-666.8	-564.1	591.7
1997	1041.7	272.6	-3.1	-561.8	-844.6	95.3
1998	653.4	403.6	152.2	-478.1	-912.1	181.2
1999	330.3	578.1	-211.5	602.1	-875.6	-423.5
2000	158.5	550.8	-246.4	711.5	-914.6	-259.7

Istmo Centroamericano:
Transferencias de energía entre países (GWh)
(Hidrocondición favorable)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1992	-90.0	-122.4	-461.8	46.5	140.9	486.9
1993	-3.2	-16.6	-236.3	-51.6	-91.4	399.4
1994	-65.1	205.2	200.7	41.8	-226.2	-156.3
1995	-336.3	438.4	-153.4	125.2	-147.4	74.1
1996	-410.1	256.6	-122.0	135.8	-49.2	193.1
1997	-89.3	4.0	-319.2	304.3	-79.6	179.9
1998	200.5	-30.0	-343.5	455.6	-275.9	-6.5
1999	-675.9	220.4	-500.1	621.4	84.8	249.4
2000	-671.7	56.9	-683.7	799.6	42.9	456.2

Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales
Valores positivos: importaciones
Valores negativos: exportaciones

4.3.- **ALTERNATIVA 1**

La alternativa 1 es aquella que posterga, hasta el año 2001, las inversiones de las centrales que utilizan para su operación derivados del petróleo y las unidades 2 y 3 de la Central geotérmica Montegalán de Nicaragua. Los cuadros 73 a 77 presentan los resultados obtenidos de la simulación del sistema.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado, se muestra a continuación:

Alternativa 1

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles		
	Total Combustible		Bunker	Diesel	Total
1992	181118	168189	4016	3836	7852
1993	158697	145057	3937	2968	6905
1994	154913	140185	5210	1856	7066
1995	169595	153600	6095	1755	7850
1996	186901	168725	6381	2155	8536
1997	198724	178035	6833	2201	9034
1998	251397	228095	7344	3836	11180
1999	223486	200211	6701	3184	9885
2000	239594	214407	6740	3724	10464
TOTAL	1764425	1596504	53257	25515	78772

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 1596.5 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 1764.4 millones.

Por efecto de las postergaciones de inversiones de los proyectos eléctricos considerados dentro de los planes de expansión de cada uno e los países de la región se tienen beneficios por un monto de US\$ 152 millones. Por tanto el costo total de operar el sistema alcanza los US\$ 1612.4 millones. Este valor es inferior en US\$ 45.2 millones con respecto a la alternativa básica. Por tanto se debe buscar otra alternativa que resulte ser más interesante.

4.4.- **ALTERNATIVA 2.**

La alternativa 2 supone una postergación, adicional a la alternativa 1, de la unidad 1 de la central geotérmica Montegalán de Nicaragua. Los cuadros 78 a 82 contienen los resultados del proceso de simulación de la operación del sistema.

Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado, se muestra a continuación:

Alternativa 2

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles		
	Total Combustible		Bunker	Diesel	Total
1992	181118	168189	4016	3836	7852
1993	158697	145057	3937	2968	6905
1994	154913	140185	5210	1856	7066
1995	169595	153600	6095	1755	7850
1996	186901	168725	6381	2155	8536
1997	210680	189890	7007	2550	9557
1998	265121	241678	7457	4298	11755
1999	235996	212595	6864	3562	10426
2000	252479	227158	6897	4121	11018
TOTAL	1815500	1647077	53864	27101	80965

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 1647.1 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 1815.5 millones.

Por efecto de las postergaciones de inversiones de los proyectos eléctricos considerados dentro de los planes de expansión de cada uno e los países de la región se tienen beneficios por un monto de US\$ 187 millones. Por tanto el costo total de operar el sistema alcanza los US\$ 1628.5 millones. Este valor es inferior en US\$ 29.1 millones con respecto a la alternativa básica. Por tanto se debe buscar otra alternativa que resulte ser más interesante.

4.5.- ALTERNATIVA 3.

La alternativa 3 supone una postergación, adicional a la alternativa 2, de la central hidroeléctrica El Palmar de Guatemala. En los cuadros 83 a 87 se muestran los resultados de este proceso. Un resumen de los principales resultados, expresados en valor esperado, se muestra a continuación:

Alternativa 3

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE RESULTADOS
(Valores Esperados)

	Costos (miles US\$)		Miles de Barriles		
	Total Combustible		Bunker	Diesel	Total
1992	181118	168189	4016	3836	7852
1993	158697	145057	3937	2968	6905
1994	154913	140185	5210	1856	7066
1995	169595	153600	6095	1755	7850
1996	186901	168725	6381	2155	8536
1997	210680	189890	7007	2550	9557
1998	265121	241678	7457	4298	11755
1999	247494	223575	7061	3859	10920
2000	252479	227158	6897	4121	11018
TOTAL	1826998	1658057	54061	27398	81459

Para los costos de combustible utilizados: US\$ 25/bl para el diesel y US\$ 18/bl para el bunker, el costo que representa durante el período el consumo del combustible asciende a la suma de US\$ 1658.1 millones; mientras que el costo total de operación del sistema es de 1827 millones.

Por efecto de las postergaciones de inversiones de los proyectos eléctricos considerados dentro de los planes de expansión de los países de la región se tienen beneficios por un monto de US\$ 189.3 millones. Por tanto el costo total de operar el sistema alcanza los US\$ 1637.7 millones. Este valor es inferior en US\$ 19.9 millones con respecto a la alternativa básica.

Se podrían seguir buscando más alternativas, sin embargo existe el riesgo de desabastecimiento para la hidrocondición crítica por lo no es conveniente continuar haciéndolo. Por tanto la alternativa 3 sería considerada, dentro del aspecto energético y económico, como el "mejor" plan de expansión del Istmo Centroamericano.

El siguiente cuadro resumen presenta los costos de operación de las principales alternativas consideradas: aislada, integrada y "mejor". Estos valores están expresados en millones de dólares.

**ISTMO CENTROAMERICANO:
COSTOS DE LAS PRINCIPALES ALTERNATIVAS**

(Millones US\$)

AÑO	AISLADA	INTEGRADA	ALTERNATIVA 3		
			COSTOS	BENEF.	TOTAL
1992	193.27	181.12	181.12		181.12
1993	190.34	158.70	158.70		158.70
1994	188.50	154.91	154.91		154.91
1995	198.02	169.60	169.60		169.60
1996	207.64	186.90	186.90		186.90
1997	210.30	195.59	210.60	5.74	204.86
1998	224.11	222.45	265.12	50.40	214.72
1999	201.95	187.58	247.49	72.14	175.35
2000	269.11	200.78	252.48	61.05	191.43
TOTAL	1 883.23	1 657.63	826.92	189.33	1 637.59

5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

- El período de estudio comprende el corto y mediano plazos, desde el año 1992 hasta el final de la década. Cualquier implicación posterior está fuera de su alcance.

- Por razones de disponibilidad de tiempo, no ha sido posible realizar un estudio más amplio para mostrar las ventajas que ofrece la planificación y operación coordinadas.
- Así mismo se ha asumido que los estudios de demanda de energía eléctrica y su respectivo plan de equipamiento futuro es el más probable y el mejor para cada país, respectivamente. No se han hecho análisis de estos factores, aunque en estudios posteriores deben ser realizados.
- Toda la información utilizada ha sido suministrada por las áreas responsables de los distintos países; sin embargo fue necesario homogenizar la información para poder obtener resultados comparables.
- Sin embargo hay ciertas situaciones que son necesarias comentarlas. Una de ellas es el ritmo de crecimiento de la demanda de Honduras y su correspondiente plan de inversiones. Durante el último quinquenio su demanda creció sobre el 11%; pero, los estudios de proyección de la demanda futura consideran una tasa del 6%.

Preocupa también su futuro plan de expansión que considera, hasta el final de la década una ampliación de su capacidad instalada del orden de 140 MW, todos térmicos, de los cuales 100 MW son centrales de punta.

- Otra situación que es necesaria indicar es el estado de obsolescencia de los equipos de generación, muchos de los cuales ya han sobrepasado su vida útil de operación. En ciertos países, como por ejemplo Nicaragua, se han realizado mantenimientos completos a estas centrales, con el fin de que operen un cierto período de tiempo adicional.
- El equipamiento de ciertos países de la región está basado en centrales geotérmicas, cuya producción es aleatoria y, en ciertos casos, su indisponibilidad ha sido alta. Esto puede provocar ciertos riesgos de desabastecimiento.
- También debe ser comentado el retraso que han venido sufriendo las nuevas inversiones en casi todos los países de la región. Esta situación afecta al futuro inmediato, provocando, en casi todos los países, de presentarse una situación hidrológica crítica, desabastecimientos de energía.

Así mismo, ello ha motivado que las centrales de punta operen más horas que lo técnicamente establecido, con el consecuente deterioro de la central; sin embargo, esto es preferible a soportar restricciones de energía.

- Las ventajas que muestra la operación coordinada de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano resultan,

económicamente, ser muy interesantes. Manteniendo el mismo plan de equipamiento, se podría obtener un ahorro de US\$ 225.6 millones durante el período 1992-2000, es decir de US\$ 25 millones por año.

- Debido a que la demanda de energía eléctrica de la región centroamericana es complementaria, tanto durante el día como durante el año, al operar el sistema coordinadamente, existe un ahorro sustancial de consumo de diesel, el mismo que es sustituido por bunker C. Se incrementa el consumo de este último en 13.6 millones de barriles y se ahorran 12.6 millones de barriles de diesel.
- Esto permite que las centrales de punta, tipo turbina de gas, pasen a la reserva del sistema y operen dentro de sus límites técnicos recomendables.
- No existe, incluso en las peores condiciones hidrológicas, desabastecimiento eléctrico en ninguno de los países. Esta situación es muy significativa ya que al operar aisladamente, si ocurren déficits en casi todos ellos. Expresado en dólares, la suma del valor esperado de los desabastecimientos es del orden de 130 millones. Para la situación más desfavorable, este valor asciende a 608 millones, es decir se multiplica por un valor cercano a 5 veces (4.8).

Sin embargo, si se analizan las situaciones más favorables, en los dos casos, los costos ascienden a US\$ 1026.7 millones en operación aislada y a US\$ 674.3 millones en operación coordinada, existiendo por tanto una diferencia de US\$ 352.4 millones, es decir un 52% de diferencia de costo.

- Al evaluar las distintas alternativas de operación coordinada y basados en el hecho de aprovechar energía más barata de unos países para reemplazar la energía proveniente de las centrales que consumen diesel en otros países, se puede concluir que:
- Para la alternativa básica, al analizar las transferencias de energía entre países, se puede observar que varían significativamente dependiendo de la ocurrencia hidrológica.
- Al evaluar la situación de cada país se puede concluir que, para valores esperados, Costa Rica importa cantidades razonables de energía. Esto es factible pues la estadística muestra que ya se han superado los valores encontrados en este estudio. Igual cosa sucede en caso de presentarse una condición hidrológica favorable. En cambio si ocurre una situación hidrológica crítica, el año 1997 importa una cantidad significativa, el resto del período no tendría problemas
- Para El Salvador la situación se presenta bastante razonable,

sin existir valores extremos muy significativos, salvo en el año 1995, en las tres hidrocondiciones comentadas. En el año 1992 es importador si se produce una hidrocondición crítica y es exportador si ocurre una hidrología favorable, y para valores esperados importa energía.

- Guatemala tiene cierta dificultad durante los años 1992, 1993 y 1994 de exportar su energía a otros países, al no estar interconectados los bloques Norte y Sur.
- Justamente debido a la interconexión en el bloque Sur, Honduras puede exportar su energía a los países de la región que están eléctricamente interconectados. En general, durante el primer quinquenio, este país es un exportador de energía.
- De presentarse la situación crítica, Nicaragua se vería en serios problemas eléctricos, especialmente durante los primeros años del próximo quinquenio.
- Por último, Panamá tiene serios problemas durante 1992 y 1993, ya que debe importar del orden de 800 GWh por año, como valor esperado y del orden de 1100 GWh, de presentarse una hidrología crítica.
- Estas transferencias de energía entre los distintos países, produciendo beneficios mutuos, no hace más que recalcar la necesidad prioritaria de que todos los países de la región se encuentre eléctricamente interconectados.
- Si se analizan las otras alternativas definidas los resultados son bastante similares, por lo que se puede pasar por alto los comentarios específicos al respecto.
- La característica aleatoria de la energía de los proyectos hidroeléctricos presenta otra conclusión que es la variabilidad e inseguridad de la generación de estos proyectos. Esta energía deberá ser complementada con centrales cuya producción sea "segura" y además económicamente atractiva, como por ejemplo las centrales de vapor o carbón.
- Al operar coordinadamente, el nivel de reserva crece significativamente, en alrededor de 250 MW, lo que representa un incremento porcentual del orden del 8%
- El Plan de postergaciones que produce los mejores beneficios al sistema es el siguiente:

PAIS	CENTRAL	POTENCIA (MW)	AÑO ENTRADA SERVICIO	
			ORIGINAL	MODIFICADO
Costa Rica	C. Vapor N.2	125.0	1988	2001
Honduras	Diesel Lenta	50.0	1977	2001
	T. Gas N.2	50.0	1988	2001
Guatemala	El Palmar	54.0	1999	2000
Nicaragua	Montegalán N.1	36.0	1977	2001
	Montegalán N.2	36.0	1998	2001
	Montegalán N.3	36.0	1999	2001
Panamá	Vapor N.1	30.0	1997	2001
	Vapor N.2	50.0	1998	2001
	Diesel Lenta	60.0	1998	2001
	Turbina Gas	30.0	1999	2001
TOTAL DESPLAZAMIENTO		503.0		

Este valor, en relación con la demanda máxima del año 2000 que es de 4402 MW representa un 11.4% de ella, quedando 741 MW de reserva, el mismo que en porcentaje es el 16.8%.

En caso de comparar con la demanda máxima coincidente de la región que es de 4155 MW, estos porcentajes se incrementan a 12.1% y 17.8%, respectivamente.

5.2.- RECOMENDACIONES

- Incentivar para que la interconexión eléctrica entre Honduras y El Salvador se realice lo más pronto posible, ya que esta situación permitirá utilizar excedentes de los países de la región Norte en lo países de la región Sur o viceversa.
- Establecer mecanismos de cooperación regional que permitan, de una manera ágil y satisfactoria para las empresas involucradas, las transferencias de energía.
- Estimular la realización de estudios de planificación y operación coordinada a nivel regional, los mismos que permitirán una eficiente utilización de los recursos eléctricos disponibles en el Istmo Centroamericano, lo que redundará en beneficios para todos los países de la región.
- Para la realización de estos estudios se deberá disponer de las herramientas matemáticas y computacionales suficientes, así como del personal calificado, de manera que los resultados obtenidos sean interesantes para todos los países de la región.
- Cualquier esfuerzo que las distintas empresas realicen dentro de las áreas de planificación y operación, será justificada en tanto en cuanto exista también el suficiente progreso en la

información disponible, tanto en oportunidad como en veracidad.

De nada sirve hacer grandes esfuerzos aislados en implementar técnicas modernas de estudios eléctricos si no se va paralelamente con la información necesaria para estos estudios.

- Dado que el equipamiento del sistema es predominantemente hidroeléctrico (63%) y que la hidrología de los proyectos tiene un comportamiento aleatorio, se deben disponer de herramientas matemáticas y computacionales que permitan realizar todo tipo de estudios probabilísticos, sobre todo en el campo de la operación de los sistemas.

Capítulo III: OPERACION COORDINADA

1. Resumen

En este capítulo se estudia la gestión de los seis sistemas interconectados regionales, sobre la base de diferentes grados de integración y considerando como parámetro de sensibilización la energía asociada a la ocurrencia de diferentes caudales hidrológicos en la región. Los resultados obtenidos muestran los beneficios que se pueden lograr de una operación conjunta, beneficios que se ven incrementados al considerar la complementariedad hidrológica en la región.

Bajo el supuesto de una hidrología media, cada sistema puede autoabastecerse, siendo los beneficios de la operación conjunta derivados, en primer lugar, del aprovechamiento de excedentes de energía hidráulica y, en segundo lugar, de la sustitución de las centrales térmicas menos eficientes por otras con mejor rendimiento, reduciendo los costos globales por concepto de hidrocarburos en la región.

Con una hidrología crítica, existen problemas para el abastecimiento de la demanda en varios países cuando estos operan en forma aislada, siendo entonces otro de los beneficios de la operación conjunta la transferencia de energía para eliminar los faltantes de energía en esos países.

2. Bases del análisis

2.1 Bases y supuestos

Todos los cálculos fueron hechos sobre la misma base utilizada en la planificación conjunta de los sistemas regionales interconectados (Capítulo III). Los programas de equipamiento, programas de retiros y refaccionamientos, proyecciones de la demanda e hidrocondiciones y sus probabilidades asociadas referidas en este capítulo, se pueden consultar en el Capítulo anterior. El período de análisis es el comprendido entre los años 1992 al 2000.

A continuación se analizan algunos de los aspectos más importantes de estos supuestos básicos, los cuales ayudan a interpretar mejor los resultados obtenidos.

a) La demanda de potencia de energía

El comportamiento histórico de las demandas de potencia y energía en los países del Istmo presenta variaciones estacionales que se reflejan en los valores mensuales reportados, los cuales muestran variaciones del orden del 10% en los diferentes meses, tanto para la demanda de potencia como para el consumo de energía. La relación de la demanda de potencia máxima a la demanda mínima varía en un orden de 3 a 3.75.

Lo anterior, sumado a la no coincidencia de las demandas de punta en los países del Istmo, implica que el sistema global tenga

una factor de carga mayor, situación que permite un mejor aprovechamiento de las centrales generadoras dentro de un despacho integrado.

b) Las condiciones hidrológicas

Las condiciones hidrológicas y sus probabilidades de ocurrencia, como se explicó en el capítulo anterior, fueron proporcionados por las empresas eléctricas del Istmo. En el caso de centrales con embalse de regulación, la producción de estas centrales representa una optimización del uso del embalse para cada hidrocondición.

En este capítulo se analizan los diferentes escenarios bajo el supuesto de dos condiciones hidrológicas: a) una considerada como aquella correspondiente al año seco, con una probabilidad de ocurrencia de .1 (uno en diez años), y b) una condición hidrológica promedio, resultado de ponderar la información de producción de las centrales para las diferentes hidrocondiciones. El cuadro 3.1 muestra un resumen de la disponibilidad de energía hidroeléctrica para cada país, considerando las dos hidrocondiciones mencionadas.

La diferencia entre la energía hidroeléctrica generable en un año crítico versus la energía de un año húmedo varía entre el orden del 9 % para Honduras y el 50% para Nicaragua. Para el istmo, esta diferencia varía entre el 28% y el 24 %, para los años inicial y final del análisis. representando montos de energía de 2672 GWH en 1992 y 4040 GWH en el año 2000.

Los datos anteriores sirven para interpretar en mejor forma los despachos de energía y la utilización de los excedentes de energía hidroeléctrica que se presentan en los diferentes países del área.

2.2 Los escenarios de análisis

Se consideran tres escenarios, con diferentes grados de coordinación, y cada uno de ellos se analiza bajo dos hipótesis: a) para condiciones hidrológicas promedio (año húmedo), y b) para condiciones hidrológicas críticas (año seco).

El escenario A considera la operación de los sistemas de cada país en forma totalmente aislada, sin tomar en cuenta posibilidades de transferencia de energía a través de las líneas de interconexión. Este escenario representa los mayores costos de operación y sirve como base para evaluar las ventajas económicas de los otros dos escenarios.

El escenario B incluye transferencia únicamente de excedentes de energía que se presentan en algunos países durante los períodos de lluvia y en condiciones hidrológicas favorables. Se consideran también en este escenario intercambios de energía geotérmica. Este escenario representa, en gran parte, las condiciones bajo las cuales han operado las interconexiones regionales y el cual se repetirá en algunos años hasta que los países logren la gestión coordinada.

El escenario C considera, adicional a la transferencia de bloques de energía hidroeléctrica y geotérmica, la posibilidad del

reemplazo de la generación de las centrales térmicas menos eficientes por otras con un rendimiento mayor, lo cual representa beneficios globales en la reducción de los costos por concepto de hidrocarburos en el Istmo. En su mayor parte, se consideran transferencias de energía hidroeléctrica y geotérmica a base de búnker y, en algunos casos, también se considera la posibilidad de transferir energía de algunas centrales de combustión interna con alto rendimiento. Este escenario implica la coordinación total de la operación de los sistemas interconectados nacionales y una reducción mayor del consumo de hidrocarburos para la generación de energía eléctrica en el Istmo.

3. Metodología del análisis

La simulación de los sistemas para los diferentes escenarios e hipótesis hidrológicas se hizo utilizando el modelo SOSEICA, elaborado por CEPAL y recientemente presentado a técnicos de las diferentes empresas del Istmo para su utilización en la planificación de la operación de las interconexiones.

El SOSEICA es un modelo de simulación de la operación de sistemas de generación hidrotérmica que permite analizar en forma aislada e integrada el despacho para varios sistemas regionales. Utiliza el criterio de mínimo costo de generación y utiliza técnicas de programación lineal para la realización de los despachos aislados en cada región. Las transferencias son analizadas, comparando los despachos semanales de cada semana y determinando los países que tienen excedentes aprovechables. Por medio de una matriz de transporte que contiene información sobre las pérdidas por transmisión entre países y los peajes por utilización de las líneas de interconexión, se determinan las transferencias factibles. De esta forma, únicamente se permiten intercambios cuando existe una economía apreciable para éstas, desechando otras que podrían ser atractivas para los modelos tradicionales de despacho uninodal.

En este estudio se simularon, para cada escenario e hipótesis despachos anuales para el período 1992-2000. Para cada país se hicieron simulaciones en forma aislada y en operación conjunta, estando los bloques norte y sur operando en el período 1992-1994 y el Istmo integrado a partir del año de 1995.

Los cuadros 3.2 a 3.7 muestran los resultados de la operación de cada país para los diferentes escenarios y considerando hidrologías promedio. Los cuadros 3.8 al 3.13 muestran los mismos resultados considerando hidrologías críticas. Los volúmenes de combustible se muestran en los cuadros 3.14 y 3.16 y sus respectivos costos en los cuadros 3.15 y 3.17.

Los principales resultados se muestran a continuación:

A) Condiciones hidrológicas promedio

i) Costa Rica. En operación aislada los excedentes de energía hidroeléctrica ascienden a 1695 GWH (ver Cuadro 3.2), siendo el excedente mayor en los años 1999 y 2000, coincidiendo con la entrada en operación de la hidroeléctrica Angostura en el año 1999 y la tercera etapa de la central geotérmica de Miravalles en el año 2000. La participación de las centrales térmicas a base de diesel y bunker dentro de el despacho de energía es pequeña y se reduce de un 16 % al inicio del período a un 7% al final del período.

En el escenario B Costa Rica participa con la exportación de sus excedentes hidroeléctricos en todo el período y adicionalmente parte de su generación térmica es reemplazada por los excedentes hidroeléctricos de Panamá (519 GWh).

En el escenario B, operación conjunta, adicional a las exportaciones e importaciones hidroeléctricas que se describieron en el escenario anterior, Costa Rica incrementa en el período su producción de energía térmica en un monto total de 468 GWH, exportando tanto energía térmica como energía hidráulica.

ii) El Salvador. En operación aislada, los excedentes hidroeléctricos de El Salvador ascienden a 362 GWH (ver Cuadro 3.3) siendo de mayor magnitud los excedentes en los años 1992 (121 GWh) y 2000 (108 GWh). El incremento, en términos absolutos, de la generación termoeléctrica a base de diesel y búnker tiene un crecimiento lento como consecuencia de las entradas de los proyectos geotérmicos a lo largo de todo el período. En términos porcentuales, la participación de esta generación térmica se reduce de un 22% al inicio del período a un 14 % al final del período.

En el escenario B, El Salvador puede exportar excedentes hidroeléctricos por 50 GWh, en los años 1992 y 1993, energía que se destina a Guatemala, existiendo en ambos años excedentes de energía en estos dos países, que no se pueden aprovechar.

En el escenario C, operación conjunta, durante todo el período, las centrales de vapor de El Salvador incrementan su producción en un monto de 764 GWH, mientras que las unidades de combustión interna y turbinas de gas disminuyen su producción en 1523 GWH. En general, este país es un importador de energía, reemplazando parte de su generación térmica por generación de las centrales de vapor de Guatemala.

iii) Guatemala. En operación aislada y para condiciones hidrológicas promedio, Guatemala tiene excedentes de energía hidroeléctrica del orden de 160 GWh durante todo el período, excedentes que no logra aprovechar el sistema por las características propias de la hidrología y las características de la demanda. Se observan, en términos absolutos, generación creciente en las centrales termoeléctricas a base de diesel, bunker y crudo en el período 1992-1997 y a partir de 1998 una reducción en los mismos por la entrada de los proyectos hidroeléctricos de Santa María, El

Palmar y Serchil y la central geotérmica de Zunil II. En términos porcentuales, la participación de esta generación térmica se reduce de un 27 % en el año 1990 a un 16% en el año 2000.

En el escenario B, por las características de la hidrología y las centrales de Guatemala y El Salvador, no es posible aprovechar los excedentes hidroeléctricos del primer país, salvo en el año 1999 en el cual Guatemala exporta 22 GWh a El Salvador.

En el escenario C, operación conjunta, Guatemala exporta principalmente energía termoeléctrica de su nueva central de vapor Escuintla III. Las exportaciones netas de energía térmica a base de bunker son por un monto de 1719 GWh en todo el período.

iv) Honduras. En operación aislada se observan en Honduras excedentes hidroeléctricos del orden de 362 GWh, los cuales son mayores al inicio del período y van desapareciendo a medida que incrementa la carga eléctrica del sistema hondureño. Se observa un creciente incremento en los consumos de combustible, por no existir durante todo el período, ninguna central hidroeléctrica contemplada para entrar en operación. En términos porcentuales la participación de la energía térmica a base de diesel, se incrementa desde un 15 % en 1992 hasta un 48 % en el año 2000.

En el escenario B, Honduras exporta 41 GWh en 1993, teniendo pequeñas exportaciones en los años 1994 y 1995. Los excedentes hidroeléctricos existentes en Panamá y Costa Rica son aprovechados por Honduras en los años 1992, 1999 y 2000, sumando un monto de 280 GWh en todo el período.

En el escenario C, operación conjunta, la generación térmica, a base de diesel, en Honduras es reemplazada totalmente en el período 1992-1996 y parcialmente en el período 1997 a 2000. Las importaciones netas en Honduras ascienden a 4342 GWh, reduciendo su generación térmica en 4062 GWh en todo el período.

v) Nicaragua. Nicaragua es el único país del istmo que no posee excedentes hidroeléctricos, por lo que es un importador natural de energía hidroeléctrica y sus centrales de vapor pueden desplazar generación térmica en otros países, principalmente en Honduras y en Costa Rica.

En operación aislada, se observa en este país un creciente incremento de su generación térmica a base de combustibles bunker y diesel, en el período 1992-1996, reduciéndose en los siguientes años con la entrada de los proyectos geotérmicos de Monte Galán I, II y III y la hidroeléctrica de Monte Grande. En términos porcentuales, la participación de esta generación térmica se reduce de un 39% al inicio del período a un 11 % en el año 2000.

En el escenario B, Nicaragua importa excedentes hidroeléctricos, principalmente de Costa Rica y Panamá y en menor grado de Honduras. El monto global de estas importaciones es de 152 GWh.

En el escenario C, operación conjunta, las unidades de vapor de Nicaragua incrementan su producción en todo el período, para exportar energía por un monto de 1138 GWh, principalmente hacia Honduras.

vi) Panamá. En operación aislada, se presentan en Panamá

excedentes hidroeléctricos por un monto de 693 GWh, los cuales son mayores en el año 1992 (261 GWh), por existir capacidad restringida en algunas hidroeléctricas. En el período 1992-1996, se presenta producción creciente de energía térmica, la cual se reduce en el período 1997-2000 con la entrada de los proyectos hidroeléctricos de Estí I y Estí II.

En el escenario B, Panamá exporta energía hidroeléctrica y complementa el aprovechamiento de estas centrales con Costa Rica, exportando en el período un total de 522 GWh e importando 50 GWh en los años 1995, 1997 y 1998.

En el escenario C, operación conjunta, adicional a la complementariedad de la utilización de la energía hidroeléctrica con Costa Rica, Panamá reduce su producción térmica en los años 1992 y 1993 y exporta energía térmica en los siguientes años del período (1994-2000). Durante el período, Panamá incrementa su generación térmica en 563 GWh y su producción hidroeléctrica en 641 GWh.

vii) Resultados globales del Istmo. Se resumen a continuación los principales resultados de la operación de los sistemas regionales del istmo, los cuales se deducen de las explicaciones anteriores.

- Con excepción de Honduras, todos los países reducen la participación de la generación térmica a base combustibles bunker, diesel y crudo. Esto es consecuencia de considerar en los planes de expansión y equipamiento de los sistemas generadores centrales hidroeléctricas y geotérmicas.

- En gestión aislada, se presentan excedentes de energía hidroeléctrica, en todo el período, de un orden de 4534 GWh (504 GWh/año), coincidiendo en su mayor parte en derrames que se producen en los diferentes países en los años de entrada de proyectos hidroeléctricos o geotérmicos. Debe hacerse énfasis en que esta estimación está hecha sobre la base de ocurrencia de hidrologías promedio en la región. Al considerar la gestión conjunta, con diferentes grados de integración (escenarios B y C), es posible aprovechar 3230 GWh (359 GWh/año en promedio, equivalente al 71 % del derrame del caso de gestión aislada, escenario A).

- Las transferencias entre los bloques Norte y Sur, se ven limitadas por las siguientes razones:

a) Honduras y Nicaragua, que ocupan la parte central del istmo, presentan escasos o ningún excedente de energía hidroeléctrica y en ambos sistemas es significativa la participación de la generación hidrotérmica, por lo que son importadores de los excedentes de Costa Rica y Panamá y algunos que se presentan en El Salvador

b) Los excedentes de energía hidráulica de Guatemala, no pueden ser absorbidos por El Salvador, por ser coincidentes con los excedentes de este segundo país y por ser de pequeño margen en potencia, no se transfieren al bloque sur.

- Al incrementar el grado de integración se logra el mejor

aprovechamiento de los recursos naturales para generación de energía eléctrica y una disminución en el consumo de hidrocarburos para ese mismo propósito. La gestión conjunta considerando únicamente intercambios de excedentes de energía hidroeléctrica -escenario B- permite, en el período 1992-2000 una economía de US\$ 70 millones (US\$ 8.8 millones/año) por concepto de reducción de los costos por consumo de combustibles. Considerando el reemplazo de generación térmica de centrales menos eficientes entre países

-escenario C-, se obtiene una disminución en el mismo rubro de US\$ 202 (US\$ 22 millones/año, ver Cuadro 3.15).

- Un escenario que implicaría un mayor grado de integración, sería el considerar, en la planificación de las interconexiones, la gestión coordinada del manejo de los embalses, situación que sería factible al existir un centro regional de operaciones, el cuál sería el encargado de la coordinación de la operación en el corto plazo (semana, mes, año).

B) Condiciones de Hidrología Crítica

La evaluación de los tres escenarios, con el supuesto de una hidrología crítica presente en todos los años del período de análisis, representa una situación muy severa, la cuál puede servir para evaluar las bondades de los planes de equipamiento de los sistemas de generación de los países del istmo cuando se analiza el escenario A (gestión aislada) y los aportes de la interconexión regional cuando se evalúan los escenarios B (intercambios de excedentes hidroeléctricos) y C (gestión conjunta).

Los resultados para cada país, se muestran en los cuadros números 3.8 al 3.13 y un resumen de los volúmenes de combustibles y sus costos, se muestran en los cuadros 3.16 y 3.17. A continuación se mencionan los aspectos más importantes, para cada país y para la región en general.

i) Costa Rica. En operación aislada, no obstante existir pequeños excedentes de energía hidroeléctrica, que en el período 1992-2000 hacen un monto de 288 GWH, existe energía no suministrada, especialmente en los años 1999-2000, por un monto de 692 gwh, la cuál se da especialmente en los meses de la estación seca.

En el escenario B, al permitirse únicamente el intercambio de excedentes de energía hidroeléctrica, es posible reducir la energía no servida en todo el período, en un monto de 126 GWH (un 22% menos que la energía no suministrada en el escenario anterior). La poca magnitud de los intercambios se debe a la poca magnitud o inexistencia de los excedentes al considerar años secos en los países del istmo.

En escenario C, operación conjunta, al haber intercambios de energía térmica, Costa Rica importa un monto de 594 GWH en todo el período, eliminando los faltantes de energía.

Por tener Costa Rica, una mayor participación de sus centrales hidroeléctricas en el despacho, este país se ve más castigado que los otros, al ocurrir años secos. Para garantizar el cubrimiento de la demanda, aún con la ocurrencia de años secos, se debería agregar en el plan de expansión un complemento térmico de, al menos 45 MW, adición que no es necesaria al considerar una gestión

coordinada en los sistemas de generación del istmo.

ii) El Salvador. En operación aislada y condiciones de hidrología crítica, existe energía no servida por un monto de 63 GWH en el período, la cuál es más significativa en el año 2000 (53 GWH). En el escenario B, intercambio de excedentes de energía hidroeléctrica, al no existir estos excedentes en Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua no existen intercambios de energía, en los primeros tres países. Los únicos intercambios se dan entre Costa Rica y Panamá.

En gestión conjunta, es posible eliminar el deficit de energía en El Salvador, exportando 799 GWH en todo el período y reduciendo su producción termoeléctrica en 737 GWH.

iii) Guatemala. En operación aislada y condiciones de hidrología crítica, es posible cubrir la demanda sin la existencia de deficit de energía.

En el escenario B, intercambio de excedentes de energía hidroeléctrica, al no existir estos excedentes en Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua no existen intercambios de energía, en los primeros tres países. Los únicos intercambios se dan entre Costa Rica y Panamá.

En gestión conjunta, Guatemala importa 414 GWH netos en los años 1993, 1997 y 1998, exportando energía termoeléctrica en los años restantes por un monto de 1170 GWH.

iv) Honduras. En operación aislada y condiciones de hidrología crítica, es posible cubrir la demanda sin la existencia de deficit de energía. Por limitaciones en la central hidroeléctrica de Cañaveral, existe energía hidroeléctrica no aprovechable en el año de 1992.

En el escenario B, intercambio de excedentes de energía hidroeléctrica, no existen intercambios de energía en Honduras, por las razones explicadas anteriormente.

En gestión conjunta, Honduras importa 3779 GWH netos en todo el período, como resultado de substitución de sus unidades a base de diesel, por otras más eficientes, principalmente de Nicaragua y de Panamá.

v) Nicaragua. En operación aislada y condiciones de hidrología crítica, es posible cubrir la demanda sin la existencia de deficit de energía. Por tener, porcentualmente una menor participación la componente hidroeléctrica en el despacho de Nicaragua, este país se ve menos afectado con la presencia de una años secos.

En el escenario B, intercambio de excedentes de energía hidroeléctrica, existen importaciones de energía hidroeléctrica muy pequeñas, en 1992. Al igual que los países del bloque norte y Honduras, el despacho de Nicaragua, queda prácticamente inalterado, bajo este escenario e hipótesis hidrológica.

En gestión conjunta, Nicaragua exporta 1919 GWH netos en todo el período, como resultado de incrementar su producción en sus centrales de Vapor, substituyendo generación a base de diesel principalmente en Honduras y en Costa Rica.

vi) Panamá. En operación aislada y condiciones de hidrología crítica, es posible cubrir la demanda sin la existencia de deficit de energía. Existen pequeños excedentes de energía hidroeléctrica

los años 1992, 1999 y 2000.

En el escenario B, intercambio de excedentes de energía hidroeléctrica, Panamá exporta 87 GW, correspondiente a excedentes de energía hidroeléctrica en los años 1992 y 1999. pequeñas, en 1992.

En gestión conjunta, Panamá exporta 2125 GWH netos en todo el período, como resultado de incrementar su producción en sus centrales de Vapor, substituyendo generación a base de diesel principalmente en Honduras y en Costa Rica.

vii) Resultados Globales para el Istmo.

C U A D R O S

C A P I T U L O I

Cuadro I-1

ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Año	P O T E N C I A (MW)						E N E R G I A (GWh)										Fact. carga %		
	Instalada			Demanda máxima	Gener. bruta	Generación Neta				Expor- tación	Impor- tación	Com- pras	Dispo- nible	Ven- tas	Pérd. %				
	Total	Hidro.	Geo.			Vapor	Diesel	Total	Hidro.							Geo.		Vapor	Diesel
1980	2,421	1,232	95	539	555	1,584	8,654	8,467	5,658	365	1,863	581	29	29	6	8,472	7,397	12.7	61.1
(%)	100	51	4	22	23		100	98	65	4	22	7							
1981	2,499	1,322	95	539	543	1,654	8,947	8,755	5,966	573	1,712	501	31	31	10	8,765	7,679	12.4	60.5
(%)	100	53	4	22	22		100	98	67	6	19	6							
1982	2,695	1,518	95	539	542	1,718	9,226	9,025	5,999	475	1,984	564	134	134	5	9,029	7,800	13.6	60.0
(%)	100	56	4	20	20		100	98	65	5	21	6							
1983	3,099	1,868	130	520	582	1,802	9,774	9,572	6,501	542	1,781	748	490	489	24	9,595	8,337	13.1	60.8
(%)	100	60	4	17	19		100	98	67	6	18	8							
1984	3,570	2,278	130	520	643	1,889	10,158	9,965	7,197	745	1,412	606	445	443	60	10,023	8,664	13.6	60.6
(%)	100	64	4	15	18		100	98	71	7	14	6							
1985	3,923	2,575	130	520	698	1,988	10,756	10,568	8,079	664	1,238	582	206	204	30	10,596	9,138	13.8	60.8
(%)	100	66	3	13	18		100	98	75	6	12	5							
1986	3,920	2,576	130	520	694	2,140	11,447	11,295	9,618	579	919	169	407	408	75	11,370	9,694	14.7	60.7
(%)	100	66	3	13	18		100	99	84	5	8	1							
1987	4,015	2,674	130	520	692	2,343	12,476	12,300	9,977	622	1,286	407	775	769	126	12,420	10,525	15.3	60.5
(%)	100	67	3	13	17		100	99	80	5	10	3							
1988	4,072	2,674	130	520	749	2,389	12,721	12,568	10,658	573	1,014	322	493	480	103	12,658	10,607	16.2	60.5
(%)	100	66	3	13	18		100	99	84	5	8	3							
1989	4,096	2,674	165	520	737	2,488	13,432	13,272	11,519	764	814	175	298	300	80	13,354	11,066	17.1	61.3
(%)	100	65	4	13	18		100	99	86	6	6	1							
1990	4,115	2,697	165	520	733	2,614	14,353	14,259	12,172	770	1,067	248	421	400	85	14,322	11,811	17.5	62.5
(%)	100	66	4	13	18		100	99	85	5	7	2							

Incremento 80-90

1,694 1,465 70 -20 179 1,030 5,699 5,792 6,514 405 -795 -333 5,850 4,414

Tasa de crecimiento 80-90

5.4 8.2 5.7 -0.4 2.8 5.1 5.2 5.4 8.0 7.7 -5.4 -8.1 5.4 4.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro I-2

COSTA RICA: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Año	POTENCIA (MW)						ENERGIA (GWh)							Fact. carga %			
	Instalada			Demanda máxima	Gener. bruta	Generación Meta				Expor- tación	Impor- tación	Com- pras	Dispo- nible		Ven- tas	Pérd. %	
	Total	Hidro.	Geo. Vapor Diesel			Total	Hidro.	Geo.	Vapor Diesel								
1980	585	444	10	131	405	2,123	2,123	2,098	3	22		2	3	2,128	1,894	11.0	60.0
(%)	100	76	2	22		100	100	99		1							
1981	585	444	10	131	417	2,264	2,264	2,262		2		2	1	2,267	2,047	9.7	62.1
(%)	100	76	2	22		100	100	100									
1982	759	618	10	131	438	2,366	2,366	2,366			108	3		2,262	2,078	8.1	58.9
(%)	100	81	1	17		100	100	100									
1983	760	619	10	131	451	2,822	2,822	2,822			478	3		2,347	2,152	8.3	59.4
(%)	100	81	1	17		100	100	100									
1984	771	620	10	142	482	3,001	3,001	2,999		3	432			2,569	2,337	9.0	60.9
(%)	100	80	1	18		100	100	100									
1985	777	626	10	142	511	2,762	2,762	2,758		4	60			2,702	2,472	8.5	60.4
(%)	100	80	1	18		100	100	100									
1986	767	626	10	131	565	2,887	2,887	2,885		2	73	152		2,966	2,697	9.1	59.9
(%)	100	82	1	17		100	100	100									
1987	865	724	10	131	613	3,073	3,073	2,994	21	59	110	280		3,243	2,905	10.4	60.4
(%)	100	84	1	15		100	100	97	1	2							
1988	868	724	10	134	613	3,134	3,134	3,040	26	68	84	274		3,324	2,969	10.7	61.9
(%)	100	83	1	15		100	100	97	1	2							
1989	869	724	10	136	658	3,348	3,348	3,318	12	19	10	164		3,502	3,125	10.8	60.8
(%)	100	83	1	16		100	100	99		1							
1990	889	747	10	131	682	3,543	3,543	3,497		46	32	186		3,697	3,305	10.6	61.9
(%)	100	84	1	15		100	100	99		1							

Incremento 80-90

304 304 277 1,420 1,420 1,400 -3 24 1,570 1,411

Tasa de crecimiento 80-90

4.3 5.4 5.3 5.3 5.3 5.2 -34.0 7.6 5.7 5.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro I-3

EL SALVADOR: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Año	P O T E N C I A (MW)						E N E R G I A (GWh)								Fact. %				
	Instalada			Demanda máxima	Gener. bruta	Generación Neta				Expor- tación	Impor- tación	Com- pras	Dispo- nible	Ven- tas		Pérd. %	carga %		
	Total	Hidro.	Geo.			Vapor	Diesel	Total	Hidro.									Geo.	Vapor
1980	450	231	95	63	61	269	1,460	1,428	1,044	365	14	5				1,428	1,261	11.7	60.6
(%)	100	51	21	14	13		100	98	71	25	1								
1981	450	231	95	63	61	264	1,403	1,356	727	573	38	17				1,356	1,200	11.5	58.6
(%)	100	51	21	14	13		100	97	52	41	3	1							
1982	450	231	95	63	61	272	1,425	1,376	827	475	60	14				1,376	1,190	13.5	57.7
(%)	100	51	21	14	13		100	97	58	33	4	1							
1983	528	310	95	63	61	286	1,540	1,485	947	479	51	8				1,485	1,303	12.3	59.3
(%)	100	59	18	12	11		100	96	62	31	3	1							
1984	632	388	95	63	86	304	1,614	1,559	1,012	488	45	14				1,559	1,368	12.2	58.5
(%)	100	61	15	10	14		100	97	63	30	3	1							
1985	632	388	95	63	86	318	1,706	1,650	1,166	380	72	33				1,650	1,440	12.8	59.2
(%)	100	61	15	10	14		100	97	68	22	4	2							
1986	650	388	95	63	104	340	1,670	1,623	1,225	334	31	33		89		1,711	1,494	12.7	57.5
(%)	100	60	15	10	16		100	97	73	20	2	2							
1987	650	388	95	63	104	380	1,892	1,833	1,128	398	256	51	10	18		1,842	1,584	14.0	55.3
(%)	100	60	15	10	16		100	97	60	21	14	3							
1988	650	388	95	63	104	379	1,981	1,930	1,297	397	182	54	4	39		1,964	1,662	15.4	59.2
(%)	100	60	15	10	16		100	97	65	20	9	3							
1989	650	388	95	63	104	391	2,030	1,976	1,419	407	131	18	2	6		1,979	1,685	14.9	57.8
(%)	100	60	15	10	16		100	97	70	20	6	1							
1990	650	388	95	63	104	412	2,217	2,164	1,642	384	125	14	9	11		2,166	1,828	15.6	60.0
(%)	100	60	15	10	16		100	98	74	17	6	1							

Incremento 80-90

201	157		44	143	757	736	598	19	111	9			738	567
-----	-----	--	----	-----	-----	-----	-----	----	-----	---	--	--	-----	-----

Tasa de crecimiento 80-90

3.8	5.3		5.6	4.4	4.3	4.2	4.6	0.5	24.5	10.4			4.3	3.8
-----	-----	--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	--	--	-----	-----

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro I-4

GUATEMALA: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Año	POTENCIA (MW)						ENERGIA (GWh)						Fact. carga %				
	Instalada				Demanda máxima	Gener. bruta	Generación Meta				Exportación	Importación		Compras	Disponibles	Ventas	Pérd. %
	Total	Hidro.	Geo.	Vapor Diesel			Total	Hidro.	Geo.	Vapor Diesel							
1980	366	98	116	153	273	1,445	1,391	278	701	413				1,391	1,236	11.2	58.2
(%)	100	27	32	42		100	96	19	49	29							
1981	444	188	116	141	287	1,438	1,383	343	726	314				1,383	1,229	11.1	55.0
(%)	100	42	26	32		100	96	24	51	22							
1982	444	188	116	141	271	1,390	1,342	479	558	305				1,342	1,139	15.1	56.5
(%)	100	42	26	32		100	97	34	40	22							
1983	714	458	116	141	277	1,384	1,350	805	347	198				1,350	1,149	14.8	55.6
(%)	100	64	16	20		100	98	58	25	14							
1984	745	488	116	141	284	1,456	1,415	601	489	325				1,415	1,188	16.0	56.9
(%)	100	66	16	19		100	97	41	34	22							
1985	783	488	116	179	302	1,535	1,493	675	467	351				1,493	1,245	16.6	56.4
(%)	100	62	15	23		100	97	44	30	23							
1986	781	488	116	177	334	1,735	1,730	1,715	5	10	88			1,641	1,363	16.9	56.1
(%)	100	63	15	23		100	100	99		1							
1987	783	488	116	179	375	1,875	1,866	1,698	54	113	18	10		1,857	1,570	15.4	56.5
(%)	100	62	15	23		100	100	91	3	6							
1988	782	488	116	178	401	2,042	2,033	1,847	60	126	39	4		1,998	1,661	16.9	56.9
(%)	100	62	15	23		100	100	90	3	6							
1989	808	488	116	204	440	2,204	2,193	2,086	34	74	6	2		2,189	1,844	15.8	56.8
(%)	100	60	14	25		100	100	95	2	3							
1990	808	488	116	204	452	2,336	2,318	2,141	81	97	11	9		2,317	1,977	14.7	58.5
(%)	100	60	14	25		100	99	92	3	4							

Incremento 80-90

441	390		51	179	891	927	1,863		-620	-316			926	742
-----	-----	--	----	-----	-----	-----	-------	--	------	------	--	--	-----	-----

Tasa de crecimiento 80-90

8.2	17.5		2.9	5.2	4.9	5.2	22.7		-19.4	-13.5			5.2	4.8
-----	------	--	-----	-----	-----	-----	------	--	-------	-------	--	--	-----	-----

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro I-5

HONDURAS: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Año	POTENCIA (MW)					ENERGIA (GWh)							Fact. carga %		
	Instalada		Demanda Gener. máxima	Generación Neta			Exportación	Importación	Compras	Disponibles	Ventas	Pérd. %			
	Total	Hidro. Geo.		Total	Hidro.	Geo.								Vapor	Diesel
1980	208	109	99	156	862	854	782	72	9	18	1	864	760	12.1	63.2
(%)	100	52	48		100	99	91	8							
1981	208	109	99	171	953	944	820	122	18	11	1	938	823	12.3	62.6
(%)	100	52	48		100	99	86	13							
1982	230	131	99	182	1,006	999	846	149	9	15	1	1,006	847	15.8	63.1
(%)	100	57	43		100	99	84	15							
1983	230	131	99	193	956	949	831	118	2	149	1	1,097	920	16.1	64.9
(%)	100	57	43		100	99	87	12							
1984	260	131	129	211	998	988	874	108	5	172		1,155	973	15.7	62.5
(%)	100	50	50		100	99	88	11							
1985	552	423	129	220	1,364	1,352	1,307	40	134	6		1,224	1,065	13.0	63.5
(%)	100	77	23		100	99	96	3							
1986	547	423	124	234	1,436	1,423	1,421	-3	166	5		1,262	1,059	16.1	61.6
(%)	100	77	23		100	99	99								
1987	547	423	124	266	1,753	1,739	1,741	-3	348	4		1,396	1,145	17.9	59.9
(%)	100	77	23		100	99	99								
1988	543	423	120	286	1,910	1,895	1,897	-2	327	3		1,571	1,258	19.9	62.7
(%)	100	78	22		100	99	99								
1989	525	423	102	316	2,001	1,986	1,988	-2	242	3		1,748	1,359	22.2	63.1
(%)	100	81	19		100	99	99								
1990	525	423	102	351	2,297	2,274	2,279	-5	337	3		1,939	1,490	23.2	63.1
(%)	100	81	19		100	99	99								
Incremento 80-90															
	317	315	2	195	1,435	1,419	1,496	-77				1,075	730		
Tasa de crecimiento 80-90															
	9.7	14.6	****.*	0.2	8.4	10.3	10.3	11.3				8.4	7.0		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro I-6

NICARAGUA: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Año	P O T E N C I A (MW)						E N E R G I A (GWh)							Fact. %					
	Instalada			Demanda máxima	Gener. bruta	Generación Neta				Expor- tación	Impor- tación	Com- pras	Dispo- nible		Ven- tas	Pérd. %	carga %		
	Total	Hidro.	Geo. Vapor			Diesel	Total	Hidro.	Geo.									Vapor	Diesel
1980	293	100		175	18	175	963	927	497		426	4	18	9		917	775	15.6	59.8
(%)	100	34		60	6	100	96	96	52		44								
1981	294	100		175	19	195	1,002	963	484		475	4	11	18		969	828	14.6	56.8
(%)	100	34		60	6	100	96	96	48		47								
1982	294	100		175	19	193	961	922	411		506	5	15	116		1,023	873	14.7	60.5
(%)	100	34		60	6	100	96	96	43		53	1							
1983	327	100	35	175	17	220	844	804	237	63	502	1	7	337		1,134	962	15.1	58.8
(%)	100	31	11	54	5	100	95	95	28	8	59								
1984	327	100	35	175	17	222	885	842	224	256	360	1	6	271		1,107	980	11.5	56.9
(%)	100	31	11	54	5	100	95	95	25	29	41								
1985	326	100	35	175	16	213	976	932	255	285	385	7	10	198		1,119	973	13.0	60.0
(%)	100	31	11	54	5	100	95	95	26	29	39	1							
1986	325	100	35	175	15	221	1,140	1,085	283	245	545	7		70		1,155	970	16.0	59.7
(%)	100	31	11	54	5	100	95	95	25	22	48	1							
1987	325	100	35	175	15	234	1,219	1,165	392	223	533	11	271	351		1,245	1,038	16.6	60.7
(%)	100	31	11	54	5	100	96	96	32	18	44	1							
1988	325	100	35	175	15	239	1,106	1,053	386	176	475	16		82		1,135	943	16.9	54.2
(%)	100	31	11	54	5	100	95	95	35	16	43	1							
1989	360	100	70	175	15	237	1,278	1,224	534	358	332	1	26	34		1,232	995	19.3	59.3
(%)	100	28	19	49	4	100	96	96	42	28	26								
1990	360	100	70	175	15	253	1,308	1,308	401	386	516	4	3	71		1,376	1,087	21.0	62.1
(%)	100	28	19	49	4	100	100	100	31	30	39								

Incremento 80-90

67	70	-3	78	345	381	-96	386	90	1		459	313
----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	----	---	--	-----	-----

Tasa de crecimiento 80-90

2.1	0.0	-1.6	3.8	3.1	3.5	-2.1		1.9	2.5		4.1	3.4
-----	-----	------	-----	-----	-----	------	--	-----	-----	--	-----	-----

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro 1-7

PANAMA: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Año	P O T E N C I A (MW)					E N E R G I A (GWh)										Fact. %	
	Instalada		Demanda		Gener. bruta	Generación Neta				Expor- tación	Impor- tación	Com- pras	Dispo- nible	Ven- tas	Pérd. %		carga %
	Total	Hydro. Geo.	Vapor	Diesel		Total	Hydro.	Geo.	Vapor								
1980	519	251	175	93	306	1,801	1,744	960	719	66		2	1,746	1,472	15.7	65.1	
(%)	100	48	34	18		100	97	53	40	4							
1981	518	251	175	92	320	1,887	1,845	1,330	472	43	2	8	1,851	1,553	16.1	66.0	
(%)	100	48	34	18		100	98	70	25	2							
1982	518	251	175	92	362	2,078	2,020	1,070	859	91	3	3	2,021	1,673	17.2	63.7	
(%)	100	48	34	18		100	97	51	41	4							
1983	540	251	156	133	375	2,229	2,163	860	880	422	3	22	2,183	1,851	15.2	66.4	
(%)	100	46	29	25		100	97	39	39	19							
1984	835	551	156	128	386	2,203	2,160	1,486	518	155	2	60	2,218	1,817	18.1	65.6	
(%)	100	66	19	15		100	98	67	24	7							
1985	853	551	156	146	424	2,413	2,378	1,918	312	147	1	30	2,407	1,944	19.2	64.8	
(%)	100	65	18	17		100	99	80	13	6							
1986	849	551	156	142	446	2,578	2,547	2,088	339	120	79	92	75	2,635	2,111	19.9	67.4
(%)	100	65	18	17		100	99	81	13	5							
1987	844	551	156	137	475	2,663	2,624	2,025	423	176	18	105	126	2,837	2,283	19.5	68.2
(%)	100	65	18	16		100	99	76	16	7							
1988	904	551	156	197	471	2,548	2,524	2,192	272	59	40	78	103	2,665	2,115	20.6	64.6
(%)	100	61	17	22		100	99	86	11	2							
1989	883	551	156	177	446	2,570	2,545	2,174	305	66	12	91	80	2,704	2,063	23.7	69.2
(%)	100	62	18	20		100	99	85	12	3							
1990	883	551	156	177	464	2,651	2,651	2,213	345	93	29	119	85	2,826	2,124	24.8	69.5
(%)	100	62	18	20		100	100	83	13	4							

Incremento 80-90

364 300 -20 84 158 850 907 1,253 -374 28 1,080 652

Tasa de crecimiento 80-90

5.5 8.2 -1.2 6.6 4.3 3.9 4.3 8.7 -7.1 3.6 4.9 3.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro I-8

ISTMO CENTROAMERICANO: VENTAS, CONSUMIDORES Y CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Ventas eléctricas (GWh)					Consumidores (miles)					Consumo medio por consumidor		
	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Residen- cial (KWh)	Comer- cial (KWh)	Indus- trial (MWh)
1980	7,397	2,409	1,428	2,474	1,087	1,619	1,421	163	14	22	1,695	8,774	179
(%)	100	33	19	33	15	100	88	10	1	1			
1981	7,679	2,555	1,531	2,466	1,126	1,720	1,517	171	14	17	1,684	8,935	173
(%)	100	33	20	32	15	100	88	10	1	1			
1982	7,800	2,682	1,656	2,266	1,196	1,827	1,612	183	14	18	1,664	9,057	161
(%)	100	34	21	29	15	100	88	10	1	1			
1983	8,337	2,835	1,727	2,383	1,392	1,938	1,708	196	15	19	1,659	8,798	161
(%)	100	34	21	29	17	100	88	10	1	1			
1984	8,664	2,962	1,785	2,525	1,391	2,055	1,815	205	16	19	1,632	8,687	163
(%)	100	34	21	29	16	100	88	10	1	1			
1985	9,138	3,164	2,015	2,556	1,403	2,177	1,918	220	16	23	1,650	9,168	160
(%)	100	35	22	28	15	100	88	10	1	1			
1986	9,694	3,413	2,134	2,628	1,519	2,299	2,023	235	17	24	1,687	9,073	157
(%)	100	35	22	27	16	100	88	10	1	1			
1987	10,525	3,716	2,484	2,732	1,594	2,414	2,120	251	18	25	1,753	9,888	150
(%)	100	35	24	26	15	100	88	10	1	1			
1988	10,607	3,867	2,337	2,816	1,586	2,525	2,220	260	20	25	1,742	8,981	144
(%)	100	36	22	27	15	100	88	10	1	1			
1989	11,066	3,980	2,442	3,062	1,581	2,651	2,332	274	21	25	1,707	8,916	147
(%)	100	36	22	28	14	100	88	10	1	1			
1990	11,811	4,323	2,527	3,250	1,712	2,563	2,244	277	19	23	1,927	9,121	168
(%)	100	37	21	28	14	100	88	11	1	1			
Incremento 80-90													
	4,414	1,914	1,099	776	625	944	822	114	6	2	232	347	-11
Tasa de crecimiento 80-90													
	4.8	6.0	5.9	2.8	4.7	4.7	4.7	5.5	3.4		1.3	0.4	-0.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro I-9

COSTA RICA: VENTAS, CONSUMIDORES Y CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Ventas eléctricas (GWh)					Consumidores (miles)					Consumo medio por consumidor		
	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Residen- cial (KWh)	Comer- cial (KWh)	Indus- trial (MWh)
1980	1,894	843	355	638	57	358	318	37	4		2,650	9,724	177
(%)	100	45	19	34	3	100	89	10	1				
1981	2,047	901	437	640	69	385	343	39	4		2,625	11,303	174
(%)	100	44	21	31	3	100	89	10	1				
1982	2,078	946	508	551	74	413	366	44	3		2,588	11,640	158
(%)	100	46	24	27	4	100	89	11	1				
1983	2,152	977	512	586	76	437	383	49	4		2,548	10,361	150
(%)	100	45	24	27	4	100	88	11	1				
1984	2,337	1,046	532	673	86	456	401	51	4		2,612	10,430	157
(%)	100	45	23	29	4	100	88	11	1				
1985	2,472	1,123	576	675	98	480	421	55	5		2,668	10,514	147
(%)	100	45	23	27	4	100	88	11	1				
1986	2,697	1,242	609	738	108	512	449	59	5		2,770	10,364	144
(%)	100	46	23	27	4	100	88	11	1				
1987	2,905	1,359	793	656	97	550	482	62	6		2,820	12,857	106
(%)	100	47	27	23	3	100	88	11	1				
1988	2,969	1,406	677	789	96	592	519	66	7		2,710	10,283	111
(%)	100	47	23	27	3	100	88	11	1				
1989	3,125	1,458	704	869	93	629	552	69	8		2,641	10,219	115
(%)	100	47	23	28	3	100	88	11	1				
1990	3,305	1,560	730	921	94	669	590	72	8		2,646	10,202	111
(%)	100	47	22	28	3	100	88	11	1				
Incremento 80-90													
	1,411	717	375	283	37	311	272	35	5		-4	478	-67
Tasa de crecimiento 80-90													
	5.7	6.4	7.5	3.7	5.1	6.5	6.4	7.0	8.7			0.5	-4.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 1-10

EL SALVADOR: VENTAS, CONSUMIDORES Y CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Ventas eléctricas (GWh)					Consumidores (miles)					Consumo medio por consumidor		
	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Residen- cial (KWh)	Comer- cial (KWh)	Indus- trial (MWh)
1980	1,261	386	178	516	182	345	299	36	5	5	1,290	4,968	104
(%)	100	31	14	41	14	100	87	10	1	2			
1981	1,200	383	165	466	185	362	315	37	5	5	1,217	4,499	91
(%)	100	32	14	39	15	100	87	10	1	1			
1982	1,190	400	174	440	175	378	329	39	5	5	1,215	4,495	90
(%)	100	34	15	37	15	100	87	10	1	1			
1983	1,303	437	192	465	208	400	348	41	5	6	1,255	4,688	94
(%)	100	34	15	36	16	100	87	10	1	1			
1984	1,368	461	203	469	235	422	369	43	5	5	1,251	4,697	93
(%)	100	34	15	34	17	100	87	10	1	1			
1985	1,440	477	213	480	270	448	392	45	5	5	1,217	4,693	93
(%)	100	33	15	33	19	100	88	10	1	1			
1986	1,494	511	224	473	286	473	415	47	5	5	1,231	4,714	90
(%)	100	34	15	32	19	100	88	10	1	1			
1987	1,584	552	233	515	284	492	433	49	5	5	1,274	4,797	95
(%)	100	35	15	33	18	100	88	10	1	1			
1988	1,662	592	245	527	298	523	462	50	6	5	1,280	4,853	93
(%)	100	36	15	32	18	100	88	10	1	1			
1989	1,685	620	255	509	302	542	479	52	6	5	1,294	4,943	85
(%)	100	37	15	30	18	100	88	10	1	1			
1990	1,828	651	277	570	330	613	545	57	6	6	1,196	4,878	95
(%)	100	36	15	31	18	100	89	9	1	1			
Incremento 80-90													
	567	265	99	54	148	268	245	21	1		-94	-89	-9
Tasa de crecimiento 80-90													
	3.8	5.4	4.5	1.0	6.1	5.9	6.2	4.7	1.9		-0.8	-0.2	-0.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro I-11

GUATEMALA: VENTAS, CONSUMIDORES Y CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Ventas eléctricas (GWh)					Consumidores (miles)					Consumo medio por consumidor		
	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Residen- cial (KWh)	Comer- cial (KWh)	Indus- trial (MWh)
1980	1,236	310	233	515	178	338	276	55	2	5	1,123	4,206	331
(%)	100	25	19	42	14	100	82	16		2			
1981	1,229	323	241	485	180	363	297	59	2	6	1,087	4,101	306
(%)	100	26	20	39	15	100	82	16		2			
1982	1,139	327	243	381	188	393	324	62	2	6	1,009	3,938	225
(%)	100	29	21	33	16	100	82	16		2			
1983	1,149	346	246	362	195	425	352	65	2	6	985	3,795	207
(%)	100	30	21	32	17	100	83	15		1			
1984	1,188	363	256	370	199	458	382	68	2	7	952	3,765	201
(%)	100	31	22	31	17	100	83	15		1			
1985	1,245	377	261	401	206	486	408	70	2	7	925	3,718	218
(%)	100	30	21	32	17	100	84	14		1			
1986	1,363	415	278	457	215	520	436	75	2	7	952	3,695	223
(%)	100	30	20	33	16	100	84	14		1			
1987	1,570	454	341	535	241	549	456	82	2	8	994	4,136	227
(%)	100	29	22	34	15	100	83	15		1			
1988	1,661	489	382	531	259	568	473	85	2	7	1,033	4,508	225
(%)	100	29	23	32	16	100	83	15		1			
1989	1,844	540	404	634	266	598	496	92	3	8	1,088	4,413	239
(%)	100	29	22	34	14	100	83	15		1			
1990	1,977	600	442	665	271	645	539	95	3	8	1,113	4,652	256
(%)	100	30	22	34	14	100	84	15		1			
Incremento 80-90													
	742	290	209	150	93	307	263	40	1	3	-11	446	-75
Tasa de crecimiento 80-90													
	4.8	6.8	6.6	2.6	4.3	6.7	6.9	5.6	5.3		-0.1	1.0	-2.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro I-12

HONDURAS: VENTAS, CONSUMIDORES Y CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Ventas eléctricas (GWh)					Consumidores (miles)					Consumo medio por consumidor		
	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Residen- cial (KWh)	Comer- cial (KWh)	Indus- trial (MWh)
1980	760	211	117	379	52	138	122	12	2	2	1,732	9,759	169
(%)	100	28	15	50	7	100	88	9	2	1			
1981	823	240	123	402	59	155	138	13	2	2	1,737	9,672	167
(%)	100	29	15	49	7	100	89	8	2	1			
1982	847	264	132	400	50	167	150	13	2	2	1,764	10,049	160
(%)	100	31	16	47	6	100	90	8	1	1			
1983	920	282	137	439	63	180	161	14	3	2	1,745	9,627	171
(%)	100	31	15	48	7	100	90	8	1	1			
1984	973	291	151	462	70	198	178	15	3	2	1,634	9,970	175
(%)	100	30	16	47	7	100	90	8	1	1			
1985	1,065	330	177	450	107	213	192	15	3	3	1,720	11,523	178
(%)	100	31	17	42	10	100	90	7	1	1			
1986	1,059	340	193	410	116	229	207	17	2	3	1,643	11,383	207
(%)	100	32	18	39	11	100	90	7	1	1			
1987	1,145	372	230	417	128	245	222	19	1	3	1,677	12,304	298
(%)	100	32	20	36	11	100	91	8	1	1			
1988	1,258	405	243	469	141	264	240	20	1	3	1,688	12,314	338
(%)	100	32	19	37	11	100	91	7	1	1			
1989	1,359	436	267	523	133	291	265	21	1	3	1,646	12,559	370
(%)	100	32	20	39	10	100	91	7		1			
1990	1,490	502	291	538	159	314	286	23	1	4	1,755	12,832	371
(%)	100	34	20	36	11	100	91	7		1			
Incremento 80-90													
	730	291	174	159	107	176	164	11	-1	2	23	3,073	202
Tasa de crecimiento 80-90													
	7.0	9.0	9.5	3.6	11.8	8.6	8.9	6.6	-4.3		0.1	2.8	8.2

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro I-13

NICARAGUA: VENTAS, CONSUMIDORES Y CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Ventas eléctricas (GWh)					Consumidores (miles)					Consumo medio por consumidor		
	Total	Residen- cial	Comer- Cial	Indus- trial	Otros	Total	Residen- cial	Comer- Cial	Indus- trial	Otros	Residen- cial (KWh)	Comer- Cial (KWh)	Indus- trial (MWh)
1980	775	201	66	241	266	206	198	1	1	5	1,015	51,577	424
(%)	100	26	9	31	34	100	96	1		3			
1981	828	234	67	285	241	212	210	2	1		1,116	36,490	476
(%)	100	28	8	34	29	100	99	1					
1982	873	245	67	275	285	225	223	2	1		1,102	32,864	445
(%)	100	28	8	32	33	100	99	1					
1983	962	265	72	311	314	237	234	2	1		1,130	33,111	465
(%)	100	28	8	32	33	100	99	1					
1984	980	279	70	322	309	250	247	2	1		1,130	29,226	446
(%)	100	28	7	33	31	100	99	1					
1985	973	298	178	298	200	267	256	7	1	3	1,161	26,419	364
(%)	100	31	18	31	21	100	96	3		1			
1986	970	298	183	283	206	272	260	8	1	3	1,147	21,749	238
(%)	100	31	19	29	21	100	95	3		1			
1987	1,038	318	209	303	207	275	260	11	2	3	1,223	19,700	175
(%)	100	31	20	29	20	100	95	4	1	1			
1988	943	324	186	255	178	274	259	11	2	3	1,253	17,526	124
(%)	100	34	20	27	19	100	94	4	1	1			
1989	995	315	202	275	203	282	267	11	2	3	1,182	18,443	122
(%)	100	32	20	28	20	100	94	4	1	1			
1990	1,087	369	154	281	283	0							
(%)	100	34	14	26	26	100							
Incremento 80-90													
	313	168	87	40	17	-206	-198	-1	-1	-5	-1,015	-51,577	-424
Tasa de crecimiento 80-90													
	3.4	6.3	8.8	1.5	0.6								

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro I-14

PANAMA: VENTAS, CONSUMIDORES Y CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Ventas eléctricas (GWh)					Consumidores (miles)					Consumo medio por consumidor		
	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Total	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Otros	Residen- cial (KWh)	Comer- cial (KWh)	Indus- trial (MWh)
1980	1,472	457	479	184	352	234	207	22	1	4	2,204	21,889	216
(%)	100	31	33	13	24	100	89	9		2			
1981	1,553	475	498	188	392	242	215	23	1	4	2,211	21,986	223
(%)	100	31	32	12	25	100	89	9		2			
1982	1,673	499	532	218	424	249	220	24	1	5	2,266	22,511	241
(%)	100	30	32	13	25	100	88	9		2			
1983	1,851	528	568	219	536	260	230	25	1	5	2,300	23,017	229
(%)	100	29	31	12	29	100	88	9		2			
1984	1,817	522	574	229	492	270	238	26	1	5	2,187	22,139	231
(%)	100	29	32	13	27	100	88	10		2			
1985	1,944	560	610	252	522	283	249	27	1	5	2,245	22,310	237
(%)	100	29	31	13	27	100	88	10		2			
1986	2,111	607	648	268	589	292	257	28	1	6	2,361	22,737	254
(%)	100	29	31	13	28	100	88	10		2			
1987	2,283	663	678	305	636	304	268	29	1	6	2,477	23,168	284
(%)	100	29	30	13	28	100	88	10		2			
1988	2,115	652	604	245	614	303	268	29	1	6	2,435	20,923	259
(%)	100	31	29	12	29	100	88	10		2			
1989	2,063	611	610	253	589	309	273	30	1	6	2,240	20,624	274
(%)	100	30	30	12	29	100	88	10		2			
1990	2,124	640	633	276	575	322	284	31	1	6	2,251	20,413	298
(%)	100	30	30	13	27	100	88	10		2			
Incremento 80-90													
	652	183	154	91	224	88	77	9		2	48	-1,476	82
Tasa de crecimiento 80-90													
	3.7	3.4	2.8	4.1	5.0	3.2	3.2	3.5	0.8		0.2	-0.7	3.3

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

C U A D R O S

C A P I T U L O I I

COSTA RICA: PREVISION DE DEMANDAS MAXIMAS, 1992-2000

(MW)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Valor anual
1992	695.40	694.20	695.40	690.40	698.00	694.20	694.80	704.80	727.40	741.80	750.00	746.20	750.00
1993	735.70	734.30	735.70	730.40	738.30	734.30	735.00	745.60	769.50	784.80	793.40	789.40	793.40
1994	781.30	779.80	781.30	775.60	784.10	779.80	780.60	791.80	817.20	833.40	842.50	838.30	842.50
1995	831.30	829.80	831.30	825.30	834.30	829.80	830.60	842.60	869.50	886.80	896.50	892.00	896.50
1996	884.10	882.50	884.10	877.70	887.20	882.50	883.30	896.00	943.00	943.00	953.40	948.60	953.40
1997	940.40	938.70	940.40	933.60	943.80	938.70	939.50	953.10	983.60	1003.10	1014.10	1009.10	1014.10
1998	998.50	996.70	998.50	991.30	1002.10	996.70	997.60	1012.00	1044.40	1065.10	1076.80	1071.40	1076.80
1999	1061.00	1059.10	1061.00	1053.40	1064.90	1059.10	1060.10	1075.40	1109.80	1131.80	1144.30	1138.50	1144.30
2000	1126.30	1124.30	1126.30	1118.20	1130.40	1124.30	1125.30	1141.50	1178.10	1201.50	1214.70	1208.60	1214.70

Previsión de energías mensuales (GWh)

1992	316.80	296.70	379.40	312.00	325.90	321.10	330.50	330.30	328.80	343.50	332.60	330.80	3948.40
1993	334.90	313.70	348.30	329.90	344.60	339.50	349.40	349.30	347.60	363.20	351.70	349.80	4121.90
1994	355.50	332.90	369.60	350.20	365.70	360.30	370.80	370.70	368.90	385.50	373.30	371.20	4374.60
1995	377.90	354.00	393.00	372.30	388.90	383.10	394.30	394.10	392.30	409.90	396.90	394.70	4651.40
1996	401.80	376.30	417.80	395.80	413.40	407.30	419.10	419.00	417.00	435.70	421.90	414.60	4939.70
1997	427.20	400.10	444.30	420.80	439.50	433.10	445.70	445.50	443.40	463.30	448.60	446.20	5257.70
1998	453.50	424.80	471.60	446.80	466.60	459.80	473.20	473.00	470.70	491.80	476.20	473.70	5581.70
1999	481.80	451.30	501.00	474.60	495.70	488.40	502.70	502.50	500.10	522.50	505.90	503.20	5929.70
2000	511.60	479.10	532.00	504.00	526.30	518.60	533.70	533.50	531.00	554.80	537.20	534.30	6296.10

Relaciones mensuales de cargas mínima/máxima (%)

Año inicial	32.90	36.90	36.70	33.80	36.90	37.10	36.00	36.10	36.70	36.00	35.00	31.30	
Año final	32.90	36.90	36.70	33.80	36.90	37.10	36.00	36.10	36.70	36.00	35.00	31.30	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

COSTA RICA: CENTRALES TERMoeLECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indisponi- bilidad forzada (%)	Indisponi- bilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Costos variables (\$/MWh)	Consumos específicos (kcal/kWh)	Poder calorífico (kcal/kg)	Costo combustible (\$/t)
1 Miravalles I	52.5	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
2 Miravalles II	52.5	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
3 Miravalles III	52.5	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
4 V. San Antoni	10.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2.0	3743.0	11244.0	126.0
5 Colima	12.0	8.0	7.7	2.0	-	2.5	2640.0	11244.0	126.0
6 Moín	12.0	8.0	7.7	2.0	-	2.5	2300.0	11244.0	126.0
7 Motor B.V.	24.0	8.0	7.7	2.0	-	2.5	2300.0	11244.0	126.0
8 Central 1	112.5	8.0	7.7	2.0	-	2.5	2300.0	11244.0	126.0
9 TG San Antonio	18.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	3743.0	10060.0	182.8
10 TG Barranca	18.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	3743.0	10060.0	182.8
11 TG Moín	105.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	3743.0	10060.0	182.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

COSTA RICA: CENTRALES HIDROELECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Volumen de regu- lación (Mwh)	Costo varia- bles (\$/Mwh)
1 El Arenal	156.0	2.0	3.8	1.5	1.5	783,000.0	0.3
2 Corobicí	174.0	2.0	3.8	1.5	1.5	829,000.0	0.3
3 Cachí	100.8	2.0	3.8	1.5	1.5	25,000.0	0.3
4 Río Macho	120.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
5 Garita	126.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
6 Menores	70.5	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
7 Sandillal	32.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
8 Toro I y II	90.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
9 Angostura	177.0	2.0	3.8	1.5	1.5	3,400.0	0.3

CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

COSTA RICA: DISPONIBILIDADES HIDROENERGETICAS (GWh)

Proyecto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hidrocondición 1 (probabilidad porcentaje: 10)												
1 El Arenal	66.0	70.0	78.0	79.0	67.0	43.0	38.0	35.0	31.0	29.0	38.0	51.0
2 Corobicí	63.0	66.0	74.0	78.0	69.0	45.0	40.0	36.0	33.0	31.0	40.0	52.0
3 Cachí	29.0	21.0	23.0	21.0	25.0	36.0	41.0	44.0	38.0	40.0	40.0	34.0
4 Río Macho	22.0	15.0	14.0	12.0	19.0	32.0	34.0	36.0	40.0	44.0	40.0	27.0
5 Garita	36.0	29.0	30.0	30.0	34.0	35.0	39.0	40.0	39.0	42.0	38.0	37.0
6 Menores	17.0	14.0	13.0	12.0	16.0	18.0	19.0	19.0	18.0	20.0	20.0	19.0
7 Sandillal	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
8 Toro I y II	13.0	9.0	8.0	7.0	15.0	27.0	26.0	29.0	30.0	34.0	34.0	16.0
9 Angostura	30.0	23.0	20.0	17.0	36.0	64.0	63.0	70.0	74.0	81.0	81.0	39.0
Hidrocondición 2 (probabilidad porcentaje: 25)												
1 El Arenal	79.0	84.0	93.0	94.0	81.0	51.0	45.0	42.0	38.0	35.0	46.0	61.0
2 Corobicí	81.0	85.0	95.0	100.0	39.0	57.0	51.0	47.0	43.0	40.0	51.0	67.0
3 Cachí	36.0	26.0	28.0	26.0	31.0	43.0	50.0	54.0	46.0	49.0	49.0	41.0
4 Río Macho	26.0	19.0	17.0	14.0	24.0	40.0	42.0	44.0	49.0	54.0	49.0	33.0
5 Garita	40.0	33.0	33.0	33.0	38.0	40.0	44.0	45.0	44.0	47.0	42.0	41.0
6 Menores	22.0	18.0	17.0	15.0	20.0	23.0	24.0	24.0	23.0	26.0	25.0	24.0
7 Sandillal	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
8 Toro I y II	14.0	10.0	9.0	8.0	16.0	29.0	28.0	31.0	33.0	37.0	28.0	17.0
9 Angostura	35.0	26.0	23.0	20.0	41.0	74.0	72.0	80.0	84.0	93.0	72.0	44.0
Hidrocondición 3 (probabilidad porcentaje: 50)												
1 El Arenal	91.0	97.0	107.0	108.0	93.0	59.0	52.0	48.0	43.0	40.0	53.0	70.0
2 Corobicí	75.0	79.0	88.0	93.0	83.0	54.0	48.0	44.0	40.0	37.0	47.0	62.0
3 Cachí	40.0	29.0	32.0	29.0	35.0	49.0	56.0	61.0	52.0	56.0	55.0	46.0
4 Río Macho	31.0	22.0	20.0	17.0	28.0	47.0	49.0	52.0	58.0	63.0	58.0	39.0
5 Garita	47.0	38.0	38.0	38.0	45.0	46.0	51.0	52.0	51.0	54.0	49.0	48.0
6 Menores	28.0	23.0	21.0	19.0	25.0	29.0	31.0	30.0	29.0	33.0	32.0	30.0
7 Sandillal	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
8 Toro I y II	27.0	22.0	17.0	19.0	29.0	42.0	41.0	43.0	46.0	48.0	43.0	36.0
9 Angostura	64.0	52.0	40.0	46.0	699.0	99.0	98.0	103.0	109.0	114.0	102.0	85.0

/Continúa

Proyecto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
(Hidrocondición 4) (probabilidad porcentaje: 15)												
1 El Arenal	98.0	105.0	116.0	117.0	100.0	64.0	56.0	52.0	47.0	43.0	57.0	76.0
2 Corobicí	93.0	98.0	109.0	115.0	103.0	66.0	59.0	54.0	50.0	46.0	59.0	77.0
3 Cachí	44.0	31.0	34.0	31.0	37.0	53.0	61.0	66.0	57.0	60.0	60.0	50.0
4 Río Macho	34.0	24.0	22.0	19.0	31.0	51.0	54.0	57.0	63.0	69.0	63.0	42.0
5 Garita	50.0	41.0	42.0	42.0	48.0	50.0	55.0	56.0	55.0	59.0	53.0	52.0
6 Menores	30.0	25.0	23.0	20.0	27.0	32.0	34.0	33.0	32.0	36.0	35.0	33.0
7 Sandillal	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
8 Toro I y II	42.0	34.0	24.0	35.0	42.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0
9 Angostura	102.0	83.0	58.0	83.0	101.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0

EL SALVADOR: PREVISION DE DEMANDAS MAXIMAS, 1992-2000

(MW)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Máximo anual
1992	400.50	414.40	415.60	407.40	402.00	396.10	400.70	408.50	418.30	434.40	461.20	469.00	469.00
1993	428.70	443.60	444.80	436.10	430.30	423.90	428.90	437.30	447.70	465.00	493.70	502.00	502.00
1994	460.30	476.30	477.60	468.20	462.00	455.20	460.60	469.50	480.70	499.30	530.10	539.00	539.00
1995	493.60	510.80	512.10	502.10	495.00	488.10	493.90	503.50	515.50	535.40	568.40	578.00	578.00
1996	509.80	527.60	529.00	518.60	511.70	504.20	510.10	520.00	532.40	553.00	587.10	597.00	597.00
1997	545.70	564.70	566.20	555.10	547.70	539.60	546.00	556.60	569.90	591.90	628.40	639.00	639.00
1998	584.10	604.40	606.10	594.20	586.30	577.60	584.50	595.80	610.00	633.60	672.70	684.00	684.00
1999	628.50	650.40	652.10	639.40	630.80	621.50	628.90	641.10	656.40	681.80	723.80	736.00	736.00
2000	666.10	689.30	691.10	677.60	668.50	658.70	666.50	679.40	695.60	722.50	767.10	780.00	780.00

Previsión de energías mensuales (GWh)

1992	202.80	192.90	220.80	203.00	218.70	206.20	213.60	202.90	209.80	222.00	219.10	235.20	235.20
1993	217.10	206.50	236.40	217.30	234.20	220.80	228.70	217.30	224.70	237.70	234.60	251.80	251.80
1994	233.00	221.60	253.70	233.30	251.40	237.00	245.40	233.20	241.10	255.20	251.80	270.30	270.30
1995	250.30	238.10	272.50	250.60	270.00	254.50	263.60	250.50	259.00	274.10	270.40	290.30	290.30
1996	262.10	249.30	285.40	262.40	282.70	266.50	276.00	262.30	271.20	287.00	283.20	304.00	304.00
1997	280.90	267.20	305.80	281.20	303.00	285.60	295.80	281.10	290.60	307.60	303.50	325.80	325.80
1998	300.70	286.00	327.40	301.00	324.30	305.80	316.70	301.00	311.10	329.30	324.90	348.80	348.80
1999	323.20	307.40	351.90	323.60	348.60	328.70	340.40	323.50	334.50	354.00	349.20	374.90	374.90
2000	348.20	331.10	379.10	348.50	375.50	354.00	366.70	348.40	360.20	381.20	376.20	403.80	403.80

Relaciones mensuales de cargas mínima/máxima (%)

Año inicial	36.70	39.00	41.10	39.60	44.20	37.30	39.60	37.10	37.80	37.50	32.80	35.80	
Año final	36.70	39.00	41.10	39.60	44.20	37.30	39.60	37.10	37.80	37.50	32.80	35.00	

EL SALVADOR: CENTRALES TERMoeLECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Costos variables (\$/MWh)	Consumos específicos (kcal/kWh)	Poder calorífico (kcal/kg)	Costo combus- tible (\$/t)
1 Ahuachapán	50.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
2 Ahuachapán	70.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
3 Bocapozo Berlín	15.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
4 Bocapozo Chipilapa	5.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
5 Central Berlín	40.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
6 Central Berlín	60.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
7 Central Chipilapa	20.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
8 San Vicente	20.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
9 Coatepeque	20.0	5.0	11.5	5.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
10 Acajutla	58.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2.0	2936.0	11244.0	130.7
11 Acajutla	28.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2.0	2936.0	11244.0	130.7
12 Ciclo combinado	37.0	8.0	11.5	5.0	0.3	2.0	3400.0	11244.0	130.7
13 Miravalle	12.0	8.0	7.7	2.0	-	2.5	3400.0	10060.0	168.0
14 Soyapango	42.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	4798.0	10060.0	168.0
15 Soyapango	29.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	4798.0	10060.0	168.0
16 Soyapango	16.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	4798.0	10060.0	168.0
17 San Miguel	21.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	4798.0	10060.0	168.0
18 T. gas CC	66.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	3400.0	10060.0	168.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

EL SALVADOR: CENTRALES HIDROELECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Volumen de regu- lación (MWh)	Costo varia- bles (\$/MWh)
1 5 de Noviembre	71.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
2 5 de Noviembre	191.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
3 15 de Septiembre	156.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
4 Cerrón Grande	135.0	2.0	3.8	1.5	1.5	180,000.0	0.3
5 Guajoyo	15.0	2.0	3.8	1.5	1.5	40,000.0	0.3
6 San Marcos	80.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3

CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

EL SALVADOR: DISPONIBILIDADES HIDROENERGETICAS (GWh)

Centrales hidroeléctricas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hidrocondición 1 (probabilidad porcentaje: 10)												
1 5 de Noviembre	35.0	35.0	35.0	43.0	43.0	43.0	38.0	38.0	38.0	32.0	32.0	32.0
2 5 de Noviembre	35.0	35.0	35.0	43.0	43.0	43.0	71.0	71.0	71.0	39.0	39.0	39.0
3 15 de Septiembre	26.0	26.0	26.0	31.0	31.0	31.0	61.0	61.0	61.0	49.0	40.0	40.0
4 Cerrón Grande	34.0	34.0	34.0	36.0	36.0	36.0	23.0	23.0	23.0	29.0	29.0	29.0
5 Guajoyo	4.7	4.7	4.7	3.7	3.7	3.7	1.2	1.2	1.2	1.7	1.7	1.7
6 San Marcos	1.0	1.0	1.0	12.0	12.0	12.0	36.0	36.0	36.0	16.0	16.0	16.0
Hidrocondición 2 (probabilidad porcentaje: 25)												
1 5 de Noviembre	37.0	37.0	37.0	46.0	46.0	46.0	41.0	41.0	41.0	35.0	35.0	36.0
2 5 de Noviembre	38.0	38.0	38.0	45.0	45.0	45.0	98.0	98.0	98.0	58.0	58.0	58.0
3 15 de Septiembre	28.0	28.0	28.0	39.0	39.0	39.0	67.0	67.0	67.0	57.0	57.0	57.0
4 Cerrón Grande	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	38.0	38.0	38.0	40.0	40.0	40.0
5 Guajoyo	6.4	6.4	6.4	5.1	5.1	5.1	1.6	1.6	1.6	2.4	2.4	2.4
6 San Marcos	3.0	3.0	3.0	16.0	16.0	16.0	42.0	42.0	42.0	24.0	24.0	24.0
Hidrocondición 3 (probabilidad porcentaje: 50)												
1 5 de Noviembre	38.0	38.0	38.0	46.0	46.0	46.0	50.0	50.0	50.0	47.0	47.0	47.0
2 5 de Noviembre	38.0	38.0	38.0	46.0	46.0	46.0	100.0	100.0	100.0	69.0	69.0	69.0
3 15 de Septiembre	29.0	29.0	29.0	43.0	43.0	43.0	70.0	70.0	70.0	63.0	63.0	63.0
4 Cerrón Grande	37.0	37.0	37.0	33.0	33.0	33.0	49.0	49.0	49.0	60.0	60.0	60.0
5 Guajoyo	8.3	8.3	8.3	4.5	4.5	4.5	3.3	3.3	3.3	5.3	5.3	5.3
6 San Marcos	5.0	5.0	5.0	19.0	19.0	19.0	45.0	45.0	45.0	26.0	26.0	26.0
(Hidrocondición 4) (probabilidad porcentaje: 15)												
1 5 de Noviembre	38.0	38.0	38.0	48.0	48.0	48.0	50.0	50.0	50.0	47.0	47.0	47.0
2 5 de Noviembre	38.0	38.0	38.0	48.0	48.0	48.0	107.0	107.0	107.0	75.0	75.0	75.0
3 15 de Septiembre	31.0	31.0	31.0	57.0	57.0	57.0	105.0	105.0	105.0	81.0	81.0	81.0
4 Cerrón Grande	38.0	38.0	38.0	36.0	36.0	36.0	75.0	75.0	75.0	62.0	62.0	62.0
5 Guajoyo	7.3	7.3	7.3	7.7	7.7	7.7	6.9	6.9	6.9	8.7	8.7	8.7
6 San Marcos	10.0	10.0	10.0	23.0	23.0	23.0	50.0	50.0	50.0	35.0	35.0	35.0

GUATEMALA: PREVISION DE DEMANDAS MAXIMAS, 1992-2000

(MW)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Máximo anual
1992	491.40	511.20	500.00	502.10	484.90	486.20	532.30	488.40	495.30	501.90	525.30	513.80	532.30
1993	522.00	543.10	532.00	533.40	515.20	516.50	565.50	518.90	526.20	533.20	558.00	545.80	565.50
1994	552.70	575.00	563.30	564.70	545.40	546.80	598.70	549.40	557.10	564.50	590.80	577.90	598.70
1995	581.50	605.00	592.70	594.20	573.90	575.40	630.00	578.00	586.20	594.00	621.60	608.00	630.00
1996	611.30	636.00	623.00	624.60	603.20	604.80	662.20	607.60	616.20	624.40	653.50	639.30	662.20
1997	640.10	666.00	652.40	654.10	631.70	633.40	693.50	636.30	645.30	653.90	684.30	669.30	693.50
1998	669.90	696.90	682.70	684.50	661.10	662.80	725.70	665.90	675.30	684.30	716.10	700.40	725.70
1999	697.80	726.00	711.20	713.00	688.70	690.50	756.00	693.60	703.40	712.80	746.00	729.70	756.00
2000	726.70	756.00	740.60	742.50	717.10	719.00	787.20	722.30	732.50	742.30	776.80	759.80	787.20

Previsión de energías mensuales (GWh)

1992	214.80	202.80	230.80	209.10	223.60	212.40	220.50	223.00	219.10	228.30	225.70	234.80	234.80
1993	228.10	215.40	245.10	222.10	237.50	225.60	234.10	236.90	231.70	242.40	239.70	249.40	249.40
1994	241.30	227.80	259.20	234.90	251.20	238.60	247.70	250.60	246.20	256.40	253.60	263.80	263.80
1995	254.20	240.00	273.10	247.50	264.70	251.40	260.90	264.00	259.40	270.20	267.20	277.90	277.90
1996	267.10	252.20	287.00	260.00	278.10	264.20	274.20	277.40	272.60	283.90	280.70	292.10	292.10
1997	279.80	264.20	300.60	272.40	291.30	276.80	287.20	290.60	285.50	297.40	294.10	306.00	306.00
1998	292.40	276.10	314.20	287.40	304.50	289.20	300.20	303.70	298.40	310.80	307.30	319.80	319.80
1999	304.90	287.90	327.50	296.80	317.40	301.60	313.00	316.60	311.10	324.10	320.40	333.40	333.40
2000	317.30	299.60	340.80	308.80	330.30	313.80	325.70	329.50	323.70	337.20	333.40	346.90	346.90

Relaciones mensuales de cargas mínima/máxima (%)

Año inicial	29.40	27.80	35.00	28.70	35.90	33.00	31.50	33.70	33.40	32.00	28.00	33.30	
Año final	29.40	27.80	35.00	28.70	35.90	33.00	31.50	33.70	33.40	32.00	28.80	33.30	

GUATEMALA: CENTRALES TERMOELECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indisponi- bilidad forzada (%)	Indisponi- bilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Costos variables (\$/MWh)	Consumos específicos (kcal/kWh)	Poder calorífico (kcal/kg)	Costo combust- tible (\$/t)
1 G. Boca de Pozo	5.0	5.0	11.5	2.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
2 G. Zunil 1	15.0	5.0	11.5	2.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
3 G. Zunil 2	55.0	5.0	11.5	2.0	1.5	2.0	1.0	1.0	-
4 V. Escuintla 1	30.0	5.0	11.5	2.0	0.3	2.0	3406.0	11250.0	130.7
5 V. Escuintla 2	50.0	5.0	11.5	2.0	0.3	2.0	2838.0	11250.0	130.7
6 V. Escuintla 3	100.0	5.0	11.5	2.0	0.3	2.0	2271.0	11250.0	130.7
7 V. Laguna 1 y 2	7.0	5.0	11.5	2.0	0.3	2.0	3406.0	11250.0	130.7
8 CC. Laguna 2 y 3	32.0	8.0	11.5	2.0	0.3	2.5	2271.0	10700.0	140.0
9 CC. Vapor 3 y 4	26.0	8.0	11.5	2.0	0.3	2.5	3406.0	10700.0	140.0
10 TG. Escuintla 1 y 2	20.0	3.0	3.8	3.0	-	3.0	3743.0	10060.0	168.0
11 TG. Gas 3 y 4	40.0	3.0	3.8	3.0	-	3.0	3743.0	10060.0	168.0
12 TG. Gas 5	32.0	3.0	3.8	3.0	-	3.0	3743.0	10060.0	168.0
13 TG. Gas 6	30.0	3.0	3.8	3.0	-	3.0	3743.0	10060.0	168.0
14 TG. Gas 7	50.0	3.0	3.8	3.0	-	3.0	3743.0	10060.0	168.0
15 TG. Laguna 1	9.0	3.0	3.8	3.0	-	3.0	3743.0	10060.0	168.0
16 T. Laguna 2	30.0	3.0	3.8	3.0	-	3.0	3743.0	10060.0	168.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

GUATEMALA: CENTRALES HIDROELECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Volumen de regu- lación (MWh)	Costo varia- bles (\$/MWh)
1 Menores	10.5	2.0	3.8	1.5	1.5	5,000.0	0.3
2 Los Esclavos	13.0	2.0	3.8	1.5	1.5	5,000.0	0.3
3 Jurun Marinala	60.0	2.0	3.8	1.5	1.5	25,000.0	0.3
4 Aguacapa	85.0	2.0	3.8	1.5	1.5	25,000.0	0.3
5 Chixoy	280.0	2.0	3.8	1.5	1.5	340,000.0	0.3
6 Santa María I	6.0	2.0	3.8	1.5	1.5	5,000.0	0.3
7 Santa María II	68.0	2.0	3.8	1.5	1.5	10,000.0	0.3
8 Río Bobos	8.0	2.0	3.8	1.5	1.5	5,000.0	0.3
9 El Palmar	54.0	2.0	3.8	1.5	1.5	20,000.0	0.3
10 Serchil	110.0	2.0	3.8	1.5	1.5	25,000.0	0.3

CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

GUATEMALA: DISPONIBILIDADES ENERGETICAS (Gwh)

Proyecto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hidrocondición 1 (probabilidad porcentaje: 10)												
1 Menores	2.7	4.5	2.7	4.5	3.6	5.4	6.2	6.2	6.2	6.2	5.4	3.6
2 Los Esclavos	1.7	1.7	1.7	2.6	2.6	4.3	4.3	5.2	5.2	4.3	3.5	2.6
3 Jurún Marinala	9.5	9.5	7.7	7.7	8.6	10.3	10.3	11.2	12.9	14.6	11.2	10.3
4 Aguacapa	7.4	7.4	7.4	8.6	8.6	13.2	14.3	16.0	16.6	16.6	12.0	8.0
5 Chixoy	81.3	85.3	85.3	86.8	91.6	85.3	86.1	88.4	96.3	102.6	97.9	91.6
6 Santa María I	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
7 Santa María II	8.0	8.0	8.9	8.0	10.1	13.6	13.8	13.6	13.6	14.3	11.6	9.6
8 Río Bobos	4.0	4.0	3.6	2.4	3.6	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	3.6	3.2
9 El Palmar	8.1	8.1	9.0	8.2	10.3	13.9	14.8	14.6	14.6	14.6	11.8	9.8
10 Serchil	12.9	12.9	12.9	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	12.9
Hidrocondición 2 (probabilidad porcentaje: 25)												
1 Menores	3.0	5.0	3.0	5.0	4.0	6.0	7.0	7.0	7.0	7.0	6.0	4.0
2 Los Esclavos	2.0	2.0	2.0	3.0	3.0	5.0	5.0	6.0	6.0	5.0	4.0	3.0
3 Jurún Marinala	11.0	11.0	9.0	9.0	10.0	12.0	12.0	13.0	15.0	17.0	13.0	12.0
4 Aguacapa	13.0	13.0	13.0	15.0	15.0	23.0	25.0	28.0	29.0	29.0	21.0	14.0
5 Chixoy	103.0	108.0	108.0	110.0	116.0	108.0	109.0	112.0	122.0	130.0	124.0	116.0
6 Santa María I	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
7 Santa María II	10.6	10.6	11.8	10.7	13.5	18.1	18.3	18.1	18.1	19.0	15.4	12.8
8 Río Bobos	5.0	5.0	4.5	3.0	4.5	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.5	4.0
9 El Palmar	10.6	10.6	11.8	10.7	13.5	18.1	19.3	19.1	19.1	19.0	15.4	12.8
10 Serchil	16.0	16.0	16.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	16.0
Hidrocondición 3 (probabilidad porcentaje: 50)												
1 Menores	3.3	5.5	3.3	5.5	4.4	6.6	7.8	7.8	7.8	7.8	6.6	4.4
2 Los Esclavos	2.3	2.3	2.3	3.5	3.5	5.8	5.8	6.9	6.9	5.8	4.6	3.5
3 Jurún Marinala	12.5	12.5	10.3	10.3	11.4	13.7	13.7	14.8	17.1	19.4	14.8	13.7
4 Aguacapa	19.3	19.3	19.3	22.3	22.3	34.1	37.1	41.6	43.0	43.0	31.2	20.8
5 Chixoy	114.1	119.6	119.6	121.9	128.5	119.6	120.7	124.1	135.1	144.0	137.4	128.5
6 Santa María I	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
7 Santa María II	14.6	14.6	16.2	14.7	18.6	24.9	25.2	24.9	24.9	26.1	21.2	17.6
8 Río Bobos	6.1	6.1	5.5	3.7	5.5	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	5.5	4.9
9 El Palmar	14.3	14.3	15.9	14.4	18.1	24.3	25.9	25.7	25.7	25.5	20.7	17.2
10 Serchil	19.5	19.5	19.5	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	19.5

/Continúa

Proyecto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
(Hidrocondición 4) (probabilidad porcentaje: 15)												
1 Menores	3.8	6.3	3.8	6.3	5.0	7.6	8.8	8.8	8.8	8.8	7.6	5.0
2 Los Esclavos	2.7	2.7	2.7	4.0	4.0	6.7	6.7	8.1	8.1	6.7	5.4	4.0
3 Jurún Marinala	14.9	14.9	12.2	12.2	13.6	16.3	16.3	17.6	20.4	23.1	17.6	16.3
4 Aguacapa	26.3	26.3	26.3	30.4	30.4	46.6	50.7	56.7	58.8	58.8	42.6	28.4
5 Chixoy	124.9	131.0	131.0	133.4	140.7	131.0	132.2	135.8	147.9	157.6	150.4	140.7
6 Santa María I	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
7 Santa María II	22.8	22.8	25.3	23.0	29.0	38.8	39.3	38.8	38.8	40.8	33.1	27.5
8 Río Bobos	8.1	8.1	7.3	4.9	7.3	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.3	6.5
9 El Palmar	22.4	22.4	24.9	22.6	28.5	38.2	40.7	40.3	40.3	40.1	32.5	27.0
10 Serchil	26.0	26.0	26.0	27.6	27.6	27.6	27.6	27.6	27.6	27.6	27.6	26.0

HONDURAS: PREVISION DE DEMANDAS MAXIMAS, 1992-2000

(MW)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Máximo anual
1992	363.30	380.40	397.40	380.80	383.90	382.30	352.20	376.00	383.90	379.20	403.00	422.00	422.00
1993	370.40	387.90	405.20	388.20	391.40	389.80	359.10	383.30	391.40	386.60	410.80	430.20	430.20
1994	372.20	389.70	407.10	390.00	393.30	391.70	360.80	385.20	393.30	388.40	412.80	432.30	432.30
1995	381.90	399.90	417.80	400.30	403.60	401.90	370.20	395.30	403.60	398.60	423.60	443.60	443.60
1996	393.40	412.00	430.40	412.30	415.80	414.00	381.40	407.20	415.80	410.60	436.40	457.00	457.00
1997	408.50	427.80	446.80	428.10	431.70	429.90	396.00	422.80	431.70	426.30	453.10	474.50	474.50
1998	431.50	451.90	472.00	452.30	456.00	454.10	418.30	446.60	456.00	450.40	478.60	501.30	501.30
1999	456.30	477.90	499.20	478.30	482.20	480.30	442.40	472.30	482.20	476.30	506.20	530.10	530.10
2000	482.90	505.70	528.30	506.10	510.30	508.20	468.20	499.80	510.30	504.00	535.60	561.00	561.00

Previsión de energías mensuales (GWh)

1992	172.30	171.60	202.00	178.40	201.50	199.10	183.30	188.80	189.70	185.10	184.40	200.90	202.00
1993	178.20	177.40	209.00	184.50	208.40	206.00	189.50	195.30	196.10	191.40	190.70	207.80	209.00
1994	180.60	179.90	211.80	187.00	211.20	208.80	192.10	197.90	198.80	194.10	193.30	210.60	211.80
1995	187.00	186.20	219.30	193.60	218.70	216.10	198.90	204.90	205.80	200.90	200.10	218.00	219.30
1996	193.70	192.80	227.10	200.60	226.50	223.90	206.00	212.20	213.20	208.10	207.30	225.80	227.10
1997	201.70	200.80	236.50	208.90	235.80	233.10	214.50	221.00	222.00	216.70	215.80	235.20	236.50
1998	213.20	212.30	250.10	220.80	249.40	246.50	226.80	233.70	234.70	229.10	228.20	248.60	250.10
1999	225.90	224.90	264.90	233.90	264.20	261.10	240.30	247.50	248.70	242.70	241.70	263.40	264.90
2000	239.50	238.50	280.90	248.00	280.10	276.80	254.70	226.40	263.60	257.30	256.30	279.30	280.90

Relaciones mensuales de cargas mínima/máxima (%)

Año inicial	34.50	35.90	35.10	35.00	36.20	41.50	38.70	38.40	37.60	32.00	34.30	34.60	
Año final	34.50	35.90	35.10	35.00	36.20	41.50	38.70	38.40	37.60	32.00	34.30	34.60	

HONDURAS: CENTRALES TERMoeLECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Costos variables (\$/MWh)	Consumos especificos (kcal/kWh)	Poder calorifico (kcal/kg)	Costo combus- tible (\$/t)
1 Ceiba	20.0	8.0	7.7	2.0	-	2.5	2561.0	10060.0	175.0
2 Alshtom	24.0	8.0	7.7	2.0	-	2.5	2468.0	10060.0	175.0
3 Sulzer	30.0	8.0	7.7	2.0	-	2.5	2468.0	10060.0	175.0
4 Diesel Lenta	40.0	8.0	7.7	2.0	-	2.5	2468.0	10060.0	175.0
5 Gas 1	50.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	3406.0	10060.0	175.0
6 Gas 2	50.0	3.0	3.8	2.0	-	3.0	3406.0	10060.0	175.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

HONDURAS: CENTRALES HIDROELECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Volumen de regu- lación (MWh)	Costo varia- bles (\$/MWh)
1 El Cajón	300.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,620,000.0	0.3
2 Cañaveral	31.5	2.0	3.8	1.5	1.5	174,000.0	0.3
3 Río Lindo	80.0	2.0	3.8	1.5	1.5	415,000.0	0.3
4 Nispero	22.5	2.0	3.8	1.5	1.5	100.0	0.3

CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

HONDURAS: DISPONIBILIDADES HIDROENERGETICAS (GWh)

Proyecto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hidrocondición 1 (probabilidad porcentaje: 10)												
1 El Cajón	109.1	109.1	109.1	109.1	80.4	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1
2 Cañaveral	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
3 Río Lindo	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9
4 Níspero	1.8	1.7	1.0	0.9	1.0	2.2	7.2	8.2	7.7	7.8	3.2	2.7
Hidrocondición 2 (probabilidad porcentaje: 25)												
1 El Cajón	109.1	109.1	109.1	109.1	86.4	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1
2 Cañaveral	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
3 Río Lindo	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9
4 Níspero	3.3	2.3	1.5	1.3	1.4	10.2	11.7	10.8	9.2	11.2	4.7	3.6
Hidrocondición 3 (probabilidad porcentaje: 50)												
1 El Cajón	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	112.7	181.4	109.1	109.1
2 Cañaveral	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
3 Río Lindo	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9
4 Níspero	3.7	2.9	2.7	2.0	1.6	16.4	14.6	13.1	13.7	13.7	6.3	5.0
(Hidrocondición 4) (probabilidad porcentaje: 15)												
1 El Cajón	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	139.2	219.1	219.1	110.8	109.1
2 Cañaveral	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
3 Río Lindo	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	48.7	48.5	55.9	48.9	37.9
4 Níspero	5.0	3.5	3.1	2.4	2.0	16.4	16.4	14.7	15.4	15.8	6.9	5.7
(Hidrocondición 5) (probabilidad porcentaje: 10)												
1 El Cajón	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	141.7	164.4	219.2	219.2	202.4	113.8
2 Cañaveral	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
3 Río Lindo	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	48.6	48.5	55.9	54.7	37.9
4 Níspero	5.4	3.8	3.5	2.9	2.5	16.4	16.4	16.3	16.4	16.4	7.9	6.5

NICARAGUA: PREVISION DE DEMANDAS MAXIMAS, 1992-2000

(MW)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Máximo anual
1992	242.20	256.40	255.20	274.00	245.80	241.10	219.90	229.30	235.20	241.10	250.50	262.20	274.00
1993	247.60	262.00	260.80	280.00	251.20	246.40	224.70	234.30	240.30	246.40	256.00	268.00	280.00
1994	255.50	270.40	269.20	289.00	259.20	254.30	231.90	241.90	248.10	254.30	264.20	276.60	289.00
1995	264.40	279.80	278.50	299.00	268.20	263.10	240.00	250.20	265.70	263.10	273.30	286.20	299.00
1996	290.00	306.90	305.50	328.00	294.20	288.60	263.20	274.50	281.50	288.60	299.80	313.90	328.00
1997	326.20	345.20	343.70	369.00	331.00	324.70	296.20	308.80	316.70	324.70	337.30	353.20	369.00
1998	342.20	362.10	360.40	387.00	347.10	340.50	310.60	323.90	332.20	340.50	353.80	370.40	387.00
1999	359.80	380.80	379.10	407.00	365.10	358.10	326.60	340.60	349.40	358.10	372.10	389.50	407.00
2000	380.20	402.30	400.50	430.00	385.70	378.30	345.10	359.90	369.10	378.30	393.10	411.50	430.00

Previsión de energías mensuales (GWh)

1992	122.90	124.40	133.20	142.40	131.50	121.50	116.80	119.10	114.80	124.70	127.70	135.60	142.40
1993	125.60	127.00	136.10	145.40	134.30	124.10	119.30	121.70	117.20	127.30	130.50	138.50	145.40
1994	129.40	130.90	140.20	149.90	138.40	127.90	123.00	125.40	120.80	131.20	134.50	142.80	149.90
1995	133.90	135.40	145.10	155.10	143.20	132.30	127.20	129.70	125.00	135.80	139.10	147.70	155.10
1996	146.80	148.50	159.00	170.00	157.00	145.00	139.40	142.20	137.00	148.80	152.50	161.90	170.00
1997	165.10	167.00	178.90	191.20	176.60	163.10	156.90	160.00	154.10	167.40	171.50	182.10	191.20
1998	173.30	175.30	187.80	200.70	185.40	171.20	164.70	167.90	161.80	175.70	180.00	191.20	200.70
1999	182.30	184.40	197.50	211.10	195.00	180.10	173.20	176.70	170.20	184.90	189.40	201.10	211.10
2000	192.60	194.80	208.70	223.00	206.00	190.30	183.00	186.60	179.80	195.30	200.10	212.40	223.00

Relaciones mensuales de cargas mínima/máxima (%)

Año inicial	41.30	45.00	42.40	42.50	38.80	46.80	43.30	42.60	42.00	43.90	45.10	43.00	
Año final	41.30	45.00	42.40	42.50	38.80	46.80	43.30	42.60	42.00	43.90	45.10	43.00	

NICARAGUA: CENTRALES TERMoeLECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Costos variables (\$/MWh)	Consumos específicos (kcal/kWh)	Poder calorífico (kcal/kg)	Costo combus- tible (\$/t)
1 Patricio Argüello	62.0	5.0	1.5	1.0	1.0	-	1.0	1.0	-
2 Patricio Argüello	70.0	5.0	1.5	1.0	1.0	-	1.0	1.0	-
3 Monte Galán	36.0	5.0	1.5	1.0	1.0	-	1.0	1.0	-
4 Monte Galán	72.0	5.0	1.5	1.0	1.0	-	3406.0	11250.0	130.7
5 Monte Galán	108.0	5.0	1.5	1.0	1.0	-	2838.0	11250.0	130.7
6 Monotombo	20.0	5.0	1.5	1.0	1.0	-	2271.0	11250.0	130.7
7 Nicaragua 1 y 2	100.0	5.0	0.3	2640.0	11244.0	130.7	3406.0	11250.0	130.7
8 Managua 1	10.0	5.0	0.3	2840.0	11244.0	130.7	2271.0	10700.0	140.0
9 Managua 1	15.0	5.0	0.3	2840.0	11244.0	130.7	3406.0	10700.0	140.0
10 Managua 2	15.0	5.0	0.3	2840.0	11244.0	130.7	3743.0	10060.0	168.0
11 Managua 3	45.0	5.0	0.3	2740.0	11244.0	130.7	3743.0	10060.0	168.0
12 Managua 3 (R)	45.0	5.0	0.3	2740.0	11244.0	130.7	3743.0	10060.0	168.0
13 Diesel menores	9.2	2.0	-	2940.0	10060.0	168.0	3743.0	10060.0	168.0
14 Chinandega	11.0	2.0	-	4482.0	10060.0	168.0	3743.0	10060.0	168.0
15 Gas 1 y 2	60.0	2.0	-	3400.0	10060.0	168.0	3743.0	10060.0	168.0
16 Timal	15.0	2.0	-	3400.0	10060.0	168.0	3743.0	10060.0	168.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

NICARAGUA: CENTRALES HIDROELECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Volumen de regu- lación (MWh)	Costo varia- bles (\$/MWh)
1 Centroamérica	50.0	2.0	3.8	1.5	1.5	180,000.0	0.3
2 Carlos Fonseca	50.0	2.0	3.8	1.5	1.5	137,000.0	0.3
3 Wabule - Las Canoas	3.0	2.0	3.8	1.5	1.5	100.0	0.3
4 Montegrande	40.0	2.0	3.8	1.5	1.5	115,000.0	0.3

CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

NICARAGUA: DISPONIBILIDADES HIDROENERGETICAS (GWh)

Proyecto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hidrocondición 1 (probabilidad porcentaje: 10)												
1 Centroamérica	5.6	7.7	7.2	7.0	15.3	17.0	13.7	9.6	7.7	3.7	7.8	8.1
2 Carlos Fonseca	4.2	5.8	5.5	5.4	11.4	18.8	12.3	8.3	4.8	6.1	7.0	6.6
3 Wabule - Las Canoas	0.3	0.4	0.4	0.3	0.9	1.5	0.7	0.5	0.4	0.3	0.7	0.7
4 Montegrande	3.2	3.3	2.9	2.2	5.2	11.9	7.0	5.5	6.0	3.2	6.4	6.7
Hidrocondición 2 (probabilidad porcentaje: 25)												
1 Centroamérica	7.4	12.5	14.7	9.0	8.1	5.8	39.7	17.5	10.5	7.4	5.6	14.0
2 Carlos Fonseca	5.6	9.5	11.2	6.2	6.0	6.4	35.6	15.1	6.4	12.0	5.0	11.6
3 Wabule - Las Canoas	0.4	0.7	0.7	0.4	0.4	0.5	2.2	0.9	0.6	0.5	0.5	1.2
4 Montegrande	4.2	5.4	5.8	3.2	2.7	4.0	20.3	9.8	8.2	4.6	4.6	11.6
Hidrocondición 3 (probabilidad porcentaje: 50)												
1 Centroamérica	21.3	22.3	23.7	25.6	20.1	13.6	21.3	21.4	20.9	19.0	14.8	14.8
2 Carlos Fonseca	16.1	16.9	18.2	19.8	14.9	15.0	19.1	18.5	12.9	30.8	13.4	12.2
3 Wabule - Las Canoas	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.4	1.4	1.3
4 Montegrande	12.2	9.5	9.5	8.2	6.8	9.5	10.9	12.2	16.3	16.3	12.2	12.2
(Hidrocondición 4) (probabilidad porcentaje: 15)												
1 Centroamérica	16.2	8.3	65.0	61.3	34.2	27.2	36.1	37.7	18.4	29.3	18.8	12.5
2 Carlos Fonseca	12.2	6.2	49.9	47.4	25.3	30.0	32.4	32.5	11.3	47.5	17.0	10.3
3 Wabule - Las Canoas	1.0	0.5	3.3	2.8	2.0	2.4	2.0	2.1	1.0	2.1	1.7	1.1
4 Montegrande	9.3	3.5	20.0	19.6	11.5	19.0	18.5	21.4	14.3	25.1	15.5	10.3

PANAMA: PREVISION DE DEMANDAS MAXIMAS, 1992-2000

(MW)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Máximo anual
1992	478.50	480.60	467.90	494.40	495.40	479.50	488.00	492.30	483.00	510.30	510.30	518.80	518.80
1993	510.30	512.60	499.00	527.30	528.40	511.40	520.50	525.00	516.00	544.30	544.30	553.30	553.30
1994	535.30	537.70	523.50	553.10	554.30	536.50	546.00	550.80	541.30	570.90	570.90	580.40	580.40
1995	561.70	564.20	549.30	580.40	581.70	563.00	572.90	577.90	568.00	599.10	599.10	609.10	609.10
1996	589.20	591.80	576.20	608.80	610.10	590.50	601.00	606.20	595.80	628.40	628.40	638.90	638.90
1997	618.30	621.00	604.50	638.80	640.20	619.20	630.60	636.10	625.10	659.40	659.40	670.40	670.40
1998	648.90	651.80	634.50	670.50	671.90	650.30	661.80	667.60	656.10	692.00	692.00	703.60	703.60
1999	681.20	684.20	666.10	703.90	705.40	682.70	694.80	700.80	688.80	726.50	726.50	738.60	738.60
2000	715.30	718.50	699.50	739.10	740.70	716.90	729.60	736.00	723.30	762.90	762.90	775.60	775.60

Previsión de energías mensuales (GWh)

1992	248.90	235.30	248.30	255.70	255.40	248.20	254.10	265.00	251.50	259.90	251.40	271.00	265.00
1993	265.50	251.00	264.80	272.70	272.40	264.80	271.10	282.60	268.20	277.20	268.10	289.00	282.60
1994	278.50	263.30	277.80	286.10	285.80	277.80	284.30	296.50	281.40	290.80	281.30	303.20	296.50
1995	292.20	276.30	291.50	300.20	299.90	291.50	298.40	311.10	295.30	305.10	295.20	318.10	311.10
1996	306.50	289.80	305.80	314.90	314.50	305.70	313.00	326.40	309.70	320.10	309.60	333.70	326.40
1997	321.60	304.10	320.90	330.40	330.00	320.80	328.40	342.40	325.00	335.80	324.90	350.20	342.40
1998	337.60	319.20	336.80	346.70	346.40	336.70	344.70	359.40	341.10	352.50	341.00	367.50	359.40
1999	354.40	335.10	353.50	364.00	363.60	353.40	361.80	377.30	358.10	370.00	357.90	385.80	377.30
2000	372.10	351.90	371.30	382.30	381.90	371.20	379.90	396.20	376.00	388.60	375.90	405.10	396.20

Relaciones mensuales de cargas mínima/máxima (%)

Año inicial	39.90	45.00	44.70	43.80	41.30	43.80	42.00	42.90	42.80	29.10	39.10	41.90	
Año final	39.90	45.00	44.70	43.80	41.30	43.80	42.00	42.90	42.80	29.10	39.10	41.90	

PANAMA: CENTRALES TERMoeLECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Costos variables (\$/MWh)	Consumos específicos (kcal/kWh)	Poder calorífico (kcal/kg)	Costo combus- tible (\$/t)
1 Bahía Las Minas	60.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2863.0	11244.0	126.0	-
2 Bahía Las Minas	80.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2863.0	11244.0	126.0	-
3 Bahía Las Minas	110.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2863.0	11244.0	126.0	-
4 San Francisco	10.0	5.0	11.5	5.0	0.3	3785.0	11244.0	126.0	130.7
5 Oleo 30	30.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2500.0	11244.0	126.0	130.7
6 Oleo 30	50.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2500.0	11244.0	126.0	130.7
7 Diesel Lenta	60.0	5.0	11.5	5.0	0.3	2650.0	11244.0	126.0	130.7
8 C1. Pielstick	20.0	8.0	7.7	2.0	-	2156.0	10060.0	175.0	140.0
9 Tg. s/e Panamá	20.0	3.0	3.8	2.0	-	3623.0	10060.0	175.0	140.0
10 Tg. s/e Panamá	40.0	3.0	3.8	2.0	-	3623.0	10060.0	175.0	168.0
11 Bahía Las Minas	54.0	3.0	3.8	2.0	-	3245.0	10060.0	175.0	168.0
12 Monte Esperanza	20.0	3.0	3.8	2.0	-	4055.0	10060.0	175.0	168.0
13 Menores	10.0	3.0	3.8	2.0	-	4055.0	10060.0	175.0	168.0
14 Gas 30	30.0	3.0	3.8	2.0	-	3000.0	10060.0	175.0	168.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Potencia de base mínima = 0.

Reserva operativa = 0.

PANAMA: CENTRALES HIDROELECTRICAS

	Potencia máxima (MW)	Indispo- nibilidad forzada (%)	Indispo- nibilidad progra- mada (%)	Consumo propio (%)	Pérdidas de trans- misión (%)	Volumen de regu- lación (MWh)	Costo varia- bles (\$/MWh)
1 Fortuna	280.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
2 Fortuna	280.0	2.0	3.8	1.5	1.5	3,000.0	0.3
3 Bayano	120.0	2.0	3.8	1.5	1.5	562,000.0	0.3
4 Bayano	150.0	2.0	3.8	1.5	1.5	562,000.0	0.3
5 Estrella	21.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
6 Estrella	42.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
7 Los Valles	24.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
8 Los Valles	48.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
9 Menores Hidro	8.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
10 Esti I	70.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3
11 Esti II	40.0	2.0	3.8	1.5	1.5	1,000.0	0.3

CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
 Nota: Potencia de base mínima = 0.
 Reserva operativa = 0.

PANAMA: DISPONIBILIDADES HIDROENERGETICAS (Gwh)

Proyecto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hidrocondición 1 (probabilidad porcentaje: 10)												
1 Fortuna	88.4	84.8	60.4	78.6	65.2	80.2	81.6	90.9	102.4	96.3	100.2	120.1
2 Fortuna	90.4	86.6	61.7	80.3	66.6	81.9	83.4	92.9	104.7	98.4	102.4	122.8
3 Bayano	20.8	23.0	41.2	28.7	39.2	29.1	34.4	25.6	19.5	24.0	25.2	34.5
4 Bayano	20.8	23.0	41.2	28.7	39.2	29.1	34.4	25.6	19.5	24.0	25.2	34.5
5 Estrella	14.6	11.7	8.0	11.8	8.7	14.2	13.4	16.2	19.0	19.5	17.9	18.0
6 Estrella	14.6	11.7	8.0	11.8	8.7	14.2	13.4	16.2	19.0	19.5	17.9	18.0
7 Los Valles	17.5	13.8	9.5	14.2	10.5	18.6	18.7	20.7	23.4	24.2	22.3	21.6
8 Los Valles	17.5	13.8	9.5	14.2	10.5	18.6	18.7	20.7	23.4	24.2	22.3	21.6
9 Menores Hidro	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
10 Esti I	11.8	13.0	23.3	16.2	22.1	16.4	19.5	14.5	11.0	13.6	14.2	19.5
11 Esti II	21.2	23.4	41.9	29.2	39.8	29.5	35.1	26.1	19.8	24.5	25.6	35.1
Hidrocondición 2 (probabilidad porcentaje: 25)												
1 Fortuna	90.3	86.5	61.3	80.2	66.6	81.8	83.3	92.8	104.6	98.3	102.3	122.7
2 Fortuna	107.6	103.1	73.5	95.6	79.3	97.5	99.3	110.6	124.6	117.2	121.9	146.2
3 Bayano	31.2	34.5	61.7	43.1	58.7	43.5	51.6	38.3	29.2	36.0	37.7	51.6
4 Bayano	31.2	34.5	61.7	43.1	58.7	43.5	51.6	38.3	29.2	36.0	37.7	51.6
5 Estrella	19.7	15.8	10.9	15.9	11.8	19.2	18.2	22.0	25.8	26.3	24.2	24.3
6 Estrella	19.7	15.8	10.9	15.9	11.8	19.2	18.2	22.0	25.8	26.3	24.2	24.3
7 Los Valles	21.9	17.2	11.9	17.8	13.1	23.3	23.4	25.9	29.2	30.3	27.9	27.0
8 Los Valles	21.9	17.2	11.9	17.8	13.1	23.3	23.4	25.9	29.2	30.3	27.9	27.0
9 Menores Hidro	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
10 Esti I	13.3	14.7	26.3	18.3	24.9	18.5	22.0	16.4	12.4	15.3	16.0	22.0
11 Esti II	23.8	26.4	47.2	32.9	44.8	33.2	39.5	29.4	22.3	27.6	28.8	39.5
Hidrocondición 3 (probabilidad porcentaje: 50)												
1 Fortuna	104.7	100.4	71.5	93.0	77.2	94.9	96.6	107.6	121.3	114.0	118.6	142.2
2 Fortuna	125.7	120.5	85.9	111.7	92.7	113.9	116.0	129.2	145.6	136.9	142.4	170.8
3 Bayano	36.5	40.3	72.2	50.4	68.7	51.0	60.3	44.9	34.2	42.1	44.1	60.4
4 Bayano	36.5	40.3	72.2	50.4	68.7	51.0	60.3	44.9	34.2	42.1	44.1	60.4
5 Estrella	19.9	16.0	11.0	16.1	11.9	19.4	18.4	22.3	26.1	26.7	24.5	24.6
6 Estrella	19.9	16.0	11.0	16.1	11.9	19.4	18.4	22.3	26.1	26.7	24.5	24.6

Proyecto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
7 Los Valles	22.2	17.5	12.1	18.1	13.3	23.6	23.8	26.2	29.7	30.7	28.4	27.4
8 Los Valles	22.2	17.5	12.1	18.1	13.3	23.6	23.8	26.2	29.7	30.7	28.4	27.4
9 Menores Hidro	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
10 Esti I	14.1	15.5	27.8	19.4	26.4	19.6	23.2	17.3	13.2	16.2	17.0	23.3
11 Esti II	25.2	27.9	49.9	34.8	47.4	35.1	41.8	31.1	23.6	29.2	30.5	41.8

Hidrocondición 4
(probabilidad porcentaje: 15)

1 Fortuna	115.5	110.7	78.9	102.6	85.2	104.7	106.6	118.7	133.8	125.8	130.8	156.9
2 Fortuna	134.0	128.5	91.6	119.1	98.9	121.5	123.7	137.8	155.3	146.0	151.9	182.1
3 Bayano	47.4	52.4	93.8	65.5	89.2	66.2	78.4	58.3	44.4	54.7	57.3	78.5
4 Bayano	47.4	52.4	93.8	65.5	89.2	66.2	78.4	58.3	44.4	54.7	57.3	78.5
5 Estrella	23.4	18.8	12.9	18.9	14.0	22.8	21.6	26.1	30.6	31.3	28.7	28.9
6 Estrella	23.4	18.8	12.9	18.9	14.0	22.8	21.6	26.1	30.6	31.3	28.7	28.9
7 Los Valles	25.3	19.9	13.8	20.6	15.2	26.9	27.1	29.9	33.8	35.0	32.3	31.2
8 Los Valles	25.3	19.9	13.8	20.6	15.2	26.9	27.1	29.9	33.8	35.0	32.3	31.2
9 Menores Hidro	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
10 Esti I	16.3	18.0	35.2	7.5	30.6	22.7	26.9	20.0	15.3	18.8	19.7	27.0
11 Esti II	29.2	32.3	57.8	22.5	54.9	40.6	48.4	36.2	27.3	35.8	35.3	48.4

COSTOS DE INVERSION DE PROYECTOS QUE FORMAN LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

PROYECTO	POT. INST. (MW)	PRESUPUESTO (MILLONES US\$)	CALENDARIO INVERSIONES (%)					COSTO (a) TOTAL
			AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	
COSTA RICA MOTOR BAJA VELOCIDAD	125	93.90	12.9	28.7	37.2	12.6	8.6	122.63
GUATEMALA EL PALMAR	54	91.55	10.0	48.8	24.4	16.8		110.87
HONDURAS DIESEL LENTO	40	23.56	33.6	66.4				25.54
T. DE GAS	50	20.13	41.0	59.0				21.98
NICARAGUA MONTEGALAN	36	66.67	8.9	38.7	37.1	15.3		80.25
PANAMA DIESEL LENTA	60	76.58	33.8	66.4				83.01
VAPOR NO. 1	30	28.17	15.6	49.2	35.2			31.97
VAPOR NO. 2	50	44.15	15.6	49.2	35.2			51.24
T. DE GAS	30	24.00	41.0	59.0				26.20

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

a) Tasa de actualización: 10%

ISTMO CENTROAMERICANO: PLAN DE EQUIPAMIENTO (1977-2000)

PAIS	TIPO	NOMBRE	(MW)	(AÑO)
COSTA RICA	HIDROELECTRICA	ANGOSTURA	177	1999
	GEOTERMICA	MIRAVALLS	52.2	2000
	C. INTERNA	CENTRAL 2	125	1988
EL SALVADOR	HIDROELECTRICA	SAN MARCOS	80	2000
	GEOTERMICA	CHIPILAPA	20	1997
		SAN VICENTE	20	1999
		COATEPEQUE	20	2000
GUATEMALA	HIDROELECTRICA	STA. MARIA II	68	1997
		EL PALMAR	54	1999
		SERCHIL	110	2000
	GEOTERMICA	ZUMIL II	55	1999
HONDURAS	C. INTERNA	DIESEL LENTA	40	1997
	T. GAS	GAS 2	50	1998
NICARAGUA	HIDROELECTRICA	MONTEGRANDE	40	2000
		MONTEGALAN	36	1997
	GEOTERMICA		36	1998
			36	1999
		MONOTOMBO	20	1997
PANAMA	HIDROELECTRICA	ESTI I	70	1997
		ESTI II	40	1999
	VAPOR	CENTRAL 1	30	1997
		CENTRAL 2	50	1998
	T. GAS	DIESEL LENTA	60	1998
		GAS	30	1999

Fuente: Cepal, sobre la base de datos oficiales.

ALTERNATIVA 1PLAN DE DESPLAZAMIENTOS

A partir de 1997 se postergan todas las centrales que consumen derivados de petroleo mas Montegalan 72 MW en Nicaragua.

Ano 1997

Honduras : Diesel Lenta	48 MW	2001
Panama : Vapor Central	30 MW	2001

Ano 1998

Costa Rica : Central 2	125 MW	2001
Honduras : T. Gas No. 2	50 MW	2001
Panama : Vapor Central 2	50 MW	2001
Diesel Lenta	60 MW	2001
Nicaragua : Montegalan 2a.	36 MW	2001

Ano 1999

Panama : T. Gas	30 MW	2001
Nicaragua : Montegalan 3a.	36 MW	2001

ALTERNATIVA 2PLAN DE DESPLAZAMIENTOS

A partir de 1997 se postergan todas las centrales que consumen derivados de petroleo y toda la central Montegalan (188 MW) en Nicaragua.

Ano 1997

Honduras : Diesel Lenta	48 MW
Panama : Vapor Central	30 MW
Nicaragua: Montegalan No. 1	36 MW

Ano 1998

Costa Rica : Central 2	125 MW
Honduras : T. Gas No. 2	50 MW
Panama : Vapor Central 2	50 MW
Diesel Lenta	60 MW
Nicaragua : Montegalan No. 2	36 MW

Ano 1999

Panama : T. Gas	30 MW
Nicaragua : Montegalan No. 3	36 MW

ALTERNATIVA 3PLAN DE DESPLAZAMIENTOS

A partir de 1997 se postergan para el año 2001 todas las centrales que consumen derivados de petróleo. Montegrande (108 MW) en Nicaragua y El Palmar (54 MW) en Guatemala.

Año 1997

Honduras : Diesel Lenta	48 MW
Panama : Vapor Central	38 MW
Nicaragua: Montegalan No. 1	36 MW

Año 1998

Costa Rica : Central 2	125 MW
Honduras : T. Gas No. 2	58 MW
Panama : Vapor Central 2	58 MW
Diesel Lenta	68 MW
Nicaragua : Montegalan No. 2	36 MW

Año 1999

Panama : T. Gas	38 MW
Nicaragua : Montegalan No. 3	36 MW
Guatemala : El Palmar	54 MW

COSTA RICA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	44,696	3,851	4,004	4,315	4,615	4,928	5,176	5,582	5,930	6,296
Hidráulica	27,598	2,613	2,709	2,709	2,949	2,949	2,949	2,949	4,242	3,529
Geotérmica	4,707			362	362	724	724	724	724	1,086
Plantas de vapor	568	70	70	70	70	70	70	70	9	70
Combustión interna	4,513	175	175	175	175	175	350	1,171	946	1,171
Turbinas de gas	7,310	993	1,050	999	1,059	1,010	1,083	668	8	440
Déficit del sistema	361	48	118	60	36	17	82	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	964,196	109,964	156,227	118,644	108,879	94,500	143,510	88,216	71,584	72,672
Hidráulica	8,313	808	838	838	912	912	912	912	1,091	1,091
Geotérmica	10,059			774	774	1,548	1,546	1,548	1,548	2,322
Plantas de vapor	29,148	3,239	3,239	3,239	3,239	3,239	3,239	3,239	3,239	3,239
Combustión interna	139,758	5,391	5,391	5,391	5,391	5,391	10,443	34,120	34,120	34,120
Turbinas de gas	560,675	71,945	76,103	72,358	76,742	73,156	78,485	48,398	31,587	31,901
Déficit del sistema	216,243	28,580	70,656	36,045	21,821	10,254	48,886	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	692,483	76,942	80,924	77,337	81,536	78,102	87,810	80,578	64,477	64,777
Plantas de vapor	27,822	3,091	3,091	3,091	3,091	3,091	3,091	3,091	3,091	3,091
Combustión interna	127,672	4,945	4,945	4,945	4,945	4,945	9,549	31,133	31,133	31,133
Turbinas de gas	536,989	68,906	72,888	69,301	73,500	70,066	75,169	46,354	30,253	30,553
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	1,546	172	172	172	172	172	172	172	172	172
Diesel	26,586	2,954	3,113	2,970	3,138	3,000	3,389	3,099	2,455	2,467

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.

COSTA RICA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondicion 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	43,408	3,898	4,122	4,375	4,651	4,945	5,258	3,934	5,930	6,296
Hidráulica	30,146	3,186	3,318	3,318	3,578	3,578	3,578	1,106	4,242	4,242
Geotérmica	5,531			362	362	724	724	1,548	724	1,086
Plantas de vapor	485	70	70	70	70	70	70	47	9	10
Combustión interna	4,253	175	175	175	175	175	350	1,133	946	950
Turbinas de gas	2,993	468	559	450	467	398	536	100	8	9
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	384,650	43,490	50,162	43,011	44,308	40,099	55,145	44,996	31,259	32,179
Hidráulica	10,086	985	1,026	1,026	1,106	1,106	1,106	1,106	1,312	1,312
Geotérmica	10,061			774	774	1,548	1,548	1,548	1,548	2,322
Plantas de vapor	22,485	3,239	3,239	3,239	3,239	3,239	3,239	2,172	431	449
Combustión interna	125,169	5,391	5,391	5,391	5,391	5,391	10,443	32,919	27,372	27,480
Turbinas de gas	216,850	33,875	40,506	32,581	33,798	28,815	38,810	7,251	597	617
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	343,468	40,480	46,831	39,241	40,406	35,634	49,811	39,048	25,941	26,076
Plantas de vapor	21,461	3,091	3,091	3,091	3,091	3,091	3,091	2,074	412	429
Combustión interna	114,318	4,945	4,945	4,945	4,945	4,945	9,549	30,029	24,958	25,057
Turbinas de gas	207,689	32,444	38,795	31,204	32,370	27,598	37,170	6,945	572	591
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	1,192	172	172	172	172	172	172	115	23	24
Diesel	12,880	1,496	1,750	1,446	1,493	1,302	1,869	1,479	1,021	1,026

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.

COSTA RICA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	45,056	3,898	4,122	4,375	4,651	4,945	5,258	5,582	5,930	6,296
Hidráulica	37,335	3,516	3,660	3,660	4,073	4,073	4,073	4,073	5,105	5,105
Geotérmica	4,518	-	-	360	358	711	724	724	644	996
Plantas de vapor	264	49	58	49	35	23	47	3	-	-
Combustión interna	2,194	159	171	147	143	112	322	765	180	195
Turbinas de gas	745	175	233	159	43	27	91	17	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	152,270	20,889	25,981	20,198	11,125	9,147	21,193	26,245	8,159	9,333
Hidráulica	11,545	1,087	1,132	1,132	1,259	1,259	1,259	1,259	1,579	1,579
Geotérmica	9,657	-	-	770	766	1,520	1,548	1,548	1,377	2,129
Plantas de vapor	12,217	2,267	2,701	2,267	1,617	1,044	2,183	138	-	1
Combustión interna	64,912	4,886	5,253	4,496	4,370	3,401	9,579	22,100	5,204	5,625
Turbinas de gas	53,940	12,649	16,896	11,535	3,114	1,923	6,624	1,199	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	122,635	18,758	23,577	17,332	8,531	5,953	17,184	21,428	4,743	5,128
Plantas de vapor	11,660	2,164	2,578	2,163	1,543	996	2,083	132	-	-
Combustión interna	59,315	4,480	4,817	4,122	4,006	3,115	8,756	20,148	4,743	5,128
Turbinas de gas	51,661	12,114	16,182	11,047	2,983	1,842	6,344	1,148	-	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	648	120	143	120	86	55	116	7	-	-
Diesel	4,439	664	840	607	280	198	604	852	190	205

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.

COSTA RICA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	45,056	3,898	4,122	4,375	4,651	4,945	5,258	5,582	5,930	6,296
Hidráulica	41,836	3,807	3,988	4,051	4,549	4,602	4,607	4,607	5,764	5,862
Geotérmica	2,341			228	90	314	539	688	125	356
Plantas de vapor	64	13	19	16	2	3	9	3	-	-
Combustión interna	663	61	78	57	6	12	63	267	41	78
Turbinas de gas	152	19	36	23	5	14	39	17	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	51,467	4,955	7,144	5,871	2,213	3,571	7,703	11,965	3,231	4,813
Hidráulica	12,936	1,177	1,233	1,253	1,406	1,423	1,425	1,425	1,782	1,813
Geotérmica	5,004			488	193	672	1,153	1,469	267	762
Plantas de vapor	2,979	588	876	741	95	135	405	138	-	1
Combustión interna	19,528	1,843	2,397	1,729	174	365	1,866	7,734	1,182	2,238
Turbinas de gas	11,020	1,347	2,638	1,660	345	976	2,855	1,199	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	31,236	3,540	5,560	3,882	580	1,398	4,825	8,332	1,077	2,041
Plantas de vapor	2,843	561	837	708	91	129	386	132	-	-
Combustión interna	17,839	1,689	2,197	1,584	160	334	1,705	7,052	1,077	2,041
Turbinas de gas	10,554	1,290	2,526	1,590	330	935	2,734	1,148	-	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	158	31	46	39	5	7	21	7	-	-
Diesel	1,136	119	189	127	20	51	178	328	43	82

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.

EL SALVADOR: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	30,255	2,542	2,727	2,927	3,143	3,292	3,528	3,771	4,039	4,286
Hidráulica	15,694	1,653	1,657	1,661	1,664	1,666	1,667	1,667	1,892	2,166
Geotérmica	7,506	330	433	470	472	876	1,147	1,155	1,269	1,355
Plantas de vapor	2,992	317	337	370	389	358	348	382	336	154
Ciclo combinado	1,129	-	-	-	214	178	175	202	179	181
Combustión interna	535	58	59	66	65	57	54	64	56	57
Turbinas de gas	2,399	184	241	360	338	157	138	300	307	373
Déficit del sistema	119	5	-	-	-	-	-	6	21	87
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	451,285	35,266	33,826	44,020	52,265	37,303	35,856	53,828	60,431	98,491
Hidráulica	4,853	511	512	514	515	515	516	516	585	670
Geotérmica	16,043	705	925	1,005	1,010	1,872	2,452	2,469	2,712	2,896
Plantas de vapor	110,193	11,684	12,416	13,641	14,339	13,194	12,807	14,075	12,376	5,661
Ciclo combinado	47,783	-	-	-	9,067	7,550	7,399	8,566	7,554	7,647
Combustión interna	35,143	3,801	3,889	4,312	4,317	3,712	3,507	4,185	3,702	3,717
Turbinas de gas	165,925	15,751	16,084	24,549	23,018	10,460	9,176	20,423	20,766	25,698
Déficit del sistema	71,346	2,814	-	-	-	-	-	3,594	12,736	52,202
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	341,634	29,855	30,789	40,451	48,264	33,158	31,228	44,933	42,227	40,729
Plantas de vapor	103,878	11,014	11,705	12,859	13,517	12,438	12,073	13,268	11,667	5,337
Ciclo combinado	45,400	-	-	-	8,615	7,173	7,030	8,139	7,177	7,266
Combustión interna	33,776	3,654	3,738	4,145	4,149	3,568	3,371	4,023	3,558	3,572
Turbinas de gas	158,581	15,187	15,347	23,447	21,983	9,979	8,755	19,504	19,825	24,554
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	7,032	612	650	714	990	890	866	963	848	498
Diesel	8,602	754	763	1,104	1,218	685	626	1,104	1,079	1,270

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.

EL SALVADOR: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	29,971	2,510	2,727	2,927	3,143	3,292	3,528	3,755	3,968	4,122
Hidráulica	12,295	1,318	1,318	1,318	1,317	1,318	1,318	1,318	1,438	1,633
Geotérmica	7,758	345	448	483	483	897	1,172	1,172	1,310	1,448
Plantas de vapor	3,433	405	405	405	405	405	405	405	402	195
Ciclo combinado	1,482	-	-	-	250	249	246	249	243	244
Combustión interna	766	88	88	88	88	86	82	86	83	79
Turbinas de gas	4,236	354	468	634	600	337	304	524	491	522
Déficit del sistema	403	37	-	-	-	-	-	23	92	251
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	800,382	74,870	53,916	66,643	74,725	56,216	54,188	83,790	122,812	213,222
Hidráulica	3,802	408	408	408	408	408	408	408	445	505
Geotérmica	16,583	737	958	1,032	1,032	1,916	2,506	2,506	2,801	3,095
Plantas de vapor	126,413	14,919	14,919	14,919	14,919	14,919	14,912	14,919	14,803	7,186
Ciclo combinado	62,728	-	-	-	10,590	10,546	10,427	10,540	10,292	10,333
Combustión interna	50,284	5,742	5,742	5,742	5,742	5,644	5,406	5,643	5,443	5,181
Turbinas de gas	298,593	30,665	31,889	44,543	42,036	22,784	20,530	36,285	33,699	36,163
Déficit del sistema	241,979	22,400	-	-	-	-	-	13,491	55,329	150,759
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	512,724	49,162	50,038	62,185	69,842	51,259	48,759	64,182	61,161	56,136
Plantas de vapor	119,169	14,064	14,064	14,064	14,064	14,064	14,057	14,064	13,955	6,774
Ciclo combinado	59,599	-	-	-	10,062	10,020	9,907	10,014	9,779	9,818
Combustión interna	48,329	5,519	5,519	5,519	5,519	5,425	5,195	5,423	5,232	4,980
Turbinas de gas	285,627	29,580	30,456	42,603	40,198	21,751	19,599	34,681	32,195	34,565
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	8,276	781	781	781	1,061	1,060	1,056	1,059	1,047	649
Diesel	14,550	1,404	1,439	1,925	2,030	1,287	1,190	1,804	1,693	1,778

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.

EL SALVADOR: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	30,440	2,543	2,927	2,927	3,144	3,292	3,528	3,772	4,038	4,269
Hidráulica	13,404	1,407	1,407	1,407	1,407	1,407	1,407	1,407	1,652	1,907
Geotérmica	7,787	345	483	483	483	897	1,172	1,172	1,309	1,444
Plantas de vapor	3,402	405	405	405	405	405	405	405	391	176
Ciclo combinado	1,390	-	-	-	250	249	245	249	210	188
Combustión interna	725	88	88	88	88	82	78	86	64	65
Turbinas de gas	3,733	299	545	545	512	253	222	454	414	489
Déficit del sistema	130	4	-	-	-	-	-	-	22	104
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	577,632	49,794	47,356	59,378	67,598	49,977	48,038	64,884	71,767	118,841
Hidráulica	4,145	435	435	435	435	435	435	435	511	590
Geotérmica	16,569	737	958	1,032	1,032	1,916	2,506	2,506	2,797	3,086
Plantas de vapor	125,296	14,919	14,919	14,919	14,919	14,919	14,904	14,919	14,405	6,474
Ciclo combinado	58,807	-	-	-	10,590	10,524	10,365	10,516	8,867	7,946
Combustión interna	47,548	5,742	5,742	5,742	5,742	5,387	5,086	5,615	4,213	4,280
Turbinas de gas	247,379	25,667	25,302	37,250	34,881	16,796	14,742	30,894	28,024	33,823
Déficit del sistema	77,888	2,295	-	-	-	-	-	-	12,951	62,642
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	456,147	44,333	43,722	55,164	62,959	45,261	42,849	58,957	52,812	50,091
Plantas de vapor	118,115	14,064	14,064	14,064	14,064	14,064	14,050	14,064	13,579	6,103
Ciclo combinado	55,874	-	-	-	10,062	9,999	9,848	9,992	8,425	7,549
Combustión interna	45,699	5,519	5,519	5,519	5,519	5,178	4,888	5,397	4,049	4,113
Turbinas de gas	236,459	24,751	24,140	35,582	33,315	16,021	14,063	29,505	26,758	32,325
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	8,114	781	781	781	1,061	1,059	1,054	1,059	988	549
Diesel	12,404	1,211	1,186	1,644	1,755	1,048	955	1,596	1,401	1,609

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.

EL SALVADOR: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	30,297	2,547	2,727	2,927	3,144	3,292	3,528	3,773	4,049	4,310
Hidráulica	16,423	1,752	1,743	1,743	1,743	1,743	1,743	1,743	1,966	2,250
Geotérmica	7,651	345	448	483	483	896	1,172	1,172	1,295	1,357
Plantas de vapor	2,947	287	321	380	404	358	338	395	318	146
Ciclo combinado	1,031	-	-	-	209	147	144	186	164	180
Combustión interna	450	46	47	56	56	47	44	54	51	51
Turbinas de gas	1,795	117	168	266	250	102	87	224	256	326
Déficit del sistema	78	-	-	-	-	-	-	4	11	63
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	373,621	25,584	27,557	37,118	45,757	31,645	30,269	46,322	49,354	80,016
Hidráulica	5,075	539	539	539	539	539	539	539	608	696
Geotérmica	16,354	737	958	1,032	1,032	1,916	2,506	2,506	2,767	2,900
Plantas de vapor	108,529	10,583	11,838	14,008	14,891	13,170	12,435	14,529	11,694	5,382
Ciclo combinado	43,609	-	-	-	8,855	6,220	6,104	7,873	6,950	7,607
Combustión interna	29,544	2,990	3,059	3,637	3,637	3,060	2,892	3,559	3,335	3,373
Turbinas de gas	123,708	10,734	11,163	17,903	16,803	6,740	5,793	15,079	17,166	22,326
Déficit del sistema	46,804	-	-	-	-	-	-	2,237	6,834	37,732
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	290,320	23,197	24,748	33,789	41,985	27,694	25,828	38,992	37,215	36,873
Plantas de vapor	102,309	9,977	11,159	13,205	14,038	12,415	11,722	13,696	11,023	5,074
Ciclo combinado	41,434	-	-	-	8,413	5,910	5,800	7,480	6,603	7,228
Combustión interna	28,395	2,874	2,941	3,496	3,496	2,941	2,780	3,421	3,206	3,242
Turbinas de gas	118,182	10,346	10,648	17,088	16,039	6,428	5,526	14,395	16,383	21,329
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	6,835	554	620	734	1,014	854	812	969	796	483
Diesel	6,692	529	544	823	950	493	448	862	916	1,127

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.

EL SALVADOR: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	30,336	2,547	2,727	2,927	3,144	3,292	3,528	3,773	4,054	4,344
Hidráulica	19,381	1,990	2,017	2,042	2,064	2,076	2,085	2,085	2,348	2,676
Geotérmica	6,443	244	344	399	413	757	1,003	1,056	1,088	1,139
Plantas de vapor	2,166	212	231	256	303	251	248	288	262	115
Ciclo combinado	788	-	-	-	147	119	112	149	131	130
Combustión interna	351	30	36	49	50	28	25	45	44	45
Turbinas de gas	1,206	71	100	182	167	61	54	151	180	240
Déficit del sistema	39	-	-	-	-	-	-	4	6	29
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	261,583	16,921	18,782	26,352	33,429	22,432	21,956	35,172	36,871	49,669
Hidráulica	5,993	615	624	631	638	642	645	645	726	827
Geotérmica	13,772	520	735	852	884	1,618	2,144	2,258	2,327	2,434
Plantas de vapor	79,757	7,803	8,505	9,437	11,147	9,252	9,148	10,593	9,654	4,218
Ciclo combinado	33,359	-	-	-	6,223	5,030	4,754	6,309	5,551	5,493
Combustión interna	23,034	1,977	2,330	3,226	3,256	1,808	1,658	2,919	2,912	2,949
Turbinas de gas	82,445	6,006	6,589	12,205	11,282	4,083	3,608	10,211	12,047	16,415
Déficit del sistema	23,224	-	-	-	-	-	-	2,237	3,654	17,332
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	207,771	15,043	16,540	23,647	30,319	19,132	18,175	28,535	28,671	27,709
Plantas de vapor	75,186	7,356	8,018	8,896	10,509	8,722	8,623	9,986	9,101	3,976
Ciclo combinado	31,695	-	-	-	5,912	4,779	4,517	5,994	5,274	5,219
Combustión interna	22,138	1,900	2,239	3,101	3,129	1,738	1,593	2,806	2,799	2,834
Turbinas de gas	78,752	5,788	6,284	11,650	10,769	3,894	3,442	9,749	11,498	15,679
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	5,057	409	445	494	748	617	605	721	652	366
Diesel	4,669	308	341	590	674	321	292	622	677	845

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.

GUATEMALA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	29,557	2,646	2,809	2,971	3,131	3,289	3,446	3,604	3,755	3,907
Hidráulica	21,031	2,083	2,089	2,092	2,094	2,154	2,344	2,568	2,799	2,808
Geotérmica	1,679	-	34	139	140	140	139	133	470	485
Plantas de vapor	5,415	258	296	418	767	839	909	852	479	598
Ciclo combinado	1,085	252	290	264	129	151	-	-	-	-
Turbinas de gas	346	54	100	57	1	6	55	52	7	16
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	243,669	22,834	29,382	30,165	28,019	31,748	33,023	31,100	16,498	20,900
Hidráulica	6,503	644	646	647	648	666	725	794	866	868
Geotérmica	3,480	-	71	288	290	290	288	275	973	1,005
Plantas de vapor	169,016	9,078	10,398	15,363	22,705	25,173	28,003	26,239	14,170	17,887
Ciclo combinado	39,280	9,191	10,915	9,640	4,343	5,191	-	-	-	-
Turbinas de gas	25,391	3,921	7,352	4,228	34	428	4,008	3,791	490	1,139
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	218,762	20,856	27,009	27,520	25,182	28,672	29,983	28,128	13,658	17,754
Plantas de vapor	157,937	8,550	9,793	14,507	21,136	23,457	26,145	24,497	13,190	16,663
Ciclo combinado	36,507	8,550	10,175	8,963	4,014	4,806	-	-	-	-
Turbinas de gas	24,318	3,756	7,041	4,049	33	410	3,839	3,631	469	1,091
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	9,788	713	827	1,055	1,286	1,437	1,452	1,361	733	926
Diesel	1,703	321	485	341	82	112	154	145	19	44

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.

GUATEMALA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	29,558	2,645	2,809	2,971	3,131	3,290	3,446	3,604	3,755	3,908
Hidráulica	14,588	1,471	1,471	1,471	1,471	1,516	1,613	1,751	1,912	1,912
Geotérmica	1,815	-	36	142	142	142	142	142	534	535
Plantas de vapor	9,261	411	411	627	1,252	1,313	1,347	1,347	1,243	1,311
Ciclo combinado	1,916	405	405	405	260	291	-	-	-	150
Turbinas de gas	1,978	358	487	326	5	27	344	364	67	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	535,206	57,297	66,780	64,123	49,941	55,602	69,563	71,092	45,961	54,847
Hidráulica	4,511	455	455	455	455	469	499	541	591	591
Geotérmica	3,759	-	74	295	295	295	295	295	1,106	1,106
Plantas de vapor	303,114	14,521	14,521	23,398	39,720	42,215	43,618	43,618	39,368	42,136
Ciclo combinado	79,043	16,091	16,091	16,091	9,131	10,623	-	-	-	11,015
Turbinas de gas	144,780	26,229	35,639	23,885	341	2,000	25,152	26,639	4,896	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	496,892	53,858	62,871	60,048	45,950	51,323	64,950	66,374	41,515	50,003
Plantas de vapor	284,165	13,681	13,681	22,115	37,158	39,529	40,860	40,861	36,826	39,453
Ciclo combinado	63,513	15,056	15,056	15,056	8,466	9,879	-	-	-	-
Turbinas de gas	149,213	25,121	34,133	22,876	326	1,915	24,090	25,513	4,689	10,550
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	17,551	1,178	1,178	1,647	2,300	2,470	2,939	2,270	2,046	2,192
Diesel	7,239	1,306	1,666	1,216	182	274	964	1,021	188	422

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.

GUATEMALA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	29,557	2,645	2,809	2,971	3,131	3,290	3,446	3,604	3,755	3,907
Hidráulica	18,845	1,898	1,898	1,898	1,898	1,953	2,090	2,270	2,470	2,470
Geotérmica	1,814	-	36	142	142	142	142	142	534	534
Plantas de vapor	7,172	376	394	569	900	981	1,162	1,140	751	901
Ciclo combinado	1,389	318	361	309	191	210	-	-	-	-
Turbinas de gas	337	54	121	54	-	4	52	51	-	2
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	310,356	29,700	37,412	37,338	33,810	37,794	41,057	40,341	23,891	29,014
Hidráulica	5,827	587	587	587	587	604	646	702	764	764
Geotérmica	3,759	-	74	295	295	295	295	295	1,106	1,106
Plantas de vapor	225,284	13,253	13,882	21,030	26,606	29,583	36,323	35,593	22,021	26,994
Ciclo combinado	50,792	11,915	13,997	11,498	6,323	7,059	-	-	-	-
Turbinas de gas	24,695	3,946	8,873	3,928	-	253	3,792	3,752	-	151
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrica (miles de dólares)										
Total de oferta	281,502	27,365	34,648	34,336	30,600	34,340	37,579	36,853	20,485	25,295
Plantas de vapor	210,445	12,485	13,076	19,867	24,764	27,577	33,947	33,260	20,485	24,983
Ciclo combinado	47,239	11,102	13,073	10,707	5,836	6,521	-	-	-	-
Turbinas de gas	23,818	3,779	8,498	3,762	-	242	3,632	3,593	-	312
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	13,004	1,002	1,090	1,401	1,538	1,713	1,886	1,848	1,138	1,388
Diesel	1,898	373	601	365	117	140	145	144	-	12

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.

GUATEMALA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	29,557	2,645	2,809	2,971	3,131	3,290	3,446	3,604	3,755	3,907
Hidráulica	22,079	2,195	2,195	2,195	2,195	2,257	2,457	2,699	2,943	2,943
Geotérmica	1,755	-	36	142	142	142	142	142	494	514
Plantas de vapor	4,682	217	271	370	696	767	835	759	318	450
Ciclo combinado	961	225	272	246	98	120	-	-	-	-
Turbinas de gas	81	8	36	18	-	4	11	4	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	193,487	16,818	22,865	24,441	24,390	27,817	27,088	24,275	10,927	14,865
Hidráulica	6,827	679	679	679	679	698	760	835	910	910
Geotérmica	3,635	-	74	295	295	295	295	295	1,022	1,065
Plantas de vapor	143,172	7,619	9,501	13,488	20,157	22,484	25,196	22,843	8,994	12,890
Ciclo combinado	33,949	7,967	9,974	8,660	3,260	4,088	-	-	-	-
Turbinas de gas	5,904	554	2,638	1,319	-	253	838	303	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	170,738	15,096	20,752	22,025	21,744	24,938	24,290	21,581	8,343	11,969
Plantas de vapor	133,592	7,175	8,946	12,731	18,734	20,915	23,488	21,291	8,343	11,969
Ciclo combinado	31,492	7,391	9,280	8,030	3,010	3,781	-	-	-	-
Turbinas de gas	5,655	530	2,526	1,264	-	242	802	290	-	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	8,297	604	755	930	1,124	1,267	1,305	1,183	464	665
Diesel	856	169	287	211	60	85	32	12	-	-

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.

GUATEMALA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	29,580	2,645	2,809	2,971	3,131	3,289	3,446	3,627	3,755	3,907
Hidráulica	25,476	2,425	2,469	2,487	2,502	2,572	2,876	3,168	3,459	3,518
Geotérmica	1,115	-	25	121	126	128	119	80	241	276
Plantas de vapor	2,368	96	138	189	459	525	440	353	55	114
Ciclo combinado	535	121	154	157	43	61	-	-	-	-
Turbinas de gas	86	3	23	18	-	4	11	27	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	105,443	8,468	12,789	14,655	15,849	18,872	15,059	11,785	3,108	4,858
Hidráulica	7,877	750	763	769	774	795	889	980	1,070	1,088
Geotérmica	2,311	-	53	251	261	265	247	165	500	571
Plantas de vapor	71,983	3,356	4,835	6,809	13,350	15,424	13,086	10,385	1,539	3,200
Ciclo combinado	18,701	4,130	5,466	5,506	1,464	2,135	-	-	-	-
Turbinas de gas	4,571	233	1,672	1,319	-	253	838	255	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	88,848	7,204	11,227	12,792	13,765	16,571	12,988	9,907	1,427	2,967
Plantas de vapor	67,138	3,159	4,553	6,424	12,411	14,349	12,186	9,663	1,427	2,967
Ciclo combinado	17,332	3,821	5,073	5,105	1,354	1,980	-	-	-	-
Turbinas de gas	4,378	224	1,602	1,264	-	242	802	244	-	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	4,211	282	394	499	727	852	677	537	79	165
Diesel	522	85	166	153	27	49	32	10	-	-

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.

HONDURAS: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	23,452	2,230	2,339	2,371	2,449	2,535	2,642	2,793	2,959	3,133
Hidráulica	18,427	1,868	2,050	2,052	2,059	2,065	2,072	2,080	2,087	2,094
Combustión interna	4,367	363	290	319	360	414	560	663	752	647
Turbinas de gas	658	-	-	-	30	55	10	51	120	392
Déficit del sistema	53	27	8	10	1	2	-	-	-	5
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	280,927	33,475	18,298	20,934	19,551	24,908	27,283	34,681	43,317	58,480
Hidráulica	5,698	578	634	635	637	639	641	643	645	647
Combustión interna	201,822	16,885	12,873	14,135	16,768	19,310	26,004	30,816	35,033	29,998
Turbinas de gas	41,812	-	-	-	1,927	3,511	639	3,222	7,639	24,875
Déficit del sistema	31,595	16,012	4,791	6,165	220	1,448	-	-	-	2,959
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	218,649	15,960	12,167	13,360	12,126	15,250	25,184	32,192	40,386	52,023
Combustión interna	178,621	15,960	12,167	13,360	10,210	11,759	24,576	29,125	33,116	28,347
Turbinas de gas	40,028	-	-	-	1,916	3,491	608	3,067	7,271	23,676
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Diesel	8,746	638	487	534	485	610	1,007	1,288	1,615	2,081

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.

HONDURAS: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	23,327	2,202	2,307	2,334	2,446	2,526	2,642	2,793	2,959	3,119
Hidráulica	17,553	1,781	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972
Combustión interna	4,889	421	335	362	418	474	638	737	818	686
Turbinas de gas	885	-	-	-	57	80	32	85	170	462
Déficit del sistema	149	56	27	32	4	12	-	-	-	19
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	378,577	53,459	32,658	36,846	25,863	34,703	32,322	40,279	49,532	72,913
Hidráulica	5,427	551	610	610	610	610	610	610	610	610
Combustión interna	227,542	19,601	15,618	16,876	19,444	22,117	29,678	34,286	38,132	31,790
Turbinas de gas	56,232	-	-	-	3,611	5,097	2,035	5,383	10,790	29,316
Déficit del sistema	89,375	33,308	16,430	19,360	2,199	6,879	-	-	-	11,198
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	263,339	18,527	14,762	15,952	21,816	25,760	29,986	37,530	46,316	57,943
Combustión interna	209,817	18,527	9,510	15,952	18,379	20,908	28,049	32,406	36,046	30,040
Turbinas de gas	53,522	-	-	-	3,437	4,852	1,937	5,124	10,270	27,903
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Diesel	10,534	741	380	638	873	1,030	1,199	1,501	1,853	2,318

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.

HONDURAS: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	23,370	2,215	2,313	2,341	2,450	2,532	2,642	2,793	2,959	3,125
Hidráulica	17,839	1,813	2,003	2,003	2,003	2,003	2,003	2,003	2,003	2,003
Combustión interna	4,737	402	310	337	400	458	614	721	809	686
Turbinas de gas	794	-	-	-	46	71	25	69	147	436
Déficit del sistema	106	42	21	25	-	5	-	-	-	12
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	339,844	44,588	27,635	31,547	22,177	29,515	30,725	38,533	47,655	67,470
Hidráulica	5,516	560	619	619	619	619	619	619	619	619
Combustión interna	220,410	18,737	14,425	15,707	18,632	21,356	28,509	33,534	37,720	31,790
Turbinas de gas	50,419	-	-	-	2,925	4,500	1,597	4,380	9,315	27,702
Déficit del sistema	63,499	25,291	12,590	15,220	-	3,039	-	-	-	7,358
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	251,282	17,710	13,634	14,847	20,396	24,471	28,463	35,683	44,522	56,407
Combustión interna	203,473	17,710	8,783	14,847	17,611	20,188	26,944	31,695	35,656	30,040
Turbinas de gas	47,809	-	-	-	2,784	4,283	1,520	3,989	8,866	26,367
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Diesel	10,051	708	351	594	816	979	1,139	1,427	1,781	2,256

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.

HONDURAS: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	23,457	2,240	2,334	2,365	2,450	2,537	2,642	2,793	2,959	3,136
Hidráulica	18,604	1,886	2,067	2,070	2,077	2,084	2,091	2,101	2,110	2,118
Combustión interna	4,265	355	267	295	352	408	550	654	745	640
Turbinas de gas	588	-	-	-	21	46	1	39	104	378
Déficit del sistema	18	17	-	1	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	252,311	27,078	13,061	15,124	18,344	22,555	26,251	33,507	41,985	54,407
Hidráulica	5,753	583	639	640	642	644	647	650	652	655
Combustión interna	198,369	16,504	12,422	13,724	16,396	19,002	25,539	30,391	34,737	29,656
Turbinas de gas	37,438	-	-	-	1,305	2,909	66	2,467	6,596	24,096
Déficit del sistema	10,751	9,991	-	760	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	223,124	15,600	11,741	12,972	16,740	20,731	24,199	31,071	39,113	50,958
Combustión interna	187,490	15,600	11,741	12,972	15,498	17,962	24,136	28,724	32,835	28,024
Turbinas de gas	35,634	-	-	-	1,243	2,769	63	2,348	6,278	22,934
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Diesel	8,925	624	470	519	670	829	968	1,243	1,565	2,038

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.

HONDURAS: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	23,461	2,242	2,334	2,365	2,450	2,537	2,642	2,793	2,959	3,137
Hidráulica	19,399	1,957	2,120	2,128	2,149	2,170	2,191	2,210	2,228	2,244
Combustión interna	3,551	285	214	237	282	323	450	546	633	582
Turbinas de gas	511	-	-	-	19	44	-	37	98	312
Déficit del sistema	48	15	-	1	-	-	-	-	32	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	213,020	22,956	10,617	12,004	14,992	18,542	21,628	28,443	36,387	47,451
Hidráulica	5,998	605	656	658	665	671	678	683	689	694
Combustión interna	165,207	13,261	9,962	11,056	13,117	15,058	20,931	25,388	29,478	26,958
Turbinas de gas	32,434	-	-	-	1,210	2,814	20	2,372	6,220	19,799
Déficit del sistema	9,381	9,091	-	290	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	187,019	12,535	9,416	10,450	13,551	16,912	19,801	26,252	33,782	44,320
Combustión interna	156,148	12,535	9,416	10,450	12,399	14,234	19,782	23,995	27,862	25,475
Turbinas de gas	30,871	-	-	-	1,152	2,678	19	2,257	5,920	18,845
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Diesel	7,481	501	377	418	542	676	792	1,050	1,351	1,773

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.

NICARAGUA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	16901	1515	1547	1595	1650	1808	2034	2135	2246	2373
	3840	413	413	413	413	413	413	413	413	537
Hidráulica	6994	424	478	479	480	481	863	1105	1344	1341
Geotérmica	5792	667	638	685	728	829	706	588	473	478
Plantas de vapor	77	-	-	8	11	22	14	10	6	6
Combustión interna	199	12	18	10	19	62	38	20	10	11
Turbinas de gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	227796	24153	23746	25211	27386	34389	28949	24028	19851	20083
Hidráulica	1188	128	128	128	128	128	128	128	128	166
Geotérmica	14947	905	1021	1023	1025	1029	1844	2361	2872	2866
Plantas de vapor	194137	22359	21393	22921	24390	27842	23681	19701	15843	16008
Combustión interna	4377	-	-	456	598	1279	815	548	365	317
Turbinas de gas	13148	761	1204	683	1245	4112	2482	1291	644	726
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	198546	21678	21194	22564	24613	31164	25320	20214	15806	15993
Plantas de vapor	181912	20952	20046	21477	22854	26092	22190	18459	14844	14998
Combustión interna	4181	-	-	436	572	1221	779	523	348	303
Turbinas de gas	12453	725	1149	652	1187	3851	2352	1231	614	693
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	10106	1164	1114	1193	1270	1450	1233	1026	825	833
Diesel	665	29	46	43	70	203	125	70	38	40

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.

NICARAGUA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	16901	1515	1547	1595	1650	1808	2034	2135	2246	2373
Hidráulica	1987	214	214	214	214	214	214	214	214	277
Geotérmica	7075	428	483	483	483	483	869	1117	1364	1365
Plantas de vapor	7165	830	801	841	871	933	838	738	634	679
Combustión interna	167	-	-	23	26	39	27	21	14	17
Turbinas de gas	508	43	50	34	57	139	86	45	20	34
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	299537	31786	31336	32886	35551	43891	37312	31403	26369	29004
Hidráulica	615	66	66	66	66	66	66	66	66	86
Geotérmica	15120	914	1032	1032	1032	1032	1857	2388	2916	2918
Plantas de vapor	240705	27949	26937	28240	29251	31382	28146	24766	21257	22778
Combustión interna	9495	-	-	1281	1465	2242	1548	1192	797	971
Turbinas de gas	33602	2857	3302	2267	3737	9170	5696	2990	1333	2251
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	264287	28922	28396	29850	32377	40299	33137	24936	21952	24419
Plantas de vapor	224477	26197	25247	26465	27413	29412	26377	22102	19919	21345
Combustión interna	8755	-	-	1224	1399	2141	1478	823	762	927
Turbinas de gas	31055	2725	3149	2162	3564	8745	5282	2011	1271	2147
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	12471	1455	1403	1470	1523	1634	1465	1228	1107	1186
Diesel	1592	109	126	135	199	435	270	113	81	123

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.

NICARAGUA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	16901	1515	1547	1594	1650	1808	2034	2135	2246	2373
Hidráulica	2646	284	284	284	284	284	284	284	284	371
Geotérmica	6964	421	475	476	477	480	859	1101	1340	1336
Plantas de vapor	6801	789	750	798	832	895	806	703	595	633
Combustión interna	133	-	-	15	20	40	23	15	10	10
Turbinas de gas	358	20	38	21	37	110	62	32	16	23
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	275400	28884	28847	30154	32596	40729	34371	28996	24525	26298
Hidráulica	818	88	88	88	88	88	88	88	88	115
Geotérmica	14884	899	1015	1017	1019	1025	1836	2353	2865	2855
Plantas de vapor	228449	26562	25242	26785	27951	30092	27079	23586	19936	21217
Combustión interna	7568	-	-	880	1119	2257	1293	862	585	572
Turbinas de gas	23682	1335	2502	1385	2419	7267	4074	2108	1052	1540
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	243755	26169	26045	27262	29571	37135	30499	24936	20242	21896
Plantas de vapor	214097	24896	23659	25101	26195	28204	25378	22102	18680	19881
Combustión interna	7229	-	-	841	1069	2156	1235	823	559	546
Turbinas de gas	22429	1273	2386	1320	2307	6775	3885	2011	1003	1469
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	11894	1383	1314	1395	1455	1567	1410	1228	1038	1104
Diesel	1186	51	95	86	135	357	205	113	62	81

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.

NICARAGUA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	16901	1515	1547	1595	1650	1808	2034	2135	2246	2373
Hidráulica	4290	462	462	462	462	462	462	462	462	597
Geotérmica	7074	428	483	483	483	482	869	1117	1364	1365
Plantas de vapor	5422	623	599	646	697	823	677	541	411	407
Combustión interna	36	-	-	2	4	13	8	5	3	1
Turbinas de gas	78	3	4	2	5	28	19	10	6	2
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	205066	22054	21445	23014	25013	31348	26345	21581	17375	16890
Hidráulica	1326	143	143	143	143	143	143	143	143	185
Geotérmica	15120	914	1032	1032	1032	1032	1857	2388	2915	2918
Plantas de vapor	181382	20830	20009	21586	23298	27611	22645	18085	13744	13576
Combustión interna	2075	-	-	130	215	713	446	299	192	81
Turbinas de gas	5163	168	262	124	326	1851	1254	667	381	131
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	176840	19675	18995	20465	22343	28315	22839	17865	13422	12920
Plantas de vapor	169938	19515	18745	20223	21828	25873	21217	16943	12876	12718
Combustión interna	1983	-	-	125	205	681	426	285	183	77
Turbinas de gas	4920	160	249	118	310	1761	1196	637	363	125
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	9441	1084	1041	1123	1213	1437	1179	941	715	707
Diesel	276	6	10	10	21	98	65	37	22	8

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.

NICARAGUA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	16901	1515	1547	1594	1650	1808	2034	2135	2246	2373
Hidráulica	5564	597	597	597	597	597	597	597	597	785
Geotérmica	6720	413	464	468	471	479	845	1062	1267	1252
Plantas de vapor	4430	499	474	519	563	671	552	455	371	326
Combustión interna	58	-	-	5	8	16	13	7	5	4
Turbinas de gas	130	6	12	5	11	46	27	13	6	5
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	176393	18173	17853	19180	21170	27625	23018	18989	15970	14416
Hidráulica	1720	185	185	185	185	185	185	185	185	243
Geotérmica	14362	882	991	1000	1007	1023	1805	2270	2709	2676
Plantas de vapor	148418	16725	15893	17387	18854	22504	18492	15235	12409	10919
Combustión interna	3319	-	-	286	432	891	758	425	286	242
Turbinas de gas	8574	382	786	323	692	3021	1778	874	381	337
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	150412	16036	15641	16871	18738	24818	19747	15515	12264	10783
Plantas de vapor	139068	15672	14891	16290	17666	21088	17327	14275	11627	10231
Combustión interna	3171	-	-	273	412	852	724	406	273	231
Turbinas de gas	8173	364	749	308	660	2878	1696	834	363	321
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	7726	871	827	905	981	1172	963	793	646	568
Diesel	454	15	30	23	43	149	97	50	25	22

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.

PANAMA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	33,965	3,041	3,246	3,407	3,574	3,745	3,935	4,130	4,335	4,552
Hidráulica	24,511	2,188	2,346	2,559	2,560	2,561	2,792	2,794	3,107	3,604
Plantas de vapor	7,642	472	584	678	741	785	922	1,305	1,207	948
Combustión interna	406	-	-	69	103	116	89	16	12	-
Turbinas de gas	1,406	380	316	102	171	283	131	15	8	-
Déficit del sistema	10	4	1	-	-	5	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	385,777	44,480	42,867	34,568	42,936	54,712	45,301	46,277	42,310	32,325
Hidráulica	7,579	677	725	791	792	792	863	864	961	1,115
Plantas de vapor	268,009	17,691	21,634	24,695	27,124	28,786	32,625	43,854	40,389	31,211
Combustión interna	16,559	-	-	2,798	4,195	4,747	3,643	668	508	-
Turbinas de gas	87,553	23,705	19,694	6,284	10,644	17,713	8,170	891	452	-
Déficit del sistema	6,078	2,408	814	-	181	2,675	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	350,094	39,235	39,127	31,860	39,614	48,426	41,863	42,372	38,553	29,045
Plantas de vapor	251,321	16,694	20,401	23,264	25,559	27,130	30,680	40,899	37,649	29,045
Combustión interna	15,524	-	-	2,623	3,933	4,450	3,415	627	476	-
Turbinas de gas	83,250	22,541	18,726	5,973	10,122	16,846	7,769	846	428	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	13,962	927	1,133	1,292	1,420	1,507	1,704	2,272	2,092	1,614
Diesel	3,951	902	749	344	562	852	447	59	36	-

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.

PANAMA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	33,873	3,005	3,234	3,407	3,572	3,705	3,934	4,130	4,335	4,552
Hidráulica	17,960	1,772	1,830	1,853	1,853	1,853	2,048	2,048	2,351	2,351
Plantas de vapor	10,070	489	629	838	838	838	1,048	1,801	1,780	1,810
Combustión interna	984	-	-	146	146	146	146	133	124	143
Turbinas de gas	4,860	744	775	570	734	868	693	147	80	249
Déficit del sistema	101	40	14	-	3	45	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	774,337	91,461	82,047	73,253	86,356	120,802	88,261	77,142	71,583	83,433
Hidráulica	5,553	548	566	573	573	573	633	633	727	727
Plantas de vapor	357,950	18,345	23,369	30,904	30,904	30,904	37,541	62,168	61,255	62,560
Combustión interna	40,161	-	-	5,956	5,956	5,956	5,956	5,430	5,079	5,830
Turbinas de gas	309,894	48,487	49,972	35,820	47,111	56,623	44,131	8,911	4,523	14,316
Déficit del sistema	60,779	24,081	8,140	-	1,812	26,746	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	668,701	63,522	69,642	68,795	79,582	88,685	82,924	71,697	66,316	77,538
Plantas de vapor	336,033	17,313	22,042	29,136	29,136	29,136	35,330	58,146	57,277	58,519
Combustión interna	37,651	-	-	5,584	5,584	5,584	5,584	5,090	4,761	5,465
Turbinas de gas	295,017	46,209	47,600	34,076	44,863	53,966	42,011	8,461	4,277	13,554
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	18,669	962	1,225	1,619	1,619	1,619	1,963	3,230	3,182	3,251
Diesel	13,307	1,848	1,904	1,586	2,018	2,382	1,904	542	362	761

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.

PANAMA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	33,974	3,045	3,247	3,407	3,575	3,750	3,934	4,130	4,335	4,552
Hidráulica	22,185	1,999	2,155	2,361	2,361	2,361	2,581	2,581	2,894	2,894
Plantas de vapor	9,233	489	629	797	825	833	1,026	1,537	1,441	1,658
Combustión interna	538	-	-	114	135	143	134	12	-	-
Turbinas de gas	2,017	557	464	135	254	414	194	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	479,560	53,900	52,866	42,750	52,179	62,828	54,671	53,332	49,496	57,540
Hidráulica	6,860	618	666	730	730	730	798	798	895	895
Plantas de vapor	325,790	18,345	23,369	29,183	30,335	30,661	36,619	52,032	48,601	56,645
Combustión interna	21,969	-	-	4,649	5,513	5,824	5,481	502	-	-
Turbinas de gas	124,941	34,937	28,831	8,187	15,600	25,613	11,774	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	444,987	50,546	49,453	39,633	48,585	58,710	50,772	49,038	45,342	52,908
Plantas de vapor	305,625	17,313	22,042	27,500	28,595	28,903	34,454	48,568	45,342	52,908
Combustión interna	20,596	-	-	4,359	5,169	5,460	5,138	470	-	-
Turbinas de gas	118,766	33,233	27,411	7,774	14,821	24,347	11,180	-	-	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	16,979	962	1,225	1,528	1,589	1,606	1,914	2,698	2,519	2,939
Diesel	5,574	1,329	1,096	485	800	1,192	653	19	-	-

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.

PANAMA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)c										
Total de oferta	33,974	3,045	3,247	3,407	3,575	3,750	3,934	4,130	4,335	4,552
Hidráulica	24,937	2,259	2,421	2,670	2,670	2,670	2,903	2,903	3,219	3,219
Plantas de vapor	7,859	475	596	664	739	788	922	1,226	1,115	1,333
Combustión interna	346	-	-	51	99	114	82	-	-	-
Turbinas de gas	833	311	231	22	66	177	27	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	347,538	37,341	36,885	28,281	35,894	45,128	38,404	41,838	38,014	45,755
Hidráulica	7,711	699	749	826	826	826	898	898	996	996
Plantas de vapor	275,079	17,790	22,069	24,077	27,013	28,873	32,541	40,940	37,018	44,759
Combustión interna	14,103	-	-	2,069	4,026	4,670	3,339	-	-	-
Turbinas de gas	50,645	18,852	14,067	1,310	4,030	10,759	1,627	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	319,201	34,689	34,173	25,858	33,053	41,805	35,269	38,149	34,467	41,738
Plantas de vapor	257,884	16,788	20,812	22,675	25,452	27,211	30,594	38,149	34,467	41,738
Combustión interna	13,222	-	-	1,939	3,775	4,378	3,130	-	-	-
Turbinas de gas	48,095	17,901	13,361	1,244	3,827	10,216	1,545	-	-	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	14,327	933	1,156	1,260	1,414	1,512	1,700	2,119	1,915	2,319
Diesel	2,453	716	534	127	304	584	187	-	-	-

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.

PANAMA: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	33,975	3,045	3,247	3,407	3,575	3,750	3,935	4,130	4,335	4,552
Hidráulica	28,031	2,543	2,756	2,985	2,994	3,002	3,271	3,281	3,594	3,604
Plantas de vapor	5,692	425	442	421	545	659	662	849	741	948
Combustión interna	95	-	-	1	34	59	1	-	-	-
Turbinas de gas	158	77	50	-	2	29	-	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	218,757	21,259	20,024	16,100	22,055	29,075	24,035	28,740	25,141	32,325
Hidráulica	8,667	786	852	923	926	928	1,011	1,015	1,111	1,115
Plantas de vapor	196,631	15,835	16,137	15,138	19,623	23,959	22,972	27,726	24,030	31,211
Combustión interna	3,877	-	-	40	1,385	2,402	52	-	-	-
Turbinas de gas	9,582	4,638	3,036	-	122	1,787	-	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	196,921	19,342	18,087	14,287	19,887	26,515	21,623	25,783	22,352	29,045
Plantas de vapor	184,188	14,938	15,204	14,250	18,473	22,568	21,575	25,783	22,352	29,045
Combustión interna	3,635	-	-	37	1,298	2,251	48	-	-	-
Turbinas de gas	9,098	4,404	2,883	-	116	1,696	-	-	-	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	10,233	830	845	792	1,026	1,254	1,199	1,432	1,242	1,614
Diesel	509	176	115	1	57	158	2	-	-	-

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.

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000
(Valores Esperados)

	PRODUCCION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS (GWh)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	15866	16765	17624	18595	19612	20834	22015	23263	23365	177940
Hidraulica	11596	12083	12314	12698	12775	13206	13438	15200	15559	118870
Geotermica	753	944	1429	1411	2153	2845	3111	3677	4113	20437
Plantas a Vapor	1765	1911	2202	2668	2847	2934	3148	2499	2644	22617
Ciclo Combinado	251	290	264	343	329	175	202	178	196	2229
Combustion Interna	571	494	589	673	728	1010	1576	1254	6	6901
Turbinas de Gas	931	1043	825	803	779	665	540	455	847	6887
Deficit Sistema	40	21	16	4	9	8	6	26	92	223

	COSTOS TOTALES DE OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	193265	190343	188496	198016	207644	210302	224902	201945	269108	1884020
Hidraulica	3584	3736	3808	3926	3950	4083	4155	4678	4811	36731
Geotermica	1610	2016	3045	3007	4593	6072	6641	7827	8759	43570
Plantas a Vapor	63167	68456	78998	90513	96671	99401	104825	83210	87471	772713
Ciclo Combinado	9191	10915	9640	13410	12741	7399	8566	7554	8749	88164
Combustion Interna	25293	21635	26095	29976	32690	42693	60069	52642	48045	339137
Turbinas de Gas	66327	70915	57141	54600	51851	45765	37051	33298	56112	473061
Deficit Sistema	24092	12670	9769	2583	5148	4889	3594	12736	55162	130643

	COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA LA OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	155307	160971	162547	177964	182990	184128	197577	166097	188573	1576154
Plantas a Vapor	59459	64441	74376	84933	90717	93268	98036	77762	81676	724668
Ciclo Combinado	8550	10175	8963	12628	11979	7030	8138	7177	7266	81906
Combustion Interna	23838	18636	24593	28260	30831	40116	56050	49384	45016	316724
Turbinas de Gas	63461	67720	54615	52143	49463	43713	35352	31774	54614	452855

	COMBUSTIBLE UTILIZADO (MILES DE BARRILES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Bunker C	3541	3863	4381	5069	5373	5377	5672	4519	4739	42535
Diesel	3663	3658	3348	3469	3451	3494	3819	3390	4131	32421

Fuente: CEPAL

Precio del barril del crudo : US\$ 20.0
 Precio del barril del Bunker C : US\$ 18.0
 Precio del barril de diesel : US\$ 25.0

RESUMEN
 ELABORADO
 17/12/91

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000
(Hidrocondicion 4)

	PRODUCCION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS (GWh)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	15892	16787	17639	18600	19621	20842	22017	23278	24610	179285
Hidraulica	13320	13948	14289	14855	15019	15627	15948	17990	18689	139686
Geotermica	656	833	1215	1101	1678	2506	2886	2722	3023	16620
Plantas a Vapor	1245	1304	1401	1872	2109	1911	1947	1428	1503	14719
Ciclo Combinado	121	154	157	190	180	112	149	131	130	1324
Combustion Interna	375	328	349	378	437	553	865	724	708	4718
Turbinas de Gas	175	221	227	204	198	132	222	283	557	2219
Deficit Sistema	15	0	1	0	0	0	4	38	29	87

	COSTOS TOTALES DE OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	92733	87210	94161	109708	120117	113399	135094	120707	153533	1026662
Hidraulica	4118	4313	4419	4593	4644	4832	4931	5563	5779	43192
Geotermica	1402	1778	2590	2345	3578	5349	6163	5802	6442	35449
Plantas a Vapor	44306	46246	49512	63069	71274	64102	64077	47632	49549	499767
Ciclo Combinado	4130	5466	5506	7687	7165	4754	6309	5551	5493	52059
Combustion Interna	17081	14688	16337	18363	20523	25264	36466	33858	32387	214965
Turbinas de Gas	12605	14720	15508	13650	12933	9099	14911	18648	36551	148625
Deficit Sistema	9091	0	290	0	0	0	2237	3654	17332	32605

	COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA LA OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	73699	76469	81929	96840	105350	97160	114325	99574	116865	862210
Plantas a Vapor	41685	43502	46567	59149	66856	60098	59840	44507	46219	468423
Ciclo Combinado	3821	5073	5105	7266	6759	4517	5994	5274	5219	49027
Combustion Interna	16123	13852	15445	17399	19408	23852	34259	32012	30581	202930
Turbinas de Gas	12069	14043	14811	13027	12326	8693	14232	17781	34845	141829

	COMBUSTIBLE UTILIZADO (MILES DE BARRILES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Bunker C	2422	2558	2729	3488	3902	3464	3491	2619	2713	27385
Diesel	1204	1217	1312	1362	1405	1392	2060	2097	2721	14771

Fuente: CEPAL

Precio del barril del crudo : US\$ 20.0
 Precio del barril del Bunker C : US\$ 18.0
 Precio del barril de diesel : US\$ 25.0

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000
(Hidrocondicion 3)

	PRODUCCION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS (GWh)								TOTAL	
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999		2000
Total Oferta	15890	16787	17639	18600	19621	20842	22017	23273	24575	179243
Hidraulica	12069	12547	12799	13219	13288	13729	13980	15805	16234	123669
Geotermica	772	967	1468	1466	2232	2908	3156	3797	4232	20998
Plantas a Vapor	1651	1845	2109	2571	2758	2819	2923	2162	2336	21173
Ciclo Combinado	225	272	246	307	267	144	186	164	180	1991
Combustion Interna	559	484	550	653	693	1006	1479	980	887	7291
Turbinas de Gas	612	672	467	385	383	237	293	366	706	4120
Deficit Sistema	17	0	1	0	0	0	4	11	63	96

	COSTOS TOTALES DE OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)								TOTAL	
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999		2000
Total Oferta	149764	147793	148177	160523	167639	169550	193768	165813	221267	1524293
Hidraulica	3729	3880	3958	4087	4109	4245	4323	4887	5020	38236
Geotermica	1651	2064	3129	3124	4763	6206	6736	8082	9012	44766
Plantas a Vapor	59090	66117	75424	86975	93181	94999	96535	71450	76608	720378
Ciclo Combinado	7967	9974	8660	12114	10308	6104	7873	6950	7607	77558
Combustion Interna	24381	20734	24055	28644	30845	41795	56349	43467	38735	309004
Turbinas de Gas	42957	45026	32190	25579	24434	16202	19715	24142	46553	276797
Deficit Sistema	9991	0	760	0	0	0	2237	6834	37732	57555

	COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA LA OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)								TOTAL	
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999		2000
Total Oferta	127015	133985	132442	144398	149436	149608	169086	137303	159586	1302859
Plantas a Vapor	55619	62241	70997	81594	87410	89104	90212	66709	71498	675384
Ciclo Combinado	7391	9280	8030	11423	9691	5800	7480	6603	7228	72925
Combustion Interna	22954	19498	22653	26979	29076	39229	52577	40967	36471	290404
Turbinas de Gas	41052	42967	30761	24401	23259	15476	18817	23024	44389	264146

	COMBUSTIBLE UTILIZADO (MILES DE BARRILES)								TOTAL	
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999		2000
Bunker C	3295	3716	4167	4850	5125	5111	5220	3890	4173	39547
Diesel	2708	2684	2297	2284	2287	2304	3005	2692	3379	23640

Fuente: CEPAL

Precio del barril del crudo : US\$ 20.0
 Precio del barril del Bunker C : US\$ 18.0
 Precio del barril de diesel : US\$ 25.0

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000
(Hidrocondicion 2)

	PRODUCCION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS (GWh)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	15860	16766	17615	18600	19616	20842	22015	23262	24522	179098
Hidraulica	10586	11065	11270	11530	11586	11943	12123	13546	13887	107536
Geotermica	765	959	1463	1464	2243	2898	3140	3907	4400	21237
Plantas a Vapor	2129	2247	2639	3032	3183	3468	3831	3187	3378	27092
Ciclo Combinado	318	361	309	441	459	245	249	210	188	2779
Combustion Interna	665	573	729	817	897	1198	1967	1829	1711	10386
Turbinas de Gas	1398	1562	1204	1316	1249	1090	706	584	959	10067
Deficit Sistema	46	21	25	0	5	0	5	22	117	241

	COSTOS TOTALES DE OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	250356	244276	244177	252668	260941	264006	274246	248593	331341	2370604
Hidraulica	3273	3421	3485	3565	3582	3693	3749	4188	4294	33250
Geotermica	1636	2046	3117	3120	4784	6185	6701	8315	9369	45273
Plantas a Vapor	76318	80650	95155	103049	108494	118164	128301	105394	111779	927303
Ciclo Combinado	11915	13997	11498	16913	17582	10365	10516	8867	7946	109599
Combustion Interna	29870	25558	32370	36398	40215	50811	73432	69890	64121	422664
Turbinas de Gas	99760	106013	83331	89624	83244	74788	48384	38988	63833	687965
Deficit Sistema	27585	12590	15220	0	3039	0	3164	12951	70000	144550

	COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA LA OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Total Oferta	206604	209481	210482	232516	235708	239972	244515	209344	232675	2021297
Plantas a Vapor	71849	75933	89623	96709	101840	110921	120067	98498	104305	869743
Ciclo Combinado	11102	13073	10707	15897	16520	9848	9992	8425	7549	103113
Combustion Interna	28174	19246	30509	34313	37926	47755	68414	65222	59757	391315
Turbinas de Gas	95480	101229	79642	85597	79422	71449	46042	37199	61064	657126

	COMBUSTIBLE UTILIZADO (MILES DE BARRILES)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Bunker C	4300	4582	5276	5814	6117	6436	6948	5706	6004	51183
Diesel	5168	5080	4620	5114	5024	4965	4778	4265	4984	44000

Fuente: CEPAL

Precio del barril del crudo : US\$ 20.0
 Precio del barril del Bunker C : US\$ 18.0
 Precio del barril de diesel : US\$ 25.0

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000
(Hidrocondicion 1)

	PRODUCCION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS (GWh)							1999	2000	TOTAL
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998			
Total Oferta	15726	16628	17548	18556	19548	20761	21998	23192	24370	178326
Hidraulica	9169	9514	9537	9776	9821	10113	10251	12128	11673	91981
Geotermica	772	967	1470	1470	2246	2908	3156	3932	4435	21356
Plantas a Vapor	2205	2315	2781	3436	3559	3707	4361	4067	4065	30496
Ciclo Combinado	405	405	405	510	540	246	249	243	395	3398
Combustion Interna	683	598	793	852	920	1244	2148	1985	2095	11319
Turbinas de Gas	2493	2830	2563	2512	2461	2542	1833	837	1707	19777
Deficit Sistema	181	159	92	43	73	82	23	92	270	1014

	COSTOS TOTALES DE OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)							1999	2000	TOTAL
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998			
Total Oferta	418836	422963	392395	381316	405713	425158	391922	387841	526091	3752236
Hidraulica	2835	2942	2949	3023	3037	3127	3170	3529	3609	28221
Geotermica	1651	2064	3132	3132	4791	6206	6736	8370	9441	45522
Plantas a Vapor	78972	82984	100700	118033	122658	127454	148709	139922	137898	1057331
Ciclo Combinado	16091	16091	16091	19720	21169	10427	10540	10292	21348	141770
Combustion Interna	30734	26751	35246	37998	41350	53029	80670	83571	77890	467240
Turbinas de Gas	180183	196905	178872	173577	168830	176028	128607	86827	113948	1403776
Deficit Sistema	108370	95227	55406	25832	43879	48886	13491	55329	161957	608376

	COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA LA OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO (MILES DOLARES)							1999	2000	TOTAL
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998			
Total Oferta	290934	301380	314167	331102	335427	347566	347560	301736	330817	2900689
Plantas a Vapor	74346	78125	94871	110862	115231	119716	139370	131069	129182	992773
Ciclo Combinado	15056	15056	15056	18527	19899	9907	10014	9779	9818	123112
Combustion Interna	28991	19973	33223	35825	39002	49856	75191	77934	72545	432539
Turbinas de Gas	172541	188225	171017	165888	161295	168087	122985	82955	119272	1352265

	COMBUSTIBLE UTILIZADO (MILES DE BARRILES)							1999	2000	TOTAL
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998			
Bunker C	4549	4759	5689	6674	6954	6926	8021	7553	7450	58574
Diesel	8362	8629	8471	8439	8410	8916	8127	6631	7869	73854

Fuente: CEPAL

Precio del barril del crudo : US\$ 20.0
 Precio del barril del Bunker C : US\$ 18.0
 Precio del barril de diesel : US\$ 25.0

**ANALISIS DE BENEFICIOS POR POSTERGACION DE INVERSIONES
ALTERNATIVA 1**

AÑO	PROYECTO	BENEFICIOS TOTALES (MILLONES US\$)		
		COSTO TOTAL	BENEF. PARC.	BENEF. TOTAL
1997	HO: DIESEL LENTA	25.54	2.54	5.74
	PA: VAPOR CENTR. 1	31.97	3.20	
1998	POSTERGACION 1997		5.74	41.65
	CR: CENTRAL 2	122.63	12.26	
	HO: T. DE GAS NO. 2	21.98	2.20	
	PA: VAPOR CENTRAL 2	51.24	5.12	
	DIESEL LENTA	83.01	8.30	
NI: MONTEGALAN 2	80.25	8.03		
1999	POSTERGACION 1998		41.65	52.30
	PA: T. DE GAS 30 MW	26.20	2.62	
	NI: MONTEGALAN 3	80.25	8.03	
2000	POSTERGACION 1999			52.30
TOTAL BENEFICIOS 1997-2000				151.99

ANALISIS DE BENEFICIOS POR POSTERGACION DE INVERSIONES
ALTERNATIVA 2

AÑO	PROYECTO	BENEFICIOS TOTALES (MILLONES US\$)		
		COSTO TOTAL	BENEF. PARC.	BENEF. TOTAL
1997	HO: DIESEL LENTA	25.54	2.54	14.49
	PA: VAPOR CENTR. 1	31.97	3.92	
	NI: MONTEGALAN 1	80.25	8.03	
1998	POSTERGACION 1997		14.49	50.40
	CR: CENTRAL 2	122.63	12.26	
	HO: T. DE GAS NO. 2	21.98	2.20	
	PA: VAPOR CENTRAL 2	51.24	5.12	
	DIESEL LENTA	83.01	8.30	
	NI: MONTEGALAN 2	80.25	8.03	
1999	POSTERGACION 1998		50.40	61.05
	PA: T. DE GAS 30 MW	26.20	2.62	
	NI: MONTEGALAN 3	80.25	8.03	
2000	POSTERGACION 1999			61.05
TOTAL BENEFICIOS 1997-2000				186.99

ANALISIS DE BENEFICIOS POR POSTERGACION DE INVERSIONES
ALTERNATIVA 3

AÑO	PROYECTO	BENEFICIOS TOTALES (MILLONES US\$)		
		COSTO TOTAL	BENEF. PARC.	BENEF. TOTAL
1997	HO: DIESEL LENTA	25.54	2.54	5.74
	PA: VAPOR CENTR. 1	31.97	3.92	
	NI: MONTEGALAN 1	80.25	8.03	
1998	POSTERGACION 1997		14.49	50.40
	CR: CENTRAL 2	122.63	12.26	
	HO: T. DE GAS NO. 2	21.98	2.20	
	PA: VAPOR CENTRAL 2	51.24	5.12	
	DIESEL LENTA	83.01	8.30	
	NI: MONTEGALAN 2	80.25	8.03	
1999	POSTERGACION 1998		50.40	72.14
	PA: T. DE GAS 30 MW	26.20	2.62	
	NI: MONTEGALAN 3	80.25	8.03	
	GU: EL PALMAR	110.87	11.09	
2000	POSTERGACION 1999			61.05
TOTAL BENEFICIOS 1997-2000				189.33

Alternativa básica

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	119,323	11,698	12,194	12,408	12,786	12,845	13,303	13,515	14,967	15,606
Geotérmica	21,523	374	1,156	1,559	1,568	2,212	3,002	3,256	3,953	4,442
Plantas de vapor	27,072	1,872	1,852	2,606	3,199	3,292	3,390	3,918	3,459	3,484
Ciclo combinado	2,663	357	331	246	265	346	323	305	225	265
Combustión interna	5,792	838	692	563	567	628	600	888	482	534
Turbinas de gas	2,961	767	561	258	214	298	223	135	199	306
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,657,631	181,118	158,697	154,913	169,595	186,901	195,592	222,448	187,584	200,782
Hidráulica	33,704	3,014	3,142	3,197	3,295	3,310	4,113	4,179	4,628	4,826
Geotérmica	45,980	799	2,468	3,329	3,349	4,724	6,414	6,957	8,446	9,492
Plantas de vapor	995,355	68,712	67,802	94,095	110,570	114,144	127,989	149,147	130,935	131,962
Ciclo combinado	121,411	15,823	14,638	10,878	12,353	16,043	14,945	13,904	10,439	12,389
Combustión interna	266,034	39,658	33,037	26,154	26,033	29,113	27,596	39,601	21,269	23,573
Turbinas de gas	195,148	53,111	37,610	17,260	13,996	19,568	14,536	8,659	11,867	18,541
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,491,143	168,189	145,057	140,185	153,600	168,725	174,517	199,720	164,896	176,253
Plantas de vapor	937,719	64,760	63,892	88,596	103,819	107,196	120,335	140,878	123,634	124,609
Ciclo combinado	115,790	15,069	13,940	10,359	11,794	15,311	14,263	13,260	9,964	11,829
Combustión interna	251,550	37,596	31,332	24,760	24,647	27,561	26,066	37,337	20,040	22,212
Turbinas de gas	186,084	50,763	35,892	16,470	13,341	18,656	13,853	8,246	11,259	17,603
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	55,312	4,016	3,937	5,210	6,095	6,381	7,081	8,195	7,145	7,251
Diesel	19,821	3,836	2,968	1,856	1,755	2,155	1,882	2,088	1,451	1,829

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.

Alternativa básica

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	91,097	9,176	9,514	9,537	9,777	9,821	10,113	10,233	11,253	11,673
Geotérmica	21,792	381	1,184	1,580	1,580	2,218	3,018	3,266	4,032	4,532
Plantas de vapor	31,200	1,952	2,010	2,933	3,632	3,632	3,841	4,400	4,400	4,400
Ciclo combinado	4,721	392	392	392	250	643	663	663	663	663
Combustión interna	13,317	1,094	1,161	1,307	1,700	1,307	1,482	2,303	1,513	1,449
Turbinas de gas	17,208	2,912	2,525	1,891	1,661	2,000	1,722	1,152	1,424	1,921
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	3,218,492	356,844	323,888	319,538	334,687	359,591	369,794	389,885	366,776	397,490
Hidráulica	25,703	2,364	2,451	2,457	2,519	2,531	3,127	3,164	3,480	3,609
Geotérmica	46,553	815	2,527	3,375	3,375	4,738	6,448	6,979	8,615	9,683
Plantas de vapor	1,158,336	71,755	73,861	106,833	127,063	127,063	145,585	168,726	168,726	168,726
Ciclo combinado	222,322	17,372	17,372	17,372	13,172	30,543	31,623	31,623	31,623	31,623
Combustión interna	618,794	52,093	55,767	61,722	79,094	61,722	69,824	105,423	67,990	65,158
Turbinas de gas	1,146,784	212,445	171,910	127,780	109,465	132,994	113,187	73,970	86,343	118,690
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	2,984,396	337,102	303,235	297,655	311,442	333,934	341,660	359,656	335,778	363,935
Plantas de vapor	1,092,489	67,636	69,618	100,642	119,398	119,398	137,478	159,440	159,440	159,440
Ciclo combinado	212,359	16,544	16,544	16,544	12,644	29,187	30,224	30,224	30,224	30,224
Combustión interna	585,442	49,391	52,893	58,477	75,021	58,477	66,043	99,548	64,132	61,461
Turbinas de gas	1,094,107	203,532	164,179	121,993	104,380	126,872	107,915	70,444	81,982	112,810
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	66,593	4,217	4,327	6,051	6,984	7,444	8,477	9,697	9,697	9,697
Diesel	71,429	10,448	9,014	7,550	7,429	7,998	7,563	7,404	6,449	7,575

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.

Alternativa básica

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,335	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,018	23,285	24,638
Hidráulica	107,425	10,599	11,083	11,288	11,548	11,604	11,950	12,166	13,323	13,864
Geotérmica	21,792	381	1,184	1,580	1,580	2,218	3,018	3,266	4,032	4,532
Plantas de vapor	31,076	1,952	2,010	2,933	3,632	3,632	3,841	4,382	4,352	4,342
Ciclo combinado	4,207	392	392	392	553	580	568	467	411	453
Combustión interna	10,609	1,094	1,154	1,171	1,094	1,220	1,260	1,657	943	1,016
Turbinas de gas	4,225	1,488	964	275	192	368	203	80	225	431
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	2,186,297	245,238	215,992	203,218	222,076	242,678	253,502	279,032	252,921	271,639
Hidráulica	30,324	2,731	2,856	2,909	2,976	2,990	3,695	3,762	4,120	4,287
Geotérmica	46,553	815	2,527	3,375	3,375	4,738	6,448	6,979	8,615	9,683
Plantas de vapor	1,152,887	71,755	73,861	106,833	127,063	127,063	145,585	167,910	166,607	166,212
Ciclo combinado	193,527	17,372	17,372	17,372	25,831	27,226	26,624	21,303	19,123	21,306
Combustión interna	488,720	52,093	55,298	54,804	50,635	57,081	58,283	74,030	41,526	44,971
Turbinas de gas	274,286	100,472	64,079	17,927	12,198	23,582	12,868	5,049	12,931	25,180
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,995,404	229,487	199,734	186,176	203,605	221,914	230,218	253,588	227,043	243,639
Plantas de vapor	1,087,301	67,636	69,618	100,642	119,398	119,398	137,478	158,661	157,423	157,048
Ciclo combinado	184,647	16,544	16,544	16,544	24,664	26,003	25,425	20,318	18,257	20,350
Combustión interna	462,104	49,391	52,444	51,907	47,933	54,058	55,067	69,804	39,121	42,378
Turbinas de gas	261,352	95,917	61,128	17,084	11,610	22,456	12,247	4,805	12,242	23,862
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	65,535	4,217	4,327	6,051	7,318	7,356	8,344	9,379	9,253	9,290
Diesel	32,631	6,143	4,874	3,090	2,875	3,581	3,201	3,391	2,420	3,057

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.

Alternativa básica

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,018	23,285	24,638
Hidráulica	123,812	12,115	12,623	12,872	13,285	13,347	13,795	14,011	15,550	16,214
Geotérmica	21,792	381	1,184	1,580	1,580	2,218	3,018	3,266	4,032	4,532
Plantas de vapor	27,721	1,947	1,948	2,703	3,294	3,412	3,537	4,037	3,402	3,443
Ciclo combinado	2,141	386	351	211	198	260	222	232	112	170
Combustión interna	3,501	872	547	274	241	372	269	472	189	265
Turbinas de gas	366	206	135	-	-	12	-	-	-	13
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,376,114	147,022	127,310	125,697	139,881	155,548	166,388	195,443	154,489	164,337
Hidráulica	34,973	3,122	3,253	3,317	3,423	3,439	4,265	4,332	4,808	5,014
Geotérmica	46,553	815	2,527	3,375	3,375	4,738	6,448	6,979	8,615	9,683
Plantas de vapor	1,016,608	71,514	71,256	97,350	113,473	118,138	133,838	153,382	127,949	129,708
Ciclo combinado	95,491	17,074	15,535	9,349	8,927	11,715	9,921	10,280	4,990	7,701
Combustión interna	158,782	41,090	25,941	12,307	10,683	16,771	11,915	20,470	8,128	11,477
Turbinas de gas	23,707	13,408	8,798	-	-	746	-	-	-	754
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,220,734	135,390	114,927	112,182	125,120	138,674	146,057	173,920	133,167	141,297
Plantas de vapor	957,102	67,406	67,146	91,646	106,520	110,937	125,375	144,863	120,769	122,441
Ciclo combinado	90,971	16,260	14,794	8,903	8,509	11,166	9,452	9,791	4,753	7,343
Combustión interna	150,075	38,947	24,602	11,633	10,091	15,860	11,230	19,267	7,645	10,800
Turbinas de gas	22,585	12,777	8,385	-	-	710	-	-	-	713
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	55,699	4,196	4,141	5,339	6,154	6,473	7,228	8,320	6,841	7,006
Diesel	8,726	2,394	1,615	643	574	886	638	966	401	607

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.

Alternativa básica

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	143,002	13,821	14,404	14,644	15,192	15,256	16,043	16,298	18,239	19,106
Geotérmica	20,000	334	1,001	1,439	1,500	2,174	2,912	3,200	3,507	3,934
Plantas de vapor	15,482	1,440	1,167	1,518	1,871	2,099	1,846	2,428	1,535	1,578
Ciclo combinado	459	182	119	19	17	48	25	42	-	7
Combustión interna	386	127	96	20	20	44	14	50	4	12
Turbinas de gas	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	674,334	70,754	57,702	62,038	71,116	83,322	80,291	106,535	69,545	73,032
Hidráulica	40,439	3,561	3,712	3,773	3,915	3,931	4,961	5,040	5,640	5,908
Geotérmica	42,729	713	2,137	3,074	3,203	4,644	6,221	6,837	7,494	8,406
Plantas de vapor	553,303	52,269	42,149	53,523	62,411	70,688	67,433	90,710	56,239	57,883
Ciclo combinado	20,343	8,041	5,270	823	766	2,161	1,108	1,838	6	330
Combustión interna	17,222	5,871	4,435	845	821	1,898	569	2,110	168	506
Turbinas de gas	299	299	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	556,569	62,743	48,912	51,897	59,965	70,106	65,124	89,319	53,163	55,340
Plantas de vapor	520,628	49,230	39,686	50,319	58,464	66,257	63,536	85,585	53,000	54,552
Ciclo combinado	19,374	7,658	5,019	784	730	2,059	1,055	1,751	5	314
Combustión interna	16,282	5,571	4,207	795	772	1,790	533	1,984	157	474
Turbinas de gas	284	284	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	29,462	2,948	2,344	2,817	3,268	3,738	3,559	4,803	2,945	3,039
Diesel	1,050	387	269	47	45	113	42	114	6	25

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.

Alternativa 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,335	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	119,323	11,698	12,194	12,408	12,786	12,845	13,303	13,515	14,967	15,606
Geotérmica	20,333	374	1,156	1,559	1,568	2,212	3,002	3,011	3,481	3,970
Plantas de vapor	25,829	1,872	1,852	2,606	3,199	3,292	3,257	3,425	3,161	3,165
Ciclo combinado	3,187	357	331	246	265	346	352	470	399	421
Combustión interna	5,498	838	692	563	567	628	570	814	418	406
Turbinas de gas	5,165	767	561	258	214	298	356	782	859	1,070
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,764,424	181,118	158,697	154,913	169,595	186,901	198,724	251,397	223,486	239,594
Hidráulica	33,704	3,014	3,142	3,197	3,295	3,310	4,113	4,179	4,628	4,826
Geotérmica	43,435	799	2,468	3,329	3,349	4,724	6,414	6,433	7,436	8,482
Plantas de vapor	942,869	68,712	67,802	94,095	110,570	114,144	122,046	128,782	118,282	118,437
Ciclo combinado	147,253	15,823	14,638	10,878	12,353	16,043	16,402	22,270	18,850	19,996
Combustión interna	256,780	39,658	33,037	26,154	26,033	29,113	26,415	37,939	19,488	18,944
Turbinas de gas	340,384	53,111	37,610	17,260	13,996	19,568	23,334	51,794	54,802	68,909
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,596,504	168,189	145,057	140,185	153,600	168,725	178,035	228,095	200,211	214,407
Plantas de vapor	888,356	64,760	63,892	88,596	103,819	107,196	115,172	121,553	111,611	111,758
Ciclo combinado	140,527	15,069	13,940	10,359	11,794	15,311	15,659	21,279	18,007	19,108
Combustión interna	243,047	37,596	31,332	24,760	24,647	27,561	24,960	35,861	18,421	17,909
Turbinas de gas	324,574	50,763	35,892	16,470	13,341	18,656	22,245	49,402	52,172	65,633
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	53,257	4,016	3,937	5,210	6,095	6,381	6,833	7,344	6,701	6,740
Diesel	25,515	3,836	2,968	1,856	1,755	2,155	2,201	3,836	3,184	3,724

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.

Alternativa 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	91,097	9,176	9,514	9,537	9,777	9,821	10,113	10,233	11,253	11,673
Geotérmica	20,551	381	1,184	1,580	1,580	2,218	3,018	3,018	3,535	4,035
Plantas de vapor	28,686	1,952	2,010	2,933	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
Ciclo combinado	4,721	392	392	392	250	643	663	663	663	663
Combustión interna	10,298	1,094	1,161	1,307	1,700	1,307	1,191	1,191	697	651
Turbinas de gas	23,982	2,912	2,525	1,891	1,661	2,000	2,224	3,281	3,505	3,984
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	3,452,187	356,844	323,888	319,538	334,687	359,591	382,103	455,780	443,436	476,320
Hidráulica	25,703	2,364	2,451	2,457	2,519	2,531	3,127	3,164	3,480	3,609
Geotérmica	43,900	815	2,527	3,375	3,375	4,738	6,448	6,448	7,553	8,622
Plantas de vapor	1,054,202	71,755	73,861	106,833	127,063	127,063	136,907	136,907	136,907	136,907
Ciclo combinado	222,322	17,372	17,372	17,372	13,172	30,543	31,623	31,623	31,623	31,623
Combustión interna	486,798	52,093	55,767	61,722	79,094	61,722	56,183	56,183	33,088	30,946
Turbinas de gas	1,619,262	212,445	171,910	127,780	109,465	132,994	147,815	221,456	230,785	264,612
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	3,213,013	337,102	303,235	297,655	311,442	333,934	353,620	424,024	410,833	441,168
Plantas de vapor	993,660	67,636	69,618	100,642	119,398	119,398	129,242	129,242	129,242	129,242
Ciclo combinado	212,359	16,544	16,544	16,544	12,644	29,187	30,224	30,224	30,224	30,224
Combustión interna	461,147	49,391	52,893	58,477	75,021	58,477	53,146	53,146	31,311	29,286
Turbinas de gas	1,545,847	203,532	164,179	121,993	104,380	126,872	141,008	211,412	220,055	252,416
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	61,102	4,217	4,327	6,051	6,984	7,444	8,020	8,020	8,020	8,020
Diesel	84,527	10,448	9,014	7,550	7,429	7,998	8,371	11,187	10,659	11,873

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.

Alternativa 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,335	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,018	23,285	24,638
Hidráulica	107,425	10,599	11,083	11,288	11,548	11,604	11,950	12,166	13,323	13,864
Geotérmica	20,551	381	1,184	1,580	1,580	2,218	3,018	3,018	3,535	4,035
Plantas de vapor	28,686	1,952	2,010	2,933	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
Ciclo combinado	4,863	392	392	392	553	580	620	653	641	640
Combustión interna	9,312	1,094	1,154	1,171	1,094	1,220	1,119	1,177	669	615
Turbinas de gas	8,498	1,488	964	275	192	368	502	1,372	1,485	1,852
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	2,346,525	245,238	215,992	203,218	222,076	242,678	260,958	323,843	304,420	328,103
Hidráulica	30,324	2,731	2,856	2,909	2,976	2,990	3,695	3,762	4,120	4,287
Geotérmica	43,900	815	2,527	3,375	3,375	4,738	6,448	6,448	7,553	8,622
Plantas de vapor	1,054,202	71,755	73,861	106,833	127,063	127,063	136,907	136,907	136,907	136,907
Ciclo combinado	226,535	17,372	17,372	17,372	25,831	27,226	29,389	31,083	30,477	30,415
Combustión interna	437,901	52,093	55,298	54,804	50,635	57,081	52,328	55,404	31,389	28,871
Turbinas de gas	553,664	100,472	64,079	17,927	12,198	23,582	32,192	90,240	93,973	119,002
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	2,152,174	229,487	199,734	186,176	203,605	221,914	237,452	297,388	277,477	298,941
Plantas de vapor	993,660	67,636	69,618	100,642	119,398	119,398	129,242	129,242	129,242	129,242
Ciclo combinado	216,271	16,544	16,544	16,544	24,664	26,003	28,080	29,706	29,124	29,064
Combustión interna	414,592	49,391	52,444	51,907	47,933	54,058	49,474	52,400	29,683	27,303
Turbinas de gas	527,651	95,917	61,128	17,084	11,610	22,456	30,656	86,040	89,428	113,332
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	61,211	4,217	4,327	6,051	7,318	7,356	7,960	8,005	7,989	7,987
Diesel	42,015	6,143	4,874	3,090	2,875	3,581	3,767	6,132	5,347	6,207

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.

Alternativa 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,335	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,018	23,285	24,638
Hidráulica	123,812	12,115	12,623	12,872	13,285	13,347	13,795	14,011	15,550	16,214
Geotérmica	20,551	381	1,184	1,580	1,580	2,218	3,018	3,018	3,535	4,035
Plantas de vapor	26,808	1,947	1,948	2,703	3,294	3,412	3,422	3,579	3,255	3,249
Ciclo combinado	2,793	386	351	211	198	260	251	442	325	370
Combustión interna	4,094	872	547	274	241	372	338	748	345	358
Turbinas de gas	1,276	206	135	0	0	12	16	220	274	413
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,452,008	147,022	127,310	125,697	139,881	155,548	166,439	214,851	181,289	193,971
Hidráulica	34,973	3,122	3,253	3,317	3,423	3,439	4,265	4,332	4,808	5,014
Geotérmica	43,900	815	2,527	3,375	3,375	4,738	6,448	6,448	7,553	8,622
Plantas de vapor	977,187	71,514	71,256	97,350	113,473	118,138	128,197	134,603	121,458	121,197
Ciclo combinado	127,453	17,074	15,535	9,349	8,927	11,715	11,310	20,861	15,164	17,520
Combustión interna	188,877	41,090	25,941	12,307	10,683	16,771	15,209	34,493	15,868	16,514
Turbinas de gas	79,617	13,408	8,798	-	-	746	1,009	14,114	16,437	25,105
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,296,534	135,390	114,927	112,182	125,120	138,674	147,062	193,005	159,651	170,524
Plantas de vapor	920,609	67,406	67,146	91,646	106,520	110,937	120,975	127,050	114,588	114,341
Ciclo combinado	121,558	16,260	14,794	8,903	8,509	11,166	10,781	19,927	14,478	16,740
Combustión interna	178,656	38,947	24,602	11,633	10,091	15,860	14,347	32,586	14,987	15,602
Turbinas de gas	75,712	12,777	8,385	0	0	710	960	13,441	15,597	23,842
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	54,522	4,196	4,141	5,339	6,154	6,473	7,020	7,612	6,768	6,817
Diesel	12,606	2,394	1,615	643	574	886	828	2,240	1,513	1,913

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Precio del barril del crudo: 20 dólares.

Precio del barril del búnker C: 18 dólares.

Precio del barril de diesel: 25 dólares.

Alternativa 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,336	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,640
Hidráulica	143,002	13,821	14,404	14,644	15,192	15,256	16,043	16,298	18,239	19,106
Geotérmica	19,101	334	1,001	1,439	1,500	2,174	2,912	2,972	3,170	3,601
Plantas de vapor	15,900	1,440	1,167	1,518	1,871	2,099	1,832	2,431	1,748	1,795
Ciclo combinado	686	182	119	19	17	48	36	131	68	66
Combustión interna	620	127	96	20	20	44	18	182	59	56
Turbinas de gas	27	5	-	-	-	-	-	3	2	17
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	710,470	70,754	57,702	62,038	71,116	83,322	80,364	116,219	82,618	86,338
Hidráulica	40,439	3,561	3,712	3,773	3,915	3,931	4,961	5,040	5,640	5,908
Geotérmica	40,802	713	2,137	3,074	3,203	4,644	6,221	6,349	6,773	7,688
Plantas de vapor	568,697	52,269	42,149	53,523	62,411	70,688	66,864	90,421	64,235	66,138
Ciclo combinado	31,067	8,041	5,270	823	766	2,161	1,584	6,043	3,242	3,136
Combustión interna	27,911	5,871	4,435	845	821	1,898	734	8,155	2,653	2,500
Turbinas de gas	1,554	299	-	-	-	-	-	212	76	968
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	592,615	62,743	48,912	51,897	59,965	70,106	65,195	98,959	66,219	68,620
Plantas de vapor	535,139	49,230	39,686	50,319	58,464	66,257	62,998	85,290	60,546	62,350
Ciclo combinado	29,629	7,658	5,019	784	730	2,059	1,509	5,777	3,099	2,996
Combustión interna	26,375	5,571	4,207	795	772	1,790	689	7,691	2,503	2,358
Turbinas de gas	1,473	284	0	0	0	0	0	201	72	916
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	30,553	2,948	2,344	2,817	3,268	3,738	3,542	4,899	3,450	3,547
Diesel	1,706	387	269	47	45	113	58	431	165	191

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.

Alternativa 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (Gwh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	119,323	11,698	12,194	12,408	12,786	12,845	13,303	13,515	14,967	15,606
Geotérmica	19,370	374	1,156	1,559	1,568	2,212	2,759	2,766	3,243	3,732
Plantas de vapor	26,056	1,872	1,852	2,606	3,199	3,292	3,326	3,455	3,227	3,227
Ciclo combinado	3,292	357	331	246	265	346	376	512	417	442
Combustión interna	5,639	838	692	563	567	628	638	851	444	417
Turbinas de gas	5,654	767	561	258	214	298	438	920	986	1,212
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,815,500	181,118	158,697	154,913	169,595	186,901	210,680	265,121	235,996	252,479
Hidráulica	33,704	3,014	3,142	3,197	3,295	3,310	4,113	4,179	4,628	4,826
Geotérmica	41,377	799	2,468	3,329	3,349	4,724	5,895	5,908	6,929	7,975
Plantas de vapor	951,851	68,712	67,802	94,095	110,570	114,144	124,767	129,966	120,908	120,888
Ciclo combinado	152,311	15,823	14,638	10,878	12,353	16,043	17,568	24,170	19,782	21,057
Combustión interna	263,604	39,658	33,037	26,154	26,033	29,113	29,584	39,862	20,645	19,519
Turbinas de gas	372,653	53,111	37,610	17,260	13,996	19,568	28,753	61,036	63,103	78,215
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,647,077	168,189	145,057	140,185	153,600	168,725	189,890	241,678	212,595	227,158
Plantas de vapor	896,859	64,760	63,892	88,596	103,819	107,196	117,747	122,674	114,097	114,077
Ciclo combinado	145,364	15,069	13,940	10,359	11,794	15,311	16,775	23,089	18,902	20,123
Combustión interna	249,510	37,596	31,332	24,760	24,647	27,561	27,955	37,693	19,512	18,454
Turbinas de gas	355,343	50,763	35,892	16,470	13,341	18,656	27,413	58,221	60,083	74,503
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	53,863	4,016	3,937	5,210	6,095	6,381	7,007	7,457	6,864	6,897
Diesel	27,101	3,836	2,968	1,856	1,755	2,155	2,550	4,298	3,562	4,121

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.

Alternativa 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (Gwh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	91,097	9,176	9,514	9,537	9,777	9,821	10,113	10,233	11,253	11,673
Geotérmica	19,558	381	1,184	1,580	1,580	2,218	2,770	2,770	3,287	3,787
Plantas de vapor	28,686	1,952	2,010	2,933	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
Ciclo combinado	4,721	392	392	392	250	643	663	663	663	663
Combustión interna	10,298	1,094	1,161	1,307	1,700	1,307	1,191	1,191	697	651
Turbinas de gas	24,975	2,912	2,525	1,891	1,661	2,000	2,472	3,529	3,753	4,232
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	3,519,413	356,844	323,888	319,538	334,687	359,591	398,759	472,505	460,161	493,439
Hidráulica	25,703	2,364	2,451	2,457	2,519	2,531	3,127	3,164	3,480	3,609
Geotérmica	41,778	815	2,527	3,375	3,375	4,738	5,917	5,917	7,023	8,091
Plantas de vapor	1,054,202	71,755	73,861	106,833	127,063	127,063	136,907	136,907	136,907	136,907
Ciclo combinado	222,322	17,372	17,372	17,372	13,172	30,543	31,623	31,623	31,623	31,623
Combustión interna	486,798	52,093	55,767	61,722	79,094	61,722	56,183	56,183	33,088	30,946
Turbinas de gas	1,688,610	212,445	171,910	127,780	109,465	132,994	165,002	238,711	248,041	282,262
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	3,279,322	337,102	303,235	297,655	311,442	333,934	370,047	440,520	427,328	458,058
Planta de vapor	993,660	67,636	69,618	100,642	119,398	119,398	129,242	129,242	129,242	129,242
Ciclo combinado	212,359	16,544	16,544	16,544	12,644	29,187	30,224	30,224	30,224	30,224
Combustión interna	461,147	49,391	52,893	58,477	75,021	58,477	53,146	53,146	31,311	29,286
Turbinas de gas	1,612,155	203,532	164,179	121,993	104,380	126,872	157,435	227,908	236,551	269,306
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	61,102	4,217	4,327	6,051	6,984	7,444	8,020	8,020	8,020	8,020
Diesel	87,179	10,448	9,014	7,550	7,429	7,998	9,028	11,847	11,319	12,548

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.

Alternativa 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,335	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	107,425	10,599	11,083	11,288	11,548	11,604	11,950	12,166	13,323	13,864
Geotérmica	19,558	381	1,184	1,580	1,580	2,218	2,770	2,770	3,287	3,787
Plantas de vapor	28,686	1,952	2,010	2,933	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
Ciclo combinado	4,927	392	392	392	553	580	640	663	662	653
Combustión interna	9,373	1,094	1,154	1,171	1,094	1,220	1,160	1,188	669	623
Turbinas de gas	9,367	1,488	964	275	192	368	689	1,599	1,712	2,079
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	2,408,525	245,238	215,992	203,218	222,076	242,678	275,767	339,964	319,856	343,736
Hidráulica	30,324	2,731	2,856	2,909	2,976	2,990	3,695	3,762	4,120	4,287
Geotérmica	41,777	815	2,527	3,375	3,375	4,738	5,917	5,917	7,023	8,091
Plantas de vapor	1,054,202	71,755	73,861	106,833	127,063	127,063	136,907	136,907	136,907	136,907
Ciclo combinado	229,880	17,372	17,372	17,372	25,831	27,226	30,415	31,623	31,586	31,085
Combustión interna	441,094	52,093	55,298	54,804	50,635	57,081	54,511	56,037	31,389	29,247
Turbinas de gas	611,248	100,472	64,079	17,927	12,198	23,582	44,323	105,718	108,831	134,119
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	2,213,348	229,487	199,734	186,176	203,605	221,914	252,072	313,295	292,705	314,361
Plantas de vapor	993,660	67,636	69,618	100,642	119,398	119,398	129,242	129,242	129,242	129,242
Ciclo combinado	219,482	16,544	16,544	16,544	24,664	26,003	29,064	30,224	30,189	29,707
Combustión interna	417,631	49,391	52,444	51,907	47,933	54,058	51,551	53,006	29,683	27,658
Turbinas de gas	582,576	95,917	61,128	17,084	11,610	22,456	42,214	100,823	103,590	127,754
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	61,300	4,217	4,327	6,051	7,318	7,356	7,987	8,020	8,019	8,005
Diesel	44,398	6,143	4,874	3,090	2,875	3,581	4,332	6,758	5,935	6,811

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.

Alternativa 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,335	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,018	23,285	24,638
Hidráulica	123,812	12,115	12,623	12,872	13,285	13,347	13,795	14,011	15,550	16,214
Geotérmica	19,558	381	1,184	1,580	1,580	2,218	2,770	2,770	3,287	3,787
Plantas de vapor	27,086	1,947	1,948	2,703	3,294	3,412	3,504	3,602	3,345	3,332
Ciclo combinado	2,956	386	351	211	198	260	288	508	349	406
Combustión interna	4,319	872	547	274	241	372	447	799	396	372
Turbinas de gas	1,603	206	135	-	-	12	37	328	359	527
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,500,398	147,022	127,310	125,697	139,881	155,548	177,286	228,052	193,179	206,422
Hidráulica	34,973	3,122	3,253	3,317	3,423	3,439	4,265	4,332	4,808	5,014
Geotérmica	41,777	815	2,527	3,375	3,375	4,738	5,917	5,917	7,023	8,091
Plantas de vapor	988,346	71,514	71,256	97,350	113,473	118,138	131,517	135,577	125,027	124,494
Ciclo combinado	135,257	17,074	15,535	9,349	8,927	11,715	13,087	23,856	16,427	19,287
Combustión interna	199,664	41,090	25,941	12,307	10,683	16,771	20,154	37,306	18,133	17,277
Turbinas de gas	100,381	13,408	8,798	-	-	746	2,345	21,064	21,761	32,259
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,344,540	135,390	114,927	112,182	125,120	138,674	157,847	206,087	171,446	182,868
Plantas de vapor	931,182	67,406	67,146	91,646	106,520	110,937	124,121	127,975	117,969	117,461
Ciclo combinado	129,018	16,260	14,794	8,903	8,509	11,166	12,480	22,783	15,691	18,431
Combustión interna	188,868	38,947	24,602	11,633	10,091	15,860	19,014	35,268	17,124	16,330
Turbinas de gas	95,473	12,777	8,385	-	-	710	2,232	20,061	20,662	30,646
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	55,316	4,196	4,141	5,339	6,154	6,473	7,242	7,743	6,990	7,038
Diesel	13,954	2,394	1,615	643	574	886	1,099	2,669	1,825	2,248

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.

Alternativa 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	143,002	13,821	14,404	14,644	15,192	15,256	16,043	16,298	18,239	19,106
Geotérmica	18,306	334	1,001	1,439	1,500	2,174	2,700	2,741	2,994	3,423
Plantas de vapor	16,490	1,440	1,167	1,518	1,871	2,099	2,018	2,553	1,892	1,932
Ciclo combinado	734	182	119	19	17	48	39	171	71	67
Combustión interna	712	127	96	20	20	44	40	232	63	71
Turbinas de gas	90	5	-	-	-	-	-	21	25	39
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	741,526	70,754	57,702	62,038	71,116	83,322	88,129	125,693	89,508	93,265
Hidráulica	40,439	3,561	3,712	3,773	3,915	3,931	4,961	5,040	5,640	5,908
Geotérmica	39,108	713	2,137	3,074	3,203	4,644	5,768	5,857	6,398	7,314
Plantas de vapor	591,385	52,269	42,149	53,523	62,411	70,688	73,938	95,069	69,849	71,490
Ciclo combinado	33,205	8,041	5,270	823	766	2,161	1,723	7,825	3,397	3,200
Combustión interna	32,129	5,871	4,435	845	821	1,898	1,740	10,545	2,818	3,157
Turbinas de gas	5,259	299	-	-	-	-	-	1,358	1,407	2,197
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	623,581	62,743	48,912	51,897	59,965	70,106	72,957	108,389	73,089	75,523
Plantas de vapor	556,583	49,230	39,686	50,319	58,464	66,257	69,678	89,681	65,855	67,414
Ciclo combinado	31,657	7,658	5,019	784	730	2,059	1,641	7,464	3,246	3,058
Combustión interna	30,358	5,571	4,207	795	772	1,790	1,638	9,952	2,658	2,975
Turbinas de gas	4,984	284	-	-	-	-	-	1,292	1,330	2,077
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	31,801	2,948	2,344	2,817	3,268	3,738	3,917	5,190	3,749	3,830
Diesel	2,047	387	269	47	45	113	98	599	224	263

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.

Alternativa 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Valores esperados)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	119,089	11,698	12,194	12,408	12,786	12,845	13,303	13,515	14,733	15,606
Geotérmica	19,388	374	1,156	1,559	1,568	2,212	2,759	2,766	3,261	3,732
Plantas de vapor	26,131	1,872	1,852	2,606	3,199	3,292	3,326	3,455	3,302	3,227
Ciclo combinado	3,323	357	331	246	265	346	376	512	448	442
Combustión interna	5,657	838	692	563	567	628	638	851	462	417
Turbinas de gas	5,747	767	561	258	214	298	438	920	1,080	1,212
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,826,998	181,118	158,697	154,913	169,595	186,901	210,680	265,121	247,494	252,479
Hidráulica	33,631	3,014	3,142	3,197	3,295	3,310	4,113	4,179	4,555	4,826
Geotérmica	41,415	799	2,468	3,329	3,349	4,724	5,895	5,908	6,967	7,975
Plantas de vapor	954,832	68,712	67,802	94,095	110,570	114,144	124,767	129,966	123,889	120,888
Ciclo combinado	153,828	15,823	14,638	10,878	12,353	16,043	17,568	24,170	21,299	21,057
Combustión interna	264,571	39,658	33,037	26,154	26,033	29,113	29,584	39,862	21,612	19,519
Turbinas de gas	378,720	53,111	37,610	17,260	13,996	19,568	28,753	61,036	69,171	78,215
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total del oferta	1,658,056	168,189	145,057	140,185	153,600	168,725	189,890	241,678	223,575	227,158
Plantas de vapor	899,683	64,760	63,892	88,596	103,819	107,196	117,747	122,674	116,921	114,077
Ciclo combinado	146,816	15,069	13,940	10,359	11,794	15,311	16,775	23,089	20,354	20,123
Combustión interna	250,432	37,596	31,332	24,760	24,647	27,561	27,955	37,693	20,434	18,454
Turbinas de gas	361,126	50,763	35,892	16,470	13,341	18,656	27,413	58,221	65,866	74,503
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	54,061	4,016	3,937	5,210	6,095	6,381	7,007	7,457	7,061	6,897
Diesel	27,399	3,836	2,968	1,856	1,755	2,155	2,550	4,298	3,859	4,121

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.

Alternativa 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 1)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,332	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,283	24,638
Hidráulica	90,959	9,176	9,514	9,537	9,777	9,821	10,113	10,233	11,116	11,673
Geotérmica	19,558	381	1,184	1,580	1,580	2,218	2,770	2,770	3,287	3,787
Plantas de vapor	28,686	1,952	2,010	2,933	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
Ciclo combinado	4,721	392	392	392	250	643	663	663	663	663
Combustión interna	10,298	1,094	1,161	1,307	1,700	1,307	1,191	1,191	697	651
Turbinas de gas	25,111	2,912	2,525	1,891	1,661	2,000	2,472	3,529	3,889	4,232
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	3,528,981	356,844	323,888	319,538	334,687	359,591	398,759	472,505	469,729	493,439
Hidráulica	25,661	2,364	2,451	2,457	2,519	2,531	3,127	3,164	3,437	3,609
Geotérmica	41,778	815	2,527	3,375	3,375	4,738	5,917	5,917	7,023	8,091
Plantas de vapor	1,054,202	71,755	73,861	106,833	127,063	127,063	136,907	136,907	136,907	136,907
Ciclo combinado	222,322	17,372	17,372	17,372	13,172	30,543	31,623	31,623	31,623	31,623
Combustión interna	486,798	52,093	55,767	61,722	79,094	61,722	56,183	56,183	33,088	30,946
Turbinas de gas	1,698,221	212,445	171,910	127,780	109,465	132,994	165,002	238,711	257,652	282,262
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	3,288,511	337,102	303,235	297,655	311,442	333,934	370,047	440,520	436,518	458,058
Plantas de vapor	993,660	67,636	69,618	100,642	119,398	119,398	129,242	129,242	129,242	129,242
Ciclo combinado	212,359	16,544	16,544	16,544	12,644	29,187	30,224	30,224	30,224	30,224
Combustión interna	461,147	49,391	52,893	58,477	75,021	58,477	53,146	53,146	31,311	29,286
Turbinas de gas	1,621,345	203,532	164,179	121,993	104,380	126,872	157,435	227,908	245,740	269,306
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	61,102	4,217	4,327	6,051	6,984	7,444	8,020	8,020	8,020	8,020
Diesel	87,547	10,448	9,014	7,550	7,429	7,998	9,028	11,847	11,687	12,548

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.

Alternativa 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 2)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	107,245	10,599	11,083	11,288	11,548	11,604	11,950	12,166	13,143	13,864
Geotérmica	19,558	381	1,184	1,580	1,580	2,218	2,770	2,770	3,287	3,787
Plantas de vapor	28,686	1,952	2,010	2,933	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
Ciclo combinado	4,927	392	392	392	553	580	640	663	663	653
Combustión interna	9,391	1,094	1,154	1,171	1,094	1,220	1,160	1,188	687	623
Turbinas de gas	9,527	1,488	964	275	192	368	689	1,599	1,873	2,079
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	2,420,210	245,238	215,992	203,218	222,076	242,678	275,767	339,964	331,540	343,736
Hidráulica	30,269	2,731	2,856	2,909	2,976	2,990	3,695	3,762	4,064	4,287
Geotérmica	41,777	815	2,527	3,375	3,375	4,738	5,917	5,917	7,023	8,091
Plantas de vapor	1,054,202	71,755	73,861	106,833	127,063	127,063	136,907	136,907	136,907	136,907
Ciclo combinado	229,917	17,372	17,372	17,372	25,831	27,226	30,415	31,623	31,623	31,085
Combustión interna	442,221	52,093	55,298	54,804	50,635	57,081	54,511	56,037	32,515	29,247
Turbinas de gas	621,825	100,472	64,079	17,927	12,198	23,582	44,323	105,718	119,408	134,119
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	2,224,547	229,487	199,734	186,176	203,605	221,914	252,072	313,295	303,903	314,361
Plantas de vapor	993,660	67,636	69,618	100,642	119,398	119,398	129,242	129,242	129,242	129,242
Ciclo combinado	219,517	16,544	16,544	16,544	24,664	26,003	29,064	30,224	30,224	29,707
Combustión interna	418,710	49,391	52,444	51,907	47,933	54,058	51,551	53,006	30,762	27,658
Turbinas de gas	592,660	95,917	61,128	17,084	11,610	22,456	42,214	100,823	113,675	127,754
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	61,301	4,217	4,327	6,051	7,318	7,356	7,987	8,020	8,020	8,005
Diesel	44,845	6,143	4,874	3,090	2,875	3,581	4,332	6,758	6,382	6,811

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.

Alternativa 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 3)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,335	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,018	23,285	24,638
Hidráulica	123,570	12,115	12,623	12,872	13,285	13,347	13,795	14,011	15,308	16,214
Geotérmica	19,558	381	1,184	1,580	1,580	2,218	2,770	2,770	3,287	3,787
Plantas de vapor	27,185	1,947	1,948	2,703	3,294	3,412	3,504	3,602	3,443	3,332
Ciclo combinado	3,011	386	351	211	198	260	288	508	404	406
Combustión interna	4,338	872	547	274	241	372	447	799	415	372
Turbinas de gas	1,673	206	135	-	-	12	37	328	428	527
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,512,559	147,022	127,310	125,697	139,881	155,548	177,286	228,052	205,340	206,422
Hidráulica	34,898	3,122	3,253	3,317	3,423	3,439	4,265	4,332	4,733	5,014
Geotérmica	41,777	815	2,527	3,375	3,375	4,738	5,917	5,917	7,023	8,091
Plantas de vapor	992,368	71,514	71,256	97,350	113,473	118,138	131,517	135,577	129,049	124,494
Ciclo combinado	137,996	17,074	15,535	9,349	8,927	11,715	13,087	23,856	19,167	19,287
Combustión interna	200,735	41,090	25,941	12,307	10,683	16,771	20,154	37,306	19,204	17,277
Turbinas de gas	104,784	13,408	8,798	-	-	746	2,345	21,064	26,164	32,259
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	1,356,191	135,390	114,927	112,182	125,120	138,674	157,847	206,087	183,097	182,868
Plantas de vapor	934,995	67,406	67,146	91,646	106,520	110,937	124,121	127,975	121,782	117,461
Ciclo combinado	131,641	16,260	14,794	8,903	8,509	11,166	12,480	22,783	18,314	18,431
Combustión interna	189,892	38,947	24,602	11,633	10,091	15,860	19,014	35,268	18,147	16,330
Turbinas de gas	99,664	12,777	8,385	-	-	710	2,232	20,061	24,853	30,646
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	55,601	4,196	4,141	5,339	6,154	6,473	7,242	7,743	7,274	7,038
Diesel	14,215	2,394	1,615	643	574	886	1,099	2,669	2,086	2,248

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.

Alternativa 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION PARA EL PERIODO 1992-2000

(Hidrocondición 4)

	Total	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Producción de las centrales eléctricas (GWh)										
Total de oferta	179,334	15,907	16,787	17,640	18,599	19,621	20,840	22,017	23,285	24,638
Hidráulica	142,641	13,821	14,404	14,644	15,192	15,256	16,043	16,298	17,877	19,106
Geotérmica	18,426	334	1,001	1,439	1,500	2,174	2,700	2,741	3,114	3,423
Plantas de vapor	16,658	1,440	1,167	1,518	1,871	2,099	2,018	2,553	2,060	1,932
Ciclo combinado	754	182	119	19	17	48	39	171	92	67
Combustión interna	735	127	96	20	20	44	40	232	85	71
Turbinas de gas	121	5	-	-	-	-	-	21	56	39
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos totales de operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	751,789	70,754	57,702	62,038	71,116	83,322	88,129	125,693	99,772	93,265
Hidráulica	40,327	3,561	3,712	3,773	3,915	3,931	4,961	5,040	5,528	5,908
Geotérmica	39,364	713	2,137	3,074	3,203	4,644	5,768	5,857	6,654	7,314
Plantas de vapor	597,852	52,269	42,149	53,523	62,411	70,688	73,938	95,069	76,316	71,490
Ciclo combinado	34,126	8,041	5,270	823	766	2,161	1,723	7,825	4,317	3,200
Combustión interna	33,124	5,871	4,435	845	821	1,898	1,740	10,545	3,812	3,157
Turbinas de gas	6,997	299	-	-	-	-	-	1,358	3,144	2,197
Déficit del sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de combustible para la operación del sistema eléctrico (miles de dólares)										
Total de oferta	633,152	62,743	48,912	51,897	59,965	70,106	72,957	108,389	82,660	75,523
Plantas de vapor	562,695	49,230	39,686	50,319	58,464	66,257	69,678	89,681	71,967	67,414
Ciclo combinado	32,534	7,658	5,019	784	730	2,059	1,641	7,464	4,123	3,058
Combustión interna	31,295	5,571	4,207	795	772	1,790	1,638	9,952	3,595	2,975
Turbinas de gas	6,628	284	-	-	-	-	-	1,292	2,974	2,077
Combustible utilizado (miles de barriles)										
Búnker C	32,165	2,948	2,344	2,817	3,268	3,738	3,917	5,190	4,113	3,830
Diesel	2,168	387	269	47	45	113	98	599	345	263

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.

C U A D R O S

C A P I T U L O I I I

CUADRO 3.1
RESUMEN DE LA ENERGIA HIDROELECTRICA TOTAL ASOCIADA A
CONDICIONES DE HIDROLOGIA CRITICA Y PROMEDIO
(GWH)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
Costa Rica	Promedio	3408	3546	3546	3924	3924	3924	3924	5152	5152
	Critica	2613	2709	2709	2949	2949	2949	2949	3529	3529
El Salvador	Promedio	1672	1672	1672	1672	1672	1672	1672	1885	1885
	Critica	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1438	1633
Guatemala	Promedio	2097	2097	2097	2097	2163	2357	2594	2831	2831
	Critica	1471	1471	1471	1471	1516	1613	1751	1912	1912
Nonduras	Promedio	2116	2116	2116	2116	2116	2116	2116	2116	2116
	Critica	1972	1972	1972	1972	1972	1972	1972	1972	1972
Nicaragua	Promedio	431	431	431	431	431	431	431	431	555
	Critica	213	213	213	213	213	213	213	213	277
Panama	Promedio	2365	2365	2577	2577	2577	2808	2808	3224	3224
	Critica	1830	1830	1853	1853	1853	2048	2048	2400	2400
		=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
Total	Promedio	12089	12227	12439	12817	12883	13308	13545	15639	15763
	Critica	9417	9513	9536	9776	9821	10113	10251	11464	11723

CUADRO No. 3.2

COSTA RICA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA PROMEDIO
(GWH)

Año	Escenario A						Escenario B				Escenario C			
	Demanda	Generación					Hidro- lectrica	Generación			Hidro- lectrica	Generación		
		Hidro- lectrica	Geoter- mica	Bunker	Diesel	Exceden- tes Hid.		Bunker	Diesel	Importa- ciones		Bunker	Diesel	Importa- ciones
1992	3899	3267		234	398	141	3436	279	398	215	3436	27	444	8
1993	4122	3436		191	495	110	3594	191	213	-124	3594	195	273	-60
1994	4375	3535	426	181	233	11	3535	181	188	-45	3535	137	257	-20
1995	4651	3718	426	176	331	206	3767	176	300	18	3767	188	306	36
1996	4945	3770	852	125	198	154	3770	125	177	-21	3770	121	305	103
1997	5258	3882	852	133	391	42	3918	133	379	24	3918	164	397	73
1998	5582	3887	852	-0	843	37	3905	-0	833	8	3905	126	1051	352
1999	5930	4641	852	-0	437	511	4786	0	437	145	4786	116	469	293
2000	6296	4669	1277	-0	350	483	4742	0	350	73	4742	175	433	331
Total	45057	34805	5537	1038	3676	1695 0	35453	1084	3275	293 0	35453	1247	3935	1116

CUADRO No. 3.4

GUATEMALA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA PROMEDIO
(GWH)

Año	Escenario A						Escenario B			
	Demanda	Generación					Generación			
		Hidro- lectrica	Geoter- mica	Bunker	Diesel	Exceden- tes Hid.	Hidro- lectrica	Bunker	Diesel	Importa- ciones
1992	2645	1936	0	668	41	161	1936	668	19	-22
1993	2809	1937	39	731	102	160	1937	731	74	-28
1994	2971	1937	156	848	30	160	1937	848	30	0
1995	3130	1937	156	1037		160	1937	1036	0	-1
1996	3290	2003	156	1131		161	2003	1131	0	0
1997	3446	2197	156	1060	33	160	2197	1060	33	0
1998	3601	2434	156	985	26	160	2434	985	25	-1
1999	3755	2612	609	524	10	219	2634	524	10	22
2000	3907	2670	609	628		161	2670	628	0	0

Escenario C

Generación

Hidro- lectrica	Bunker	Diesel	Importa- ciones
1936	672	171	134
1937	706	102	-25
1937	854	33	9
1937	1415		378
2003	1433		302
2197	1185		92
2434	1102		91
2634	939		427
2670	1025		397

CUADRO No. 3.5

HONDURAS: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA PROMEDIO
(GWH)

Año	Escenario A					Escenario B			
	Demanda	Generación				Generación			
		Hidro- lectrica	Geoter- mica	Bunker	Diesel	Exceden- tes Hid.	Hidro- lectrica	Bunker	Diesel
1992	2257	1924	0	333	121	1925	0	233	-99
1993	2334	2041	0	293	55	2082	0	293	41
1994	2366	2087	0	279	8	2091	0	279	4
1995	2450	2088	0	362	1	2091	0	362	4
1996	2537	2111	0	426	14	2112	0	426	1
1997	2642	2112	0	530	22	2113	0	530	0
1998	2793	2111	0	682	1	2114	0	682	3
1999	2959	2112	1	846	36	2114	1	691	-153
2000	3137	2114	0	1023	108	2114	0	944	-79

Escenario C

Generación

Hidro- lectrica	Bunker	Diesel	Importa- ciones
1925	0	0	-332
2082	0	0	-252
2091	0	8	-267
2091	0	0	-358
2112	0	2	-423
2113	-0	175	-355
2114	0	89	-590
2114	0	27	-818
2114	0	76	-947

CUADRO No. 3.6

NICARAGUA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA PROMEDIO
(GWH)

Año	Escenario A						Escenario B				
	Demanda	Generación					Generación				
	Hidroelectrica	Geotermica	Bunker	Diesel	Excedentes Hid.	Hidroelectrica	Bunker	Diesel	Importaciones		
1992	1515	431	488	596	0	0	431	560	0	-36	
1993	1547	431	550	566	0	0	431	562	0	-4	
1994	1595	431	550	613	0	0	431	613	0	-0	
1995	1649	431	550	668	0	0	431	667	0	-1	
1996	1808	431	550	816	11	0	431	816	11	0	
1997	2034	431	991	610	2	0	431	610	2	-0	
1998	2135	431	1273	431	0	0	431	428	0	-3	
1999	2246	431	1550	265	0	0	431	183	0	-82	
2000	2373	555	1550	268	0	0	555	216	0	-52	

Escenario C

Generación

Hidro- eléctrica	Bunker	Diesel	Importa- ciones
431	858	0	262
431	841	0	275
431	677	0	64
431	764	0	96
431	813	11	-3
431	632	2	22
431	490	0	59
431	372	0	107
555	523	0	255

CUADRO No. 3.7

PANAMA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA PROMEDIO
(GWH)

Año	Demanda	Escenario A				Escenario B				Escenario C				
		Hidro- lectrica	Geoter- mica	Bunker	Diesel	Exceden- tes Hid.	Hidro- lectrica	Bunker	Diesel	Importa- ciones	Hidro- lectrica	Bunker	Diesel	Importa- ciones
1992	2905	2104		801	0	261	2365	724	0	184	2365	603	0	63
1993	3036	2241		795	0	124	2365	795	0	124	2365	709	0	38
1994	3126	2500		579	47	77	2545	579	47	45	2545	687	117	223
1995	3262	2541		598	123	36	2572	549	123	-18	2572	638	167	115
1996	3357	2551		651	155	26	2572	651	155	21	2572	624	153	-8
1997	3481	2792		529	160	16	2804	493	160	-24	2804	693	121	137
1998	3610	2794		678	138	14	2804	660	138	-8	2804	844	218	256
1999	3746	3145		416	185	79	3224	416	196	90	3224	554	140	172
2000	3888	3164		432	292	60	3222	432	292	58	3222	667	207	208
Total	30411	23832	0	5479	1100	693 0	24473	5299	1111	472 0	24473	6019	1123	1204

CUADRO No. 3.8

COSTA RICA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA CRITICA
(GWH)

Año	Escenario A							Escenario B					Escenario C			
	Demanda	Generación			Energía			Hidro- lectrica	Generación			Hidro- lectrica	Generación			Importa- ciones
		Hidro- lectrica	Geoter- mica	Bunker	Diesel	No Ser- vida	Exceden- tes Hid.		Bunker	Diesel	No Ser- vida		Importa- ciones	Bunker	Diesel	
1992	3899	2594		232	1042	31	18	2609	232	1042	0	13	2609	229	1032	-29
1993	4122	2690		239	1110	83	18	2708	239	1110	65	0	2708	231	1057	-126
1994	4375	2705	426	225	1000	19	4	2705	225	1000	19	0	2705	226	1000	-17
1995	4651	2905	426	235	1058	28	44	2905	235	1058	28	0	2905	257	1063	0
1996	4945	2918	852	225	925	24	31	2918	225	925	24	0	2918	244	921	-9
1997	5258	2945	852	232	1162	68	4	2945	232	1162	68	0	2945	244	1183	-34
1998	5582	2949	852	168	1608	4	0	2945	168	1608	4	0	2945	231	1738	184
1999	5930	3440	852	264	1137	236	89	3440	264	1137	171	-65	3440	237	1058	-343
2000	6296	3450	1278	233	1136	199	79	3450	233	1136	199	0	3450	233	1115	-221
Total	45057	26596	5538	2053	10178	692	288 0	26625	2053	10178	578	-52 0	26625	2132	10167	-594

CUADRO No. 3.9

EL SALVADOR: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA CRITICA
(GWH)

Año	Escenario A							Escenario B				Escenario C			
	Demanda	Generación						Energía no Ser-vida	Exceden-tes Hid.	Generación					
		Hidro-e-lectrica	Geoter-mica	Bunker	Diesel					Hidro-e-lectrica	Bunker	Diesel	Importa-ciones	Hidro-e-lectrica	Bunker
1992	2547	1295	442	505	301	5	23	1295	505	301	-5	1295	509	95	-206
1993	2727	1310	563	504	350	0	8	1310	504	350	0	1310	506	397	49
1994	2927	1310	603	507	507	0	8	1310	507	507	0	1310	507	503	-4
1995	3144	1318	604	797	425	0	0	1318	797	425	0	1318	792	219	-211
1996	3292	1318	1045	772	157	0	0	1318	772	157	0	1318	772	224	68
1997	3526	1318	1366	740	102	0	0	1318	740	102	0	1318	754	174	86
1998	3777	1318	1366	787	306	0	0	1318	787	306	0	1318	781	210	-102
1999	4060	1438	1527	782	313	0	0	1438	782	313	0	1438	707	167	-221
2000	4373	1621	1688	506	500	58	12	1621	506	500	-58	1621	465	341	-258
Total	30373	12246	9204	5900	2960		51 0	12246	5900	2960	0	12246	5793	2330	

CUADRO No. 3.10

GUATEMALA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA CRITICA
(GWH)

Año	Escenario A							Escenario B				Escenario C			
	Demanda	Generación			Energia			Hidro- eléctrica	Generación		Importa- ciones	Generación			Importa- ciones
		Hidro- eléctrica	Geoter- mica	Bunker	Diesel	No Ser- vida	Exceden- tes Hid.		Bunker	Diesel		Hidro- eléctrica	Bunker	Diesel	
1992	2645	1471	0	778	395	0	0	1471	778	395	0	1471	778	606	211
1993	2809	1471	39	779	520	0	0	1471	779	520	0	1471	779	472	-49
1994	2971	1471	156	1013	331	0	0	1471	1013	331	0	1471	1016	332	4
1995	3130	1471	156	1502	1	0	0	1471	1502	1	0	1471	1709	38	244
1996	3290	1516	156	1608	10	0	0	1516	1608	10	0	1516	1722	63	166
1997	3446	1613	156	1410	268	0	0	1613	1410	268	0	1613	1391	164	-122
1998	3601	1751	156	1409	286	0	0	1751	1409	286	0	1751	1364	87	-243
1999	3755	1912	609	1201	33	0	0	1912	1201	33	-0	1912	1371	127	264
2000	3907	1912	609	1296	90	0	0	1912	1296	90	0	1912	1312	355	281
Total	29554	14588	2037	10996	1933		0	14588	10996	1933	0	14588	11441	2244	

CUADRO No. 3.11

HONDURAS: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA CRITICA
(GWH)

Año	Demanda	Escenario A					Energía No Ser- vida	Exceden- tes Hid.	Escenario B				Escenario C			
		Generación		Bunker	Diesel	Energía Hidro- eléctrica			Generación		Bunker	Diesel	Importa- ciones	Generación		Bunker
1992	2257	1787		0	470	0	185	1787	0	470	0	1787	0	3	-467	
1993	2334	1970		0	364	0	2	1970	0	364	0	1970	-0	0	-365	
1994	2366	1972		-0	394	0	0	1972	-0	394	0	1972	-0	0	-395	
1995	2450	1972		0	478	0	0	1972	0	478	0	1972	-0	60	-418	
1996	2537	1972		-0	565	0	0	1972	-0	565	0	1972	0	72	-493	
1997	2642	1972		-0	670	0	0	1972	-0	670	0	1972	-0	402	-269	
1998	2793	1972		0	821	0	0	1972	0	821	0	1972	-0	383	-439	
1999	2959	1972		-0	987	0	0	1972	-0	987	0	1972	-0	430	-558	
2000	3137	1972		-0	1165	0	0	1972	-0	1165	0	1972	-0	789	-376	
Total	23476	17561	0	0	5915	0	187 0	17561	0	5915	0 0	17561	-2	2138	-3779	

CUADRO No. 3.12

NICARAGUA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA CRITICA
(GWH)

Año	Escenario A							Escenario B				Escenario C			
	Demanda	Generación			Energía			Generación				Generación			
		Hidro- lectrica	Geoter- mica	Bunker	Diesel	No Ser- vida	Exceden- tes Hid.	Hidro- lectrica	Bunker	Diesel	Importa- ciones	Hidro- lectrica	Bunker	Diesel	Importa- ciones
1992	1515	214	488	812	1	0	0	214	808	0	-5	214	998	29	215
1993	1547	214	550	783	0	0	0	214	783	0	-0	214	1012	71	300
1994	1595	214	550	810	21	0	0	214	810	21	0	214	838	90	97
1995	1649	214	550	850	36	0	0	214	850	36	-0	214	861	169	144
1996	1808	214	550	936	108	0	0	214	936	108	-0	214	936	131	23
1997	2034	214	991	785	44	0	0	214	785	44	-0	214	816	115	102
1998	2135	214	1274	632	15	0	0	214	632	15	0	214	756	129	238
1999	2246	214	1553	477	3	0	0	214	477	3	0	214	544	238	303
2000	2373	277	1555	533	7	0	0	277	533	7	0	277	654	383	497
Total	16901	1989	8061	6618	233	0	0	1989	6614	233	0	1989	7416	1354	1919

CUADRO No. 3.13

PANAMA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION
HIDROLOGIA CRITICA
(GWH)

Año	Escenario A							Escenario B					Escenario C				
	Demanda	Generación			Energía			Hidro- lectrica	Generación		Energía			Hidro- lectrica	Generación		
		Hidro- lectrica	Geoter- mica	Bunker	Diesel	No Ser- vida	Exceden- tes Hid.		Bunker	Diesel	No Ser- vida	Importa- ciones	Bunker		Diesel	Importa- ciones	
1992	3045	1780		1265	0	0	50	1801	1265	0	0	21	1801	1242	286	284	
1993	3248	1830		1417	0	0	0	1830	1417	0	0	0	1830	1416	192	191	
1994	3407	1853		1387	166	0	0	1853	1387	166	0	-0	1853	1390	481	317	
1995	3575	1853		1555	166	0	0	1853	1555	166	0	-0	1853	1558	407	244	
1996	3750	1853		1730	166	0	0	1853	1730	166	0	-0	1853	1732	412	248	
1997	3934	2048		1720	166	0	0	2048	1720	166	0	-0	2048	1722	405	240	
1998	4129	2048		1544	537	0	0	2048	1544	537	0	-0	2048	1717	730	365	
1999	4335	2339		1555	441	0	65	2405	1555	441	0	66	2404	1721	767	557	
2000	4552	2361		1494	648	49	39	2404	1494	648	6	0	2404	1495	733	80	
Total	33974	17967	0	13668	2290	49	154 0	18096	13668	2290	6	86 0	18094	13992	4413	2525	

CUADRO No. 3.14

ISTMO CENTROAMERICANO: REQUERIMIENTOS DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
CONDICIONES HIDROLOGICAS PROMEDIO EN EL PERIODO
(MILES DE BARRILES)

	Total Escenarios			Costa Rica Escenarios			El Salvador Escenarios			Guatemala Escenarios			Honduras Escenarios			Nicaragua Escenarios			Panama Escenarios			
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	
Total																						
Bunker	51666	50832	54490	1669	1540	2292	9138	9138	7701	12692	12692	16084	0	0	0	8343	7638	10313	19824	19824	18100	
Diesel	23759	21552	13614	7508	5521	7906	2478	2452	966	633	500	738	11223	11163	1602	31	31	225	1885	1885	2177	
1992																						
Bunker	5828	5484	4921	430	301	264	910	910	683	1225	1225	1234	0	0	0	1027	811	1505	2237	2237	1235	
Diesel	2013	1298	2252	638	0	680	330	330	110	108	50	446	936	918	938	0	0	0	0	0	78	
1993																						
Bunker	6226	6021	5119	308	308	217	769	769	735	1366	1366	1362	0	0	0	974	769	1477	2810	2810	1328	
Diesel	2857	1986	1245	1349	580	743	503	503	219	267	195	205	737	708	0	0	0	0	0	0	78	
1994																						
Bunker	5407	5407	5871	234	234	282	871	871	871	1617	1617	1632	0	0	0	1057	1057	1169	1628	1628	1917	
Diesel	2032	1908	1488	636	515	701	484	484	484	77	77	87	754	751	0	0	0	3	81	81	213	
1995																						
Bunker	6200	6107	7001	286	286	306	1420	1420	1206	1606	1606	2364	0	0	0	1154	1062	1282	1734	1734	1843	
Diesel	2367	2282	1227	903	821	835	344	344	5	0	0	0	908	904	0	0	0	55	212	212	332	
1996																						
Bunker	6545	6545	6158	198	198	298	1094	1094	119	1782	1782	2406	0	0	0	1414	1414	1413	2058	2058	1922	
Diesel	1988	1929	1189	539	479	831	79	79	60	0	0	0	1077	1077	3	26	26	18	267	267	277	
1997																						
Bunker	6120	6047	6500	214	214	266	966	966	1058	1736	1736	1939	0	0	0	1055	981	1090	2150	2150	2147	
Diesel	2456	2427	1524	894	867	926	87	87	39	86	86	0	1109	1107	314	4	4	8	276	276	237	
1998																						
Bunker	5914	5891	6429	0	0	203	1263	1263	1142	1597	1597	1799	0	0	0	742	720	847	2312	2312	2438	
Diesel	3311	3292	2314	1309	1296	1778	217	217	0	68	65	0	1478	1475	159	1	1	0	238	238	377	
1999																						
Bunker	4954	4881	5562	0	0	189	1090	1090	1110	799	799	1595	0	0	0	459	386	685	2607	2607	1983	
Diesel	3382	3177	1026	715	536	735	433	407	0	27	27	0	1887	1887	50	0	0	0	320	320	241	
2000																						
Bunker	4471	4448	6929	0	0	267	756	756	777	966	966	1753	0	0	0	461	438	845	2288	2288	3287	
Diesel	3353	3253	1349	526	426	677	0	0	49	0	0	0	2336	2336	138	0	0	141	491	491	344	

CUADRO No. 3.15

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTOS DE LOS HIDROCARBUROS PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
CONDICIONES HIDROLOGICAS PROMEDIO EN EL PERIODO
(MILES DE US \$)

	Total Escenarios			Costa Rica Escenarios			El Salvador Escenarios			Guatemala Escenarios			Honduras Escenarios			Nicaragua Escenarios			Panama Escenarios		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Total	1523955	1453783	1321160	217751	165750	238906	226443	225794	162756	244288	240960	307972	280575	279074	40038	150957	138264	191264	403941	403941	380225
Bunker	929991	914979	980820	30044	27725	41256	164487	164487	138618	228461	228461	289512	0	0	0	150174	137482	185634	356825	356825	325800
Diesel	593964	538804	340340	187708	138026	197650	61956	61307	24138	15828	12499	18460	280575	279074	40038	783	783	5630	47117	47117	54425
1992	155233	131151	144878																		
Bunker	104908	98707	88578	7731	5412	4752	16388	16388	12294	22045	22045	22212	0	0	0	18486	14604	27090	40259	40259	22230
Diesel	50325	32444	56300	15955	0	17000	8262	8262	2750	2700	1242	11150	23409	22941	23450	0	0	0	0	0	1950
1993	183492	158042	123267																		
Bunker	112068	108386	92142	5546	5546	3906	13836	13836	13230	24581	24581	24516	0	0	0	17532	13850	26586	50573	50573	23904
Diesel	71425	49656	31125	33735	14506	18575	12584	12584	5475	6675	4873	5125	18431	17694	0	0	0	0	0	0	1950
1994	148137	145041	142888																		
Bunker	97329	97329	105678	4210	4210	5076	15674	15674	15678	29110	29110	29376	0	0	0	19026	19026	21042	29309	29309	34506
Diesel	50808	47712	37210	15900	12879	17525	12099	12099	12100	1925	1925	2185	18858	18782	0	5	5	75	2022	2022	5325
1995	170764	166980	156681																		
Bunker	111596	109935	126018	5143	5143	5508	25560	25560	21708	28904	28904	42552	0	0	0	20772	19110	23076	31217	31217	33174
Diesel	59168	57046	30663	22568	20536	20875	8603	8603	113	0	0	0	22688	22597	0	5	5	1375	5304	5304	8300
1996	167523	166042	140557																		
Bunker	117817	117817	110844	3569	3569	5364	19694	19694	2142	32067	32067	43308	0	0	0	25452	25452	25434	37035	37035	34596
Diesel	49706	48225	29713	13465	11984	20775	1982	1982	1500	0	0	0	26935	26935	63	650	650	450	6674	6674	6925
1997	171571	169516	155100																		
Bunker	110168	108838	117000	3845	3845	4788	17388	17388	19044	31241	31241	34902	0	0	0	18990	17661	19620	38704	38704	38646
Diesel	61404	60678	38100	22345	21675	23150	2187	2187	975	2153	2153	0	27730	27675	7850	100	100	200	6890	6890	5925
1998	189215	188345	173577																		
Bunker	106445	106044	115722	0	0	3654	22730	22730	20556	28737	28737	32382	0	0	0	13356	12955	15246	41621	41621	43884
Diesel	82770	82301	57855	32715	32388	44450	5425	5425	0	1700	1632	0	36953	36879	3975	18	18	5	5960	5960	9425
1999	173719	167279	125766																		
Bunker	89179	87857	100116	0	0	3402	19611	19611	19980	14385	14385	28710	0	0	0	8262	6940	12330	46921	46921	35694
Diesel	84540	79422	25650	17875	13406	18375	10815	10166	0	675	675	0	47183	47183	1250	5	5	0	7988	7988	6025
2000	164301	161387	158447																		
Bunker	80481	80066	124722	0	0	4806	13605	13605	13986	17391	17391	31554	0	0	0	8298	7883	15210	41186	41186	59166
Diesel	83820	81322	33725	13150	10652	16925	0	0	1225	0	0	0	58390	58390	3450	0	0	3525	12280	12280	8600

CUADRO No. 3.16

ISTMO CENTROAMERICANO: REQUERIMIENTOS DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
CONDICIONES HIDROLOGICAS CRITICAS EN EL PERIODO
(MILES DE BARRILES)

	Total Escenarios			Costa Rica Escenarios			El Salvador Escenarios			Guatemala Escenarios			Honduras Escenarios			Nicaragua Escenarios			Panama Escenarios			
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	
Total																						
Bunker	67,078	67,071	75,404	3,580	3,580	3,749	11,800	11,800	11,565	13,937	13,937	19,974	0	0	0	11,467	11,460	12,914	26,295	26,295	27,202	
Diesel	59,215	59,214	53,018	23,470	23,470	23,549	7,567	7,567	5,774	8,504	8,504	5,865	14,362	14,362	4,482	1,486	1,485	3,248	3,827	3,827	8,354	
1992																						
Bunker	6,611	6,604	6,898	402	402	393	966	966	966	1,474	1,474	1,474	0	0	0	1,408	1,401	1,746	2,361	2,361	2,319	
Diesel	6,107	6,105	5,407	2,841	2,841	2,814	898	898	237	1,034	1,034	1,586	1,333	1,333	10	1	0	73	0	0	687	
1993																						
Bunker	6,863	6,863	7,272	418	418	401	969	969	969	1,474	1,474	1,474	0	0	0	1,356	1,356	1,783	2,646	2,646	2,645	
Diesel	5,957	5,957	5,720	3,027	3,027	2,873	870	870	983	1,034	1,034	1,233	1,026	1,026	0	0	0	175	0	0	456	
1994																						
Bunker	7,136	7,136	7,405	384	384	386	971	971	971	1,474	1,474	1,998	0	0	0	1,403	1,403	1,454	2,904	2,904	2,595	
Diesel	6,482	6,482	6,233	2,728	2,728	2,728	1,273	1,273	1,246	1,034	1,034	869	1,113	1,113	0	47	47	206	287	287	1,035	
1995																						
Bunker	7,877	7,877	9,819	408	408	465	1,616	1,616	1,607	1,474	1,474	2,930	0	0	0	1,474	1,474	1,492	2,904	2,904	3,325	
Diesel	6,564	6,564	4,979	2,884	2,884	2,898	1,064	1,064	541	1,034	1,034	99	1,212	1,212	149	83	83	403	287	287	858	
1996																						
Bunker	8,796	8,796	10,323	384	384	431	1,560	1,560	1,560	1,474	1,474	2,950	0	0	0	1,627	1,627	1,628	3,751	3,751	3,754	
Diesel	5,938	5,938	5,204	2,523	2,523	2,512	389	389	556	1,034	1,034	163	1,449	1,449	180	256	256	308	287	287	870	
1997																						
Bunker	8,253	8,253	9,247	400	400	430	1,489	1,489	1,520	1,474	1,474	2,349	0	0	0	1,361	1,361	1,415	3,529	3,529	3,532	
Diesel	7,037	7,037	5,737	2,960	2,960	3,016	252	252	432	1,034	1,034	428	1,462	1,462	794	1,042	1,042	271	287	287	853	
1998																						
Bunker	7,210	7,210	8,781	283	283	409	1,592	1,592	1,579	1,474	1,474	2,289	0	0	0	1,094	1,094	1,313	2,767	2,767	3,191	
Diesel	7,610	7,610	6,686	3,026	3,026	3,381	763	763	520	1,034	1,034	228	1,825	1,825	738	35	35	308	928	928	1,384	
1999																						
Bunker	7,151	7,151	8,297	480	480	418	1,581	1,581	1,427	1,474	1,474	2,310	0	0	0	824	824	944	2,792	2,792	3,198	
Diesel	6,565	6,565	5,889	1,741	1,741	1,620	782	782	415	1,034	1,034	333	2,241	2,241	865	6	6	575	762	762	1,201	
2000																						
Bunker	7,181	7,181	7,363	420	420	416	1,056	1,056	967	2,144	2,144	2,200	0	0	0	921	921	1,138	2,641	2,641	2,642	
Diesel	6,957	6,957	7,162	1,739	1,739	1,707	1,277	1,277	844	233	233	927	2,702	2,702	1,746	16	16	929	990	990	1,010	

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTOS DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
CONDICIONES HIDROLOGICAS CRITICAS EN EL PERIODO
(MILES DE US\$)

	Total Escenarios			Costa Rica Escenarios			El Salvador Escenarios			Guatemala Escenarios			Honduras Escenarios			Nicaragua Escenarios			Panama Escenarios		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Total	2687775	2687619	2682718	651169	651169	656208	401568	401568	352526	463452	463452	506154	359043	359043	112048	243546	243390	313642	568999	568999	698487
Bunker	1207402	1207276	1357277	64431	64431	67486	212400	212400	208175	250857	250857	359532	0	0	0	206401	206275	232452	473314	473314	489632
Diesel	1480373	1480343	1325441	586738	586738	588723	189168	189168	144351	212595	212595	146622	359043	359043	112048	37145	37115	81190	95685	95685	208855
1992	271659	271503	259325	78245	78245	77422	39831	39831	23321	52381	52381	66171	33325	33325	253	25374	25218	33234	42503	42503	58925
Bunker	118996	118870	124160	7227	7227	7072	17388	17388	17388	26534	26534	26534	0	0	0	25344	25218	31419	42503	42503	41747
Diesel	152663	152633	135165	71018	71018	70350	22443	22443	5933	25848	25848	39638	33325	33325	253	30	0	1815	0	0	17178
1993	272462	272462	273910	83184	83184	79048	39203	39203	42018	52381	52381	57364	25650	25650	0	24408	24408	36472	47635	47635	59008
Bunker	123534	123534	130900	7517	7517	7218	17446	17446	17446	26534	26534	26534	0	0	0	24403	24403	32099	47635	47635	47603
Diesel	148928	148928	143010	75668	75668	71830	21758	21758	24573	25848	25848	30830	25650	25650	0	5	5	4373	0	0	11405
1994	290489	290489	289122	75113	75113	75156	49302	49302	48642	52381	52381	57687	27823	27823	0	26425	26425	31330	59446	59446	72583
Bunker	128452	128452	133290	6910	6910	6953	17482	17482	17482	26534	26534	35969	0	0	0	25250	25250	26170	52276	52276	46715
Diesel	162038	162038	155832	68203	68203	68203	31820	31820	31160	25848	25848	21717	27823	27823	0	1175	1175	5160	7170	7170	25868
1995	305869	305869	301222	79452	79452	80805	55682	55682	42456	52381	52381	55215	30308	30308	3725	28601	28601	36940	59446	59446	81312
Bunker	141779	141779	176737	7349	7349	8365	29092	29092	28921	26534	26534	52735	0	0	0	26528	26528	26860	52276	52276	59857
Diesel	164090	164090	124485	72103	72103	72440	26590	26590	13535	25848	25848	2480	30308	30308	3725	2073	2073	10080	7170	7170	21455
1996	306763	306763	315902	70002	70002	70573	37796	37796	41971	52381	52381	57183	36220	36220	4495	35685	35685	37013	74679	74679	89321
Bunker	158323	158323	185814	6919	6919	7763	28071	28071	28071	26534	26534	53098	0	0	0	29290	29290	29306	67509	67509	67576
Diesel	148440	148440	130088	63083	63083	62810	9725	9725	13900	25848	25848	4085	36220	36220	4495	6395	6395	7708	7170	7170	21745
1997	324465	324465	309872	81206	81206	83142	33114	33114	38152	52381	52381	52971	36538	36538	19840	50539	50539	32256	70687	70687	84903
Bunker	148545	148545	166444	7196	7196	7742	26809	26809	27362	26534	26534	42284	0	0	0	24489	24489	25474	63517	63517	63583
Diesel	175920	175920	143428	74010	74010	75400	6305	6305	10790	25848	25848	10688	36538	36538	19840	26050	26050	6783	7170	7170	21320
1998	320021	320021	325200	80759	80759	91870	47720	47720	41425	52381	52381	46901	45615	45615	18448	20551	20551	31334	72995	72995	92034
Bunker	129784	129784	158056	5101	5101	7355	28652	28652	28424	26534	26534	41204	0	0	0	19688	19688	23639	49808	49808	57434
Diesel	190238	190238	167144	75658	75658	84515	19068	19068	13001	25848	25848	5698	45615	45615	18448	863	863	7695	23188	23188	34600
1999	292853	292853	296572	52167	52167	48026	48000	48000	36049	52381	52381	49895	56013	56013	21635	14978	14978	31362	69314	69314	87589
Bunker	128725	128725	149342	8647	8647	7526	28460	28460	25686	26534	26534	41575	0	0	0	14828	14828	16997	50256	50256	57559
Diesel	164128	164128	147230	43520	43520	40500	19540	19540	10363	25848	25848	8320	56013	56013	21635	150	150	14365	19058	19058	30030
2000	303195	303195	311594	51041	51041	50167	50921	50921	38495	44402	44402	62768	67553	67553	43653	16985	16985	43700	72294	72294	72813
Bunker	129265	129265	132534	7564	7564	7492	19001	19001	17397	38587	38587	39600	0	0	0	16580	16580	20488	47534	47534	47558
Diesel	173930	173930	179060	43478	43478	42675	31920	31920	21098	5815	5815	23168	67553	67553	43653	405	405	23213	24760	24760	25255

Bunker US\$/Barril 18.00
Diesel US\$/Barril 25.00