

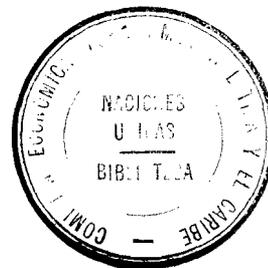
Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.366
5 de octubre de 1992

ORIGINAL: ESPAÑOL

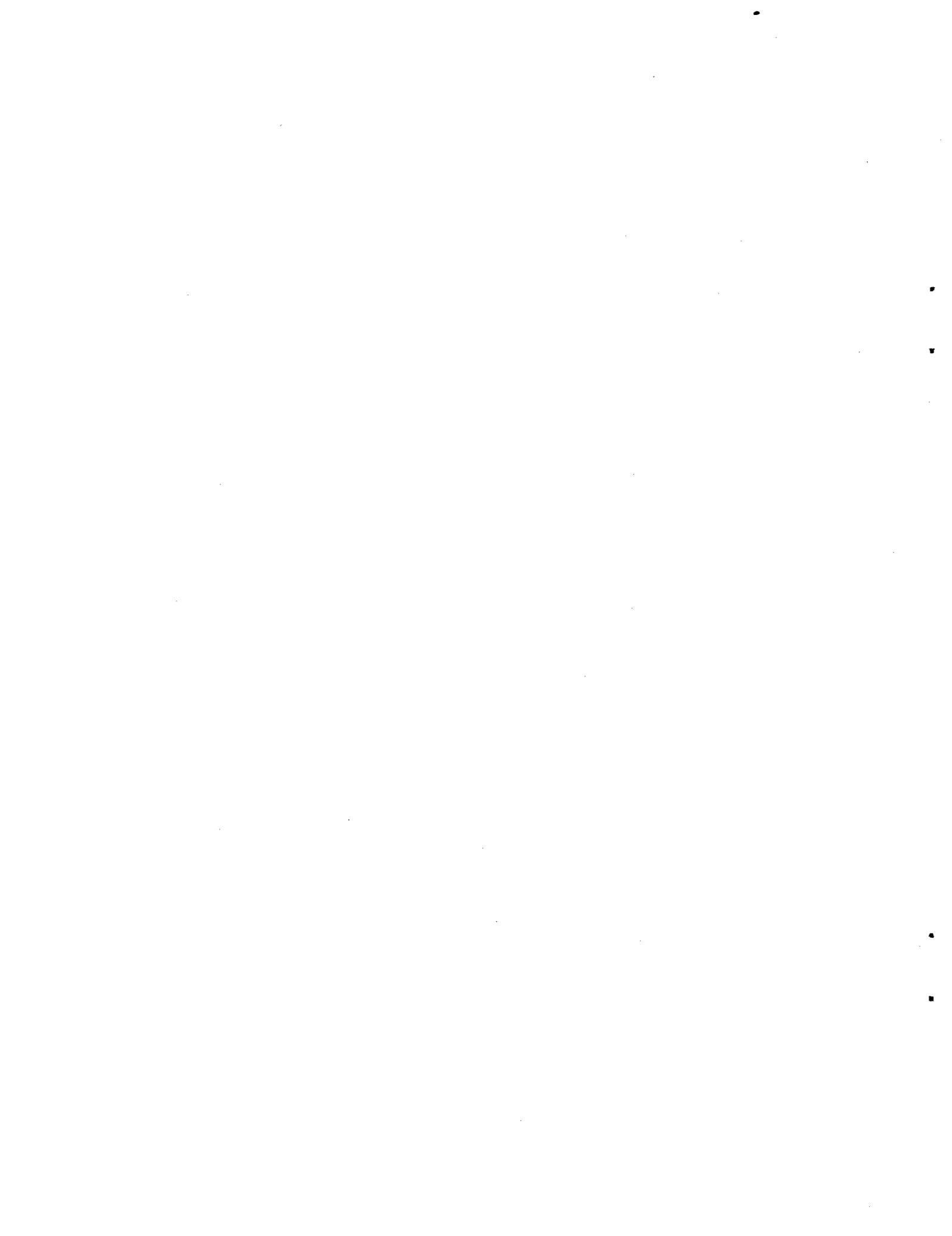
CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe



**SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS: ANALISIS
DE LA EXPANSION DE LA GENERACION**

27 OCT 1992



INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION	1
I. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	3
1. Conclusiones	3
a) Perspectivas para el período 1993-1995	3
b) Elevadas pérdidas de energía	4
c) El plan de expansión óptimo	4
2. Recomendaciones	5
a) Acciones para el período 1993-1995	5
b) Estudio de factibilidad para una central térmica de base (proyecto térmico No. 2)	6
c) Revisión de los estudios de factibilidad de los proyectos hidroeléctricos	7
d) Otras posibles acciones para mejorar el balance oferta-demanda	7
II. ANALISIS HISTORICO DEL SUBSECTOR ELECTRICO	9
1. Introducción	9
2. Demanda de energía eléctrica	10
a) La evolución de la demanda y el consumo de energía eléctrica	10
b) Las pérdidas de energía eléctrica	12
c) Evolución por sectores de consumo	13
3. Oferta de energía eléctrica	17
4. Antecedentes de los planes de expansión y proyectos actualmente en ejecución	18
III. ANALISIS DE LA SITUACION FUTURA	31
1. Introducción	31
2. Previsión de la demanda de energía eléctrica	34
3. Análisis del corto plazo (1993-1995)	39

a) Programas de mantenimiento y rehabilitación de centrales	40
b) La operación en el período 1993-1995	41
c) Acciones inmediatas que se recomiendan	43
4. El mediano y largo plazos. Análisis de la expansión	45
a) Disponibilidad de nuevas centrales	45
b) Supuestos para la evaluación del plan óptimo	47
5. Evaluación del plan óptimo	50
6. Estudio de sensibilidad	54
a) Sensibilización de los precios de los combustibles	54
b) Variaciones en los costos de inversión de los proyectos hidroeléctricos	55
c) Sensibilización a la tasa de actualización	55
d) Sensibilización al costo de la energía no servida	56
e) Sensibilización a la demanda	56
7. Consumo de combustibles	56
8. Aspectos relevantes a considerar para las nuevas turbinas de gas	57
9. Central carboeléctrica para exportación	59

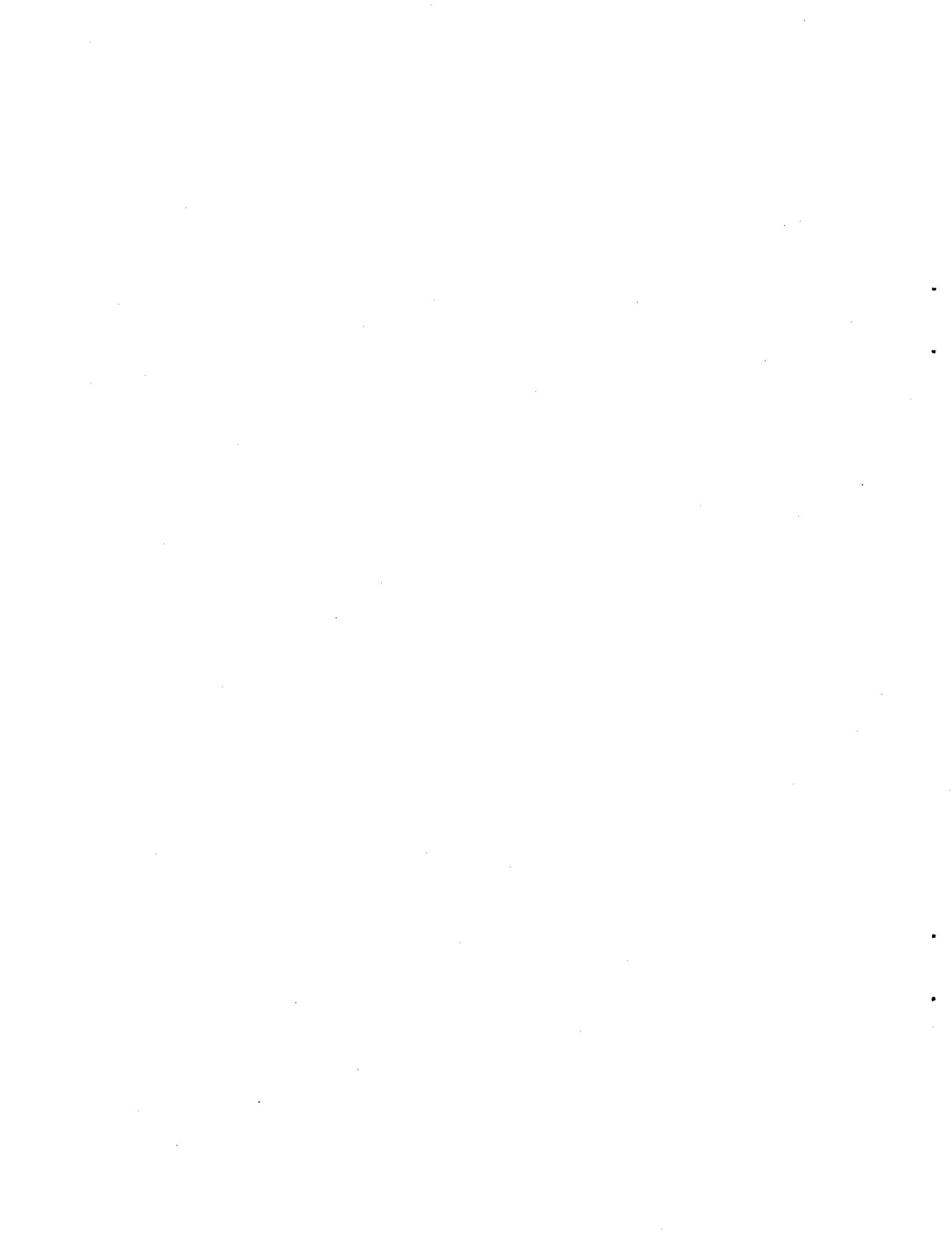
Anexos:

I Datos básicos utilizados en las simulaciones	83
II ENEE: Resultados de las simulaciones de la operación para las adiciones de generación, 1993-2005	93
III Comparación de turbinas de gas	99
IV Central carboeléctrica para la exportación	111

PRESENTACION

Se presentan en este documento los resultados de los estudios de expansión de la generación, desarrollados por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) para el sistema eléctrico de Honduras. Una primera versión se analizó a principios de septiembre de 1992 con los expertos de planificación y operación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). En esta versión se incorporan las observaciones de los funcionarios de la ENEE, y se actualiza la información pertinente sobre la base de los datos recibidos en esa ocasión.

El documento contiene un examen sucinto de la evolución del subsector eléctrico hondureño en el período 1980-1991; en particular, se analizan los balances de oferta y demanda de potencia y energía para el corto plazo (1993-1995). En dichos balances se toman en cuenta los proyectos de rehabilitación de las plantas térmicas e hidráulicas. Se incluye el estudio de diversas alternativas de expansión de generación, que dependen básicamente del crecimiento de la demanda considerado. El documento se complementa con cuatro anexos que muestran con detalle los datos y parámetros básicos, los resultados obtenidos de las simulaciones, y dos análisis específicos: uno para comparar turbinas de gas, y otro para evaluar económicamente una planta termoeléctrica de carbón.



I. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Conclusiones

a) Perspectivas para el período 1993-1995

i) Los balances oferta-demanda elaborados para este período indican altos riesgos de desabastecimiento debido, al menos en parte, a los programas de rehabilitación y reparaciones contemplados para las unidades generadoras. Los balances se desarrollaron despachando las unidades generadoras disponibles; se consideró hidrocondición media (2,100 GWh anuales) y previsión de crecimiento para la demanda de 8.1% para 1993, 9.8% para 1994 y 7.1% para 1995 (escenario medio). En los pronósticos se incorporaron los efectos del programa de control y reducción de pérdidas y los proyectos industriales específicos.

ii) Para 1993, sobre la base de una hidrocondición media, el déficit de energía resulta de alrededor de 115 GWh; además, el parque térmico operará con un factor de planta alto (del orden del 50% anual, suponiendo una capacidad base de 74 MW). El consumo estimado de combustibles ascenderá a 550,000 barriles de búnker.

iii) Para 1994 se requiere instalar turbinas de gas por un monto de 75 MW. En la medida en que se retrase la puesta en servicio de esta planta, el déficit de energía se acumularía hasta alcanzar, en el peor de los casos si no entrara la unidad, alrededor de 200 GWh en el año. Considerando que la unidad entrara en operación en enero, el déficit sería insignificante y podría eliminarse con una administración adecuada del embalse Morazán; se requerirían 356,000 barriles de diesel y 727,000 barriles de búnker.

iv) El plan de expansión de la generación dio como resultado que será necesario agregar 50 MW adicionales de turbinas de gas en 1995, lo cual daría un total de 125 MW para los dos años (1994 y 1995). Considerando dichas adiciones, ya no habría déficit en 1995; sin embargo, el consumo de combustibles seguirá aumentando ya que todo el incremento de la demanda tendrá que ser satisfecho con generación térmica. Se estima que en 1995 se usarían 716,000 barriles de diesel y 767,000 barriles de búnker.

b) Elevadas pérdidas de energía

v) Las pérdidas de energía eléctrica se han mantenido altas; alcanzan ya cerca del 25% anual. Se estima que las acciones que está poniendo en práctica la ENEE permitirán reducir las pérdidas a un nivel del 15%, lo que significará un aumento en sus ingresos de alrededor de 10 millones de dólares anuales.

c) El plan de expansión óptimo

vi) El plan de expansión que resultó como el óptimo para el período 1993-2005 comprende 430 MW térmicos y 125 MW hidroeléctricos. Este plan supone lo siguiente: 1) completar la rehabilitación del parque térmico; 2) proyecto térmico No. 1: adquirir turbinas de gas para entrar en operación en 1994 y 1995 (125 MW en total), y 3) proyecto térmico No. 2: realizar el estudio de factibilidad para una central térmica de base (en principio una central carboeléctrica). A continuación se presenta el plan óptimo resultante:

Secuencia 1:	Optima	MW
1994	Turbinas de Gas	75
1995	Turbinas de Gas	50
1997	Vapor carbón	150
1999	Turbinas de Gas	75
2001	Diesel Lenta	2x20
	Turbinas de Gas	75
2002	Diesel Lenta	2x20
2003	Diesel Lenta	2x20
2004	Turbinas de Gas	50
2005	Turbinas de Gas	75

Resumen

Turbinas de gas	400
Diesel baja vel.	120
Vapor carbón	150
Subtotal termo.	670
Subtotal hidro	0
<u>Total secuencia</u>	<u>670</u>

vii) Los costos de los proyectos hidroeléctricos reflejados en los estudios de factibilidad, que recientemente se están finalizando, son muy elevados, razón por la cual no compiten con las opciones termoeléctricas. Es necesario hacer una revisión de los esquemas hidroeléctricos y analizar otros sitios que representen soluciones atractivas para el mediano y largo plazos.

viii) La unidad de carbón de 150 MW que aparece en el plan de expansión se incluyó sobre la base de costos típicos para el combustible y para este tipo de centrales. El dimensionamiento se basó en el tamaño mínimo recomendable por economía de escala para esta tecnología. En el estudio de factibilidad de este proyecto se deberá analizar con detalle la ubicación más adecuada para esta opción y la infraestructura necesaria para manejar el carbón (puerto y maquinaria).

ix) La evaluación preliminar sobre una central carboeléctrica, formada por dos unidades de 150 MW cada una, con el fin de lograr excedentes que se venderían a los países vecinos, parece ser una opción atractiva para la ENEE.

2. Recomendaciones

a) Acciones para el período 1993-1995

x) Debido a la característica de regulación interanual del embalse Francisco Morazán, resulta esencial y urgente desarrollar, para el período 1993-1995, un estudio de planeamiento operativo que contemple dicha característica. El estudio posibilitaría tomar decisiones oportunas y preventivas para evitar o al menos reducir los eventuales racionamientos. Entre las decisiones se pueden mencionar: la generación térmica para conservar el nivel del embalse y la compra de energía a los países vecinos, particularmente a Nicaragua y Costa Rica.

xi) Se recomienda elaborar un plan de emergencia integral para el corto plazo, que incluya los siguientes aspectos: 1) plan de rehabilitación y mantenimiento; 2) adquisición de turbinas de gas en dos bloques, 75 MW en 1994 y 50 MW en 1995; 3) estudio de planeamiento operativo; 4) negociaciones para compra de energía con los países que se

tiene interconexión, y 5) programa de racionamiento, incluyendo diseño y promoción de campañas publicitarias.

xii) Para la adquisición de las turbinas de gas se recomienda evaluar cuidadosamente las tecnologías disponibles en el mercado. Del análisis preliminar, que se incluye como anexo de este informe, se concluye que es más atractivo, desde el punto de vista económico, instalar turbinas de gas del tipo "aeroderivativo" de alta eficiencia (del 36% al 40%, según información de los fabricantes).

xiii) Para el bloque de 75 MW, propuesto para 1994, se recomienda adquirirlo en dos módulos de 37.5 MW cada uno, ya que el eventual sobreprecio se recuperaría con creces por la mayor flexibilidad y confiabilidad que se obtendrían. Asimismo, se sugiere que las negociaciones contemplen al menos la adquisición de los 50 MW adicionales para 1995.

xiv) Para la selección del sitio en que se ubicará la planta constituida por turbinas de gas, se propone prever varias unidades y las instalaciones para el manejo de combustible, con capacidad suficiente para el futuro. Desde el punto de vista técnico, el mejor sitio de los tres propuestos (Pavana, Toncontín y Támara) resultó ser Toncontín. 1/

b) Estudio de factibilidad para una central térmica de base (proyecto térmico No. 2)

xv) Se recomienda como opción óptima el desarrollo de una central carboeléctrica con una capacidad inicial de 150 MW. El paso siguiente que deberá ejecutar la ENEE es la realización de un estudio de factibilidad para la definición del proyecto térmico No. 2. Las bases sobre las cuales se recomienda hacer este estudio son las siguientes: 1) la solución presentada deberá satisfacer las necesidades de energía de base y media base en el mediano y largo plazos; 2) se deberá hacer un análisis completo para la instalación de una carboeléctrica y compararla con el desarrollo de centrales de ciclo combinado, a base de petróleo y sus derivados, y 3) la concepción del proyecto con alcances regionales representa una

1/ Véase, CEPAL, Honduras: Estudio de estabilidad dinámica del sistema eléctrico interconectado (LC/MEX/R.367), 5 de octubre de 1992.

ventaja para Honduras, por lo que se sugiere que esta opción se analice con mayor profundidad. Se estima que el estudio para la definición del proyecto térmico No. 2 puede tomar por lo menos seis meses, debiéndose definir previamente su forma de ejecución y la obtención de su financiamiento.

c) Revisión de los estudios de factibilidad de los proyectos hidroeléctricos

xvi) Se recomienda hacer una revisión exhaustiva de los esquemas analizados en los estudios de factibilidad, que recientemente se han finalizado, y buscar nuevos sitios que representen desarrollos atractivos para estas centrales, a fin de que puedan ser ejecutados en el mediano y largo plazos.

d) Otras posibles acciones para mejorar el balance oferta-demanda

xvii) Reforzar las iniciativas que ya ha implantado la ENEE en cuanto a control, medición y reducción de las pérdidas de energía eléctrica.

xviii) Fortalecer los programas de ahorro y uso eficiente de energía, incluyendo campañas permanentes en todos los niveles sociales.

xix) Aprovechar la reciente implantación en Honduras de la liberalización de los precios de hidrocarburos, para conseguir los mejores precios en los combustibles que demandará la ENEE. Se estima que para concretar esta recomendación, sería necesario capacitar a un pequeño grupo de técnicos.

xx) Dar seguimiento al programa de estudios de pequeñas centrales hidroeléctricas (menos de 10 MW) que actualmente realiza una Unidad especializada del Ministerio de Obras Públicas. El desarrollo de estos proyectos puede ser significativo para aliviar la carga financiera de la ENEE. Por representar tiempos cortos de gestación e inversiones de menor magnitud, pueden ser desarrollados con la participación de otros sectores (municipalidades, sector privado, etc.).

xxi) Continuar con los estudios prospectivos sobre el potencial geotérmico en Honduras. El laboratorio de Los Alamos ha informado 2/ que existen altas posibilidades de obtener proyectos geotérmicos rentables en Honduras.

xxii) Realizar un inventario sobre la existencia de posibles proyectos de cogeneración y/o autoabastecimiento (ingenios azucareros, industria, etc.). Iniciar o acelerar negociaciones para disminuir los requerimientos futuros de energía sobre la ENEE, mediante contratos con dichos productores y autoabastecedores privados.

2/ Los Alamos National Laboratory, The Energy Situation in Five Central American Countries, 1987.

II. ANALISIS HISTORICO DEL SUBSECTOR ELECTRICO

1. Introducción

A raíz de los choques petroleros de los setenta, casi todas las empresas eléctricas nacionales de los países del Istmo Centroamericano realizaron esfuerzos por ampliar su capacidad instalada, basándose en recursos autóctonos (hidroelectricidad y geotermia). Las grandes centrales hidroeléctricas entraron en operación durante el primer quinquenio de los ochenta; en el caso de Honduras, la hidroeléctrica El Cajón, actualmente denominada Francisco Morazán, inició su operación en 1985.

Las perspectivas de altos costos para el petróleo que se preveían para el futuro, la disponibilidad relativamente abundante y a costo razonable de los recursos financieros, y las elevadas tasas de crecimiento en el consumo de energía eléctrica que se habían registrado a lo largo de la década de los setenta, fueron el fundamento para desarrollar esos grandes proyectos.

La puesta en servicio de dichas obras se dio principalmente durante el primer quinquenio de los ochenta. Al no ocurrir las tasas de crecimiento pronosticadas, los países se encontraron con reservas que les permitían prescindir de la generación térmica cara y apoyarse mayormente en la producción de las nuevas instalaciones hidroeléctricas y geotérmicas.

En el caso de Honduras, la capacidad hidroeléctrica instalada en 1984 era de 131 MW, generando ese año 874 GWh hidroeléctricos. El consumo de energía eléctrica en ese mismo año, a nivel de generación neta, fue de 1,155 GWh; el complemento provino de generación térmica (108 GWh) y de energía hidroeléctrica importada de Costa Rica (172 GWh). La adición de El Cajón representó alrededor de 1,350 GWh al año, lo que permitió que Honduras contara con los excedentes que exportó de 1986 a 1991 hacia los otros tres países con los cuales su sistema eléctrico está interconectado. De acuerdo con lo observado en los meses de enero a agosto, se estima que Honduras requerirá producir (generación neta) en 1992 --alrededor de 2,300 GWh--, por lo que resulta evidente que ya no dispone de excedentes hidroeléctricos para exportar; al contrario, el crecimiento de la demanda tendrá que solventarse principalmente por la producción térmica.

En general, las adiciones de generación en todos los países han sido mínimas a partir de 1985. Como consecuencia, el crecimiento de la demanda ocasionó un gradual agotamiento de los excedentes, en tanto que la sequía ocurrida en 1991 obligó a implantar racionamientos ese año y el siguiente.

En cuatro países centroamericanos hubo, en 1991, racionamientos del orden de 230 GWh; durante el estiaje de 1992, éstos continuaron registrándose en tres países, como resultado de la anterior sequía. También influyó en el monto del racionamiento la baja disponibilidad de las centrales térmicas por falta de mantenimiento, provocado, a su vez, por la difícil situación financiera que ha afectado a las empresas eléctricas prácticamente a lo largo de toda la década pasada.

La demanda de energía eléctrica en Honduras aumentó en 1990-1992 a tasas superiores a las estimadas en 1990, cuando la ENEE formuló su plan de expansión vigente. Tomando en cuenta ese crecimiento, la CEPAL desarrolló los estudios de expansión de la generación para Honduras aquí expuestos. Los resultados indican que es necesario adelantar al menos un año la entrada en operación de la primera central generadora programada: una turbina de gas. También se obtiene que dicha central debería ser de 75 MW.

Con el fin de evaluar el equipamiento futuro del subsector eléctrico, es conveniente analizar su comportamiento anterior, en especial durante la década pasada. Precisamente, el objetivo de este capítulo es revisar y analizar la evolución histórica del subsector eléctrico, tomando en consideración el mercado de energía y la forma como se realizó su cubrimiento mediante la operación de las centrales térmicas e hidráulicas.

2. Demanda de energía eléctrica

a) La evolución de la demanda y el consumo de energía eléctrica

Sobre todo en países en vías de desarrollo, el crecimiento del subsector eléctrico y el de la economía se relacionan de manera importante; sin embargo, cuando en el período analizado existen fuertes demandas restringidas de energía, o bien cuando se emprenden programas intensivos

de electrificación, esta correlación se distorsiona. (Véase el gráfico 1.) 3/ Es el caso de Honduras en 1985 y 1986; con la entrada en operación de la central hidroeléctrica Francisco Morazán (300 MW) fue posible continuar e incrementar los programas de electrificación y satisfacer demandas restringidas, logrando los sectores de consumo no industriales tasas de crecimiento entre 5.7% y 19.9% en esos años, mientras que los consumos industriales, más directamente relacionados con el crecimiento del producto interno bruto (PIB), decrecieron en esos años a tasas de 0.4% y 8.9%.

A nivel del sistema eléctrico nacional, se utilizará en este documento el concepto de generación neta disponible para indicar los requerimientos de energía eléctrica, que incluyen las pérdidas técnicas y no técnicas, mientras que las ventas o consumo se referirán a la energía facturada. Se adopta esta perspectiva basándose en que las pérdidas también significan una exigencia al sistema.

En el período 1980-1985, la generación neta disponible tuvo un crecimiento promedio anual de 7.2%, mientras que en el período 1985-1991 fue de 9.4%. A nivel anual, existieron variaciones pequeñas; así, 1988 es el año en que más creció (12.5%), y 1986 en el que presentó menor aumento (3.1%). A partir de 1987 y hasta 1991 hubo una expansión importante, con tasas superiores al 8% promedio anual. (Véase el cuadro 1.) 4/

El incremento de las ventas de energía, en cambio, fue inferior al de la generación neta disponible, situación motivada por la elevación de las pérdidas, muy marcada a partir de mediados de la década anterior. El siguiente cuadro resume los crecimientos de la generación neta disponible y las ventas en el período 1980-1991.

3/ Los cuadros y gráficos que se mencionan a lo largo del documento se encuentran al final de cada capítulo.

4/ La información de 1991 es preliminar y está sujeta a cambios.

CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA GENERACION NETA DISPONIBLE Y
LAS VENTAS DE ENERGIA. EVOLUCION DE LAS PERDIDAS

(Porcentajes)

	<u>Generación neta disponible</u>		Ventas de energía	Pérdidas promedio a/
	Demanda máxima	Energía		
1980-1990	8.4	8.4	7.0	17.6
1980-1985	7.1	7.2	7.0	14.3
1985-1990	9.8	9.6	6.6	20.3
1990-1991	7.4	8.3	5.5	25.4

a/ El porcentaje de pérdidas es sobre la base de la generación neta disponible.

Una de las razones que han motivado este alto crecimiento del consumo de energía eléctrica es la política social seguida en el país, que incorporó a nuevos usuarios al servicio de electricidad; en 1980 sólo el 21% de la población disfrutaba del servicio eléctrico; en 1991 este valor ya ascendía a 38%. Es importante destacar el esfuerzo que realizó el Gobierno de Honduras para incrementar el nivel de electrificación; posiblemente quede más claro si se indica la evolución en términos absolutos: mientras que en 1980 había alrededor de 795,000 personas beneficiadas por el servicio eléctrico, en 1991 ya eran más de 2 millones de habitantes. No obstante, una gran parte de la población todavía no cuenta con este servicio básico. (Véanse el gráfico 2 y de nuevo el cuadro 1.)

b) Las pérdidas de energía eléctrica

Como se menciona anteriormente, se observó un agudo incremento de las pérdidas eléctricas: en 1980 éstas representaban sólo el 12% del consumo total y en 1991 ascendieron al 25.2%. En valores absolutos, la energía consumida en pérdidas ya es casi equivalente a la energía consumida por el sector industrial (véase el gráfico 3). Al inicio del período, el nivel

de las pérdidas era aceptable (12%), aunque posteriormente observó un crecimiento sostenido, excepto en 1985. Hasta ese año, se podría explicar el monto de las pérdidas considerando que la red troncal de transmisión estaba constituida por líneas de 138 kV, lo que influía de manera notable en ellas. La disminución en 1985 se debió, en parte, a la entrada en servicio de la red troncal en 230 kV. Puede inferirse alguna relación entre el crecimiento de las pérdidas y el del número de abonados; sin embargo, por el alto nivel alcanzado, es innegable el gran incremento habido en las pérdidas "no técnicas" (errores de medición, facturación, cobro y robo). (Véase el gráfico 4.)

Las autoridades de la ENEE están conscientes de la magnitud y gravedad que significa el crecimiento inmoderado de las pérdidas, y han iniciado medidas correctivas para reducirlas y controlarlas. En 1990 fue creada una comisión específica (Comisión Nacional para la Reducción y Control de Pérdidas), encargada de la planificación, dirección, control y supervisión del Programa de Reducción de Pérdidas. Este programa también se inició en 1990, abordando en una primera etapa los aspectos metodológicos para hacer una evaluación consistente y científica de las pérdidas. Entre los resultados de este proyecto, se pueden mencionar el análisis de muestras significativas que han permitido obtener un diagnóstico confiable sobre las causas y el origen de las pérdidas técnicas y no técnicas, así como el establecimiento de un plan de acciones, cuyo resumen se muestra en el cuadro adjunto. Con esto se espera obtener resultados positivos al final del presente año (1992). Se estima que si el programa de control y medición de pérdidas lograra disminuirlas a un 15% (niveles del período 1980-1985) significaría un incremento en los ingresos del subsector de alrededor de 10 millones de dólares anuales.

c) Evolución por sectores de consumo

Al analizar el comportamiento de los distintos sectores de consumo (residencial, comercial, industrial, otros) dentro del subsector eléctrico, se observa que en el mismo período 1980-1991 el consumo del sector "otros" (entidades oficiales, alumbrado público, ventas en bloque, etc.) fue el que más creció, seguido de los sectores comercial, residencial y, por último,

**PRINCIPALES ACCIONES DEL PROGRAMA DE REDUCCION DE PERDIDAS EMPRENDIDO
POR LA ENEE - PLAN DE CORTO PLAZO**

<p>Acciones para la reducción de las pérdidas no técnicas</p>	<p>a) <u>Medidas técnicas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Adquisición de medidores y eliminación de los servicios directos (sin contador) - Investigación continua del comportamiento de los consumidores - Plan de muestreos y verificación de medidores <p>b) <u>Medidas legales</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Aplicación de las sanciones previstas en las leyes y reglamentos vigentes (multas, corte del servicio, cárcel) <p>c) <u>Campañas de difusión pública</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - A través de medios escritos, hablados, televisión y actividades escolares <p>d) <u>Reorganización y mejoras de procedimientos en las actividades comerciales</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Atención al público, reducción de la cartera vencida, proceso de facturación y sus controles, eficiencia en actividades de lectura, etcétera
<p>Acciones para la reducción de las pérdidas técnicas</p>	<p>a) <u>Acciones inmediatas</u></p> <p>Instalación de nuevas subestaciones y ampliación de las existentes; construcción de nuevas líneas de transmisión, mejoras en distribución (conversión de tensión, balanceo de circuitos, cambio de conductores primario y secundarios, instalación de reguladores de voltaje y capacitores)</p> <p>b) <u>Proyectos específicos</u></p> <p>Programa de rehabilitación de las redes de las siete ciudades más importantes del país (Tegucigalpa, Choluteca, San Pedro Sula, Puerto Cortés, Progreso, Tela y la Ceiba). Comprende la reconstrucción y construcción de circuitos primarios en mediana tensión (4,160, 13,800 y 34,500 voltios), y redes de distribución. El costo aproximado del proyecto es de 58.4 millones de dólares</p>

el sector industrial. Las tasas de crecimiento se muestran a continuación. (Véanse los gráficos 5 y 6, y el cuadro 2.)

TASAS DE CRECIMIENTO PROMEDIO DEL
CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA
ELECTRICA, 1980-1991

Sector	Tasas (%)
<u>Total</u>	<u>6.7</u>
Otros	10.7
Comercial	9.4
Residencial	8.7
Industrial	3.4

Nota: Se refiere al consumo facturado de energía.

Esta situación se explica por los cambios en la participación de los diferentes sectores del consumo en el período considerado. El consumo industrial, al inicio de la década pasada, representaba el 50% del consumo total; a fines de 1991 pasó a significar sólo el 35%; es decir, se produjo una notable contracción en la participación relativa de ese sector dentro del consumo global de energía eléctrica (véanse de nuevo los gráficos 5 y 6). Es importante notar las variaciones que tuvo ese sector en el crecimiento de los consumos durante la década pasada: sus tasas anuales variaron desde 12.5% en 1988 hasta -8.9% en 1986.

El decrecimiento del consumo de energía eléctrica en el sector industrial, durante 1985 y 1986 (véase de nuevo el cuadro 2 y el gráfico 6), fue motivado por el declive de la actividad industrial registrado en esos años, provocado a su vez por la contracción de la demanda en la región centroamericana de los principales productos manufactureros; la baja del precio internacional de algunos productos;

limitaciones a la importación de materias primas, y la crisis financiera experimentada por algunas empresas del sector industrial. ^{5/}

Adicionalmente, en esos años la ENEE puso en marcha un nuevo sistema de facturación, que incluyó la reclasificación de usuarios, mediante la cual muchos abonados industriales fueron trasladados principalmente a los sectores comercial y gobierno, este último clasificado dentro del renglón de "otros consumidores".

Como consecuencia, se observa que de 1985 a 1987, el número de consumidores industriales pasó de 2,531 a 1,396. Por su parte, el sector gobierno tenía 2,463 consumidores en 1984, y 2,897 en 1987. (Véase el gráfico 7.). El sector "otros" casi duplicó su participación dentro del consumo total durante el período: de 6.9% en 1980 llegó a 10.5% en 1991; hubo años extremos, como 1985, en que aumentó 53%, o 1989, en que su tasa fue de -5.7%. Los valores principales se muestran a continuación.

COMPOSICION ESTRUCTURA ELECTRICA

(Porcentajes)

Sector	1980	1991
Residencial	27.8	34.1
Comercial	15.4	20.2
Industrial	49.9	35.4
Otros	6.9	10.3

Con la entrada en operación de la central Francisco Morazán en 1985, el consumo de energía que estaba restringido fue liberado, produciéndose un crecimiento anual muy alto (9.5%). Sin embargo, como es sabido, una vez que se cuenta con oferta suficiente, existe una inercia para que la demanda aumente de manera sostenida. Honduras comenzó a exportar su excedente de

^{5/} CEPAL, Notas para el estudio económico de América Latina y el Caribe, 1985, Honduras (LC/MEX/R.31), 14 de abril de 1986.

electricidad a los países que se encontraban interconectados y continuó su política de incorporación de nuevos abonados al servicio.

3. Oferta de energía eléctrica

En la actualidad (1992), Honduras tiene una capacidad instalada de 525 MW, integrados por 423 MW hidráulicos (80%) y 102 MW térmicos (20%). El parque hidroeléctrico está compuesto por las centrales Francisco Morazán (292 MW), Cañaveral (29 MW), Río Lindo (80 MW) y El Nispero (22 MW). La capacidad efectiva disponible de las centrales hidroeléctricas es de 431 MW, si se considera que la correspondiente a Francisco Morazán es de 300 MW.

Los 102 MW del parque térmico los integran la turbina de gas La Puerta (15 MW instalados en 1970), las centrales diesel de La Ceiba (26.8 MW instalados en 1970) y Puerto Cortés (30 MW instalados en 1980 y 30 MW instalados en 1984). De éstos, sólo se dispone del 57% (58 MW), debido al mal estado de varias centrales.

Con la entrada en servicio del proyecto hidroeléctrico Francisco Morazán, la composición de la oferta cambió sustancialmente; en 1980, el 52% de la capacidad instalada provenía de recursos hidráulicos; en 1985, ascendió al 76%, y en 1991, como consecuencia de los retiros de unidades térmicas, subió al 88% (véanse el cuadro 3 y el gráfico 8).

Con respecto a la generación, siempre ha predominado la hidráulica, con valores superiores al 85%; la mayor participación de las térmicas fue en 1982 con el 15% y, a partir de 1986, su valor fue nulo (véanse el gráfico 9 y nuevamente el cuadro 3). No obstante la baja participación que ha tenido el parque térmico hondureño en la década anterior, en virtud de la autosuficiencia de la oferta hidroeléctrica para cubrir la demanda de electricidad, las centrales térmicas deben ser sometidas a rehabilitaciones a fin de que se encuentren disponibles para los años venideros.

Durante el período 1985-1991 se exportaron 1,772 GWh, lo que en términos comparativos representa una cantidad superior a las ventas de energía eléctrica del país durante 1992.

4. Antecedentes de los planes de expansión y proyectos actualmente en ejecución

Se mencionan a continuación las acciones más relevantes que ha desarrollado la ENEE en el área de planificación del subsector eléctrico, y que han servido de punto de partida para la realización del presente estudio.

En 1978 fue publicado un documento referente a la optimización del desarrollo de la generación y transmisión hasta 1995. 6/ Se recomendaba allí la expansión de la generación a partir de los proyectos hidroeléctricos El Cajón (300 MW) y Remolino (174 MW), y adiciones térmicas consistentes en unidades diesel (100 MW) y de vapor (100 MW).

En 1983 y 1984 se actualizó el estudio del potencial hidroeléctrico hondureño. 7/ Sus principales actividades consistieron en la compilación y revisión de la información hidrometeorológica, revisión y análisis de sitios para el desarrollo de centrales hidroeléctricas y actualización de costos y evaluación económica de proyectos. En ese documento se presentan perfiles de proyectos hidroeléctricos en ocho cuencas, y se recomienda continuar con las etapas de factibilidad para los proyectos más atractivos.

Dentro del proyecto PNUD/86/005 del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), la ENEE realizó un estudio para determinar el plan de expansión de costo mínimo para el período 1990-2010. 8/ En ese documento, sobre la base de un escenario de crecimiento denominado "alto", con tasas promedio del orden del 5%, se analiza el plan óptimo de desarrollo para el sistema de generación de Honduras, recomendándose el siguiente equipamiento para el período 1990-2010: 860 MW térmicos (turbinas de gas: 2x50, 2x75 y 2x100 MW; unidades diesel: 9x20 MW; carboeléctricas: 2x115 MW) y 125 MW hidroeléctricos (proyecto Remolino), para un total de 985 MW a instalarse en el período. Del equipamiento anterior, 555 MW (430 MW térmicos y 125 MW hidroeléctricos) corresponden al período 1990-2005.

6/ ENEE, EBASCO, System Optimization Study, febrero de 1978.

7/ ENEE, Chast T. Main International, Actualización del Potencial Hidroeléctrico de Honduras, junio de 1984.

8/ PNUD/ENEE, F. Campero, Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de Honduras, Informe Final, enero de 1990.

El Departamento de Planificación Económica de la ENEE participó activamente en los estudios anteriores y ha estado a cargo del análisis y actualización de los planes de expansión del sistema. La última actualización considera para el período 1993-2005 la instalación de 260 MW térmicos (turbinas de gas: 2x50 MW; grupos diesel de baja velocidad: 2x20 MW, y centrales de vapor: 2x60 MW) y 58 MW hidráulicos (proyecto Agua de la Reyna).

Los dos últimos planes mencionados coinciden en el equipamiento eminentemente térmico, lo cual es motivado por los siguientes factores: a) la capacidad hidroeléctrica instalada representa un elevado monto de energía base, que requiere complementarse con capacidad de semibase y de punta; b) no existían proyectos hidroeléctricos con estudios a nivel de factibilidad, por lo cual éstos podrían entrar en servicio hacia el final de la presente década; c) los estudios preliminares para los futuros aprovechamientos hidroeléctricos indicaban costos relativamente altos, lo cual favorece a las alternativas térmicas.

Adicionalmente a lo anterior, la ENEE viene realizando varios estudios y proyectos orientados a mejorar la infraestructura de generación, transmisión y distribución, así como a definir un plan sólido de desarrollo del subsector eléctrico. Los principales proyectos se resumen en el cuadro siguiente.

Existen otros proyectos que la ENEE se encuentra analizando, los que podrían tener resultados en el mediano plazo. Entre éstos se pueden mencionar:

a) Una compañía privada ha ofrecido la instalación de grupos eólicos, que, según estimaciones iniciales, podrían generar 8 MW. Esa compañía instalará equipos para medir la actividad eólica en el lugar denominado Cerro Prieto (cerca de Tegucigalpa), y luego de obtener seis meses de registros presentará una oferta concreta a la ENEE.

b) Dentro del Ministerio de Obras Públicas, una unidad especializada se encuentra estudiando sitios para el aprovechamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas. Se espera que en breve esta unidad presente sus resultados a la ENEE, para que los analice y determine la mejor forma de ejecutar esos proyectos.

ENEE: PRINCIPALES PROYECTOS APROBADOS Y/O EN EJECUCION

NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCION	NIVEL DE AVANCE	FUENTE DE FINANCIAMIENTO	COSTO ESTIMADO (millones de dólares)
1. Programa de electrificación rural	Se electrificarán prácticamente todas las cabeceras municipales del país y se proporcionará servicio eléctrico a más de 200,000 personas en 153 comunidades. Incluye obras de transmisión, 348 km de líneas de distribución de 34.5 kV, 129.9 km en redes de distribución	En ejecución	BCIE	16.6
2. Proyecto de expansión y mejoramiento del sistema de distribución de siete ciudades	Expansión y mejoras en los sistemas de distribución de las siete ciudades más importantes (Tegucigalpa, Choluteca, San Pedro Sula, Puerto Cortés, Progreso y la Ceiba).	En ejecución	BCIE	58.4
3. Estudios de factibilidad de tres proyectos hidroléctricos	Análisis de tres cuencas y estudio de factibilidad del mejor proyecto en cada cuenca. Se recomendaron los proyectos Agua de la Reyna (58 MW), SICO II (103 MW) y Naranjito (136 MW)	Se entregarán informes finales durante el mes de septiembre de 1992	BID	2.5
4. Proyecto de emergencia para la presa Francisco Morazán	Los objetivos de este proyecto son: a) conservar la integridad estructural de la presa mediante el control de filtraciones y presiones hidrostáticas excesivas debajo de la cimentación; b) aumentar la confiabilidad del sistema de auxiliares de la planta, con lo que se minimizará el riesgo de interrupciones del principal recurso de generación del país, y c) fortalecer la capacidad de los técnicos de la ENEE para manejar emergencias y para monitorear y administrar problemas de filtraciones similares de esta presa en el futuro	En ejecución	BIRF, BID	14.0
5. Rehabilitación de las plantas térmicas	a) Reparación mayor (<u>overhaul</u>) a la central Puerto Cortés I (Alstom, 4X7 MW); b) mantenimiento correctivo de 96,000 horas de operación en La Ceiba (4X6 MW) y construcción de nuevas bases para sus unidades, y c) mantenimientos menores en Puerto Cortés II (Sulzer, 4X7 MW)	En ejecución, la mayor parte se hará durante 1993	Propio	4.8
6. Rehabilitación de las plantas hidroeléctricas	a) "Overhaul" en las unidades de Río Lindo y Cañaverl (primer semestre de 1993), y b) reparación del anillo "contralaberinto" en tres unidades de la central Francisco Morazán (se ha programado para 1993-1994)	En ejecución	Propio	29.5

/Continúa

(Conclusión)

NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCION	NIVEL DE AVANCE	FUENTE DE FINANCIAMIENTO	COSTO ESTIMADO (millones de dólares)
7. Cooperación del gobierno canadiense	La compañía Shawinigan-Lavalin trabaja en un programa para el fortalecimiento del área de planificación, el cual incluye entrenamiento y transferencia de modelos para generación, transmisión y distribución, y estudios de demanda de energía eléctrica. El proyecto concluirá con la formulación de un Plan Maestro para el Subsector Eléctrico (27 meses de duración)	En ejecución	Gobierno canadiense (CIDA)	...
8. Programa de control y reducción de pérdidas	a) Determinación y reducción de pérdidas, técnicas y no técnicas, en todos los niveles del sistema interconectado, y b) mejoramiento de los sistemas de medición y control de las pérdidas. Se espera, a partir de 1995, tener un nivel de pérdidas del 14.5%	En ejecución	BID y fondos propios	1.9
9. Estudio de factibilidad para una central térmica de baja velocidad	La compañía japonesa ICI está trabajando en un estudio de factibilidad para una central diesel de baja velocidad. El estudio incluye el análisis de la localización de la central (posibles lugares: Tela, La Puerta y Zambrano o Támara), y su capacidad óptima. Se ha programado su finalización para marzo de 1993	En ejecución	Gobierno del Japón	Donación
10. Estudio de mercado y proyección de la demanda y el consumo de energía eléctrica	Estudio a cargo del Departamento de Planificación de la ENEE. Se han analizado diversas muestras de usuarios y se usarán nuevos modelos econométricos. Se ha programado su finalización para enero de 1993	En ejecución	Recursos propios	---

Cuadro 1

HONDURAS: PRINCIPALES INDICADORES
MERCADO ELECTRICO

AÑOS	POBLACION		P.I.B. (millones US\$, 1980)	GENERACION			DEMANDA FACTOR DE				
	TOTAL (Miles)	SERVIDA (Miles)		NETA (GWh)	G N D (GWh) /1	VENTAS (GWh)	IMPORT. (GWh)	EXPORT. (GWh) /2	MAXIMA (MW)	CARGA (%)	PERDIDAS (%)
1980	3662	795	2494	862	864	759	18	9	156	63.2	12.2
1981	3797	896	2531	953	938	824	11	18	171	62.6	12.2
1982	3939	977	2478	1006	1006	846	15	9	182	63.1	15.9
1983	4085	1046	2461	956	1097	921	149	2	193	64.9	16.0
1984	4234	1156	2511	998	1155	974	172	5	211	62.5	15.7
1985	4383	1249	2561	1364	1224	1064	6	134	220	63.5	13.1
1986	4531	1346	2667	1436	1262	1059	5	166	234	61.6	16.1
1987	4679	1441	2796	1753	1396	1047	4	348	266	59.9	25.0
1988	4829	1560	2939	1910	1571	1258	3	327	286	62.7	19.9
1989	4982	1724	3005	2001	1748	1359	3	242	316	63.1	22.3
1990	5138	1860	2936	2297	1939	1467	3	337	351	63.1	24.3
1991	5299	2007	3001	2313	2099	1547	4	218	377	63.6	26.3
Tasas de crecimiento anual											
1980											
1981	3.69	12.77	1.48	10.56	8.56	8.56	-38.89	100.00	9.62	-0.96	0.01
1982	3.74	9.01	-2.09	5.56	7.25	2.67	36.36	-50.00	6.43	0.77	30.86
1983	3.71	7.05	-0.69	-4.97	9.05	8.87	893.33	-77.78	6.04	2.83	0.88
1984	3.65	10.53	2.03	4.39	5.29	5.75	15.44	150.00	9.33	-3.69	-2.32
1985	3.52	8.07	1.99	36.67	5.97	9.24	-96.51	2580.00	4.27	1.64	-16.59
1986	3.38	7.73	4.14	5.28	3.10	-0.47	-16.67	23.88	6.36	-3.06	23.05
1987	3.27	7.09	4.84	22.08	10.62	-1.13	-20.00	109.64	13.68	-2.69	55.42
1988	3.21	8.23	5.11	8.96	12.54	20.15	-25.00	-6.03	7.52	4.67	-20.31
1989	3.17	10.51	2.25	4.76	11.27	8.03	0.00	-25.99	10.49	0.70	11.70
1990	3.13	7.90	-2.30	14.79	10.93	7.95	0.00	39.26	11.08	-0.13	9.38
1991	3.13	7.90	2.20	0.70	8.25	5.45	33.33	-35.31	7.41	0.79	8.03
Resumen, Tasas de Crecimiento											
80-91	3.4	8.8	1.7	9.4	8.4	6.7	-12.8	33.6	8.4	0.0	7.3
80-85	3.7	9.5	0.5	9.6	7.2	7.0	-19.7	71.6	7.1	0.1	1.5
85-90	3.2	8.3	2.8	11.0	9.6	6.6	-12.9	20.3	9.8	-0.1	13.2
90-91	3.1	7.9	2.2	0.7	8.3	5.5	33.3	-35.3	7.4	0.8	8.0

(1): Generación Neta Disponible (incluye pérdidas técnicas y no técnicas).

(2): Las exportaciones son medidas en la subestación de envío (Subestación Pavana).

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

Cuadro 2
HONDURAS: VENTAS POR SECTORES DE CONSUMO

AÑOS	VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA (GWh)					
	TOTAL	INDUSTRIAL	SUBTOTAL SIN INDUSTRIA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	OTROS
	G W h					
1980	759	379	380	211	117	52
1981	824	402	422	240	123	59
1982	846	400	446	264	132	50
1983	921	439	482	282	137	63
1984	974	462	512	291	151	70
1985	1064	450	614	330	177	107
1986	1059	410	649	340	193	116
1987	1147	417	730	372	230	128
1988	1258	469	789	405	243	141
1989	1359	523	836	436	267	133
1990	1467	542	925	487	288	150
1991	1547	548	999	527	313	159
TASAS DE CRECIMIENTO						
1980						
1981	8.6	6.1	11.1	13.7	5.1	13.5
1982	2.7	-0.5	5.7	10.0	7.3	-15.3
1983	8.9	9.8	8.1	6.8	3.8	26.0
1984	5.8	5.2	6.2	3.2	10.2	11.1
1985	9.2	-2.6	19.9	13.4	17.2	52.9
1986	-0.5	-8.9	5.7	3.0	9.0	8.4
1987	8.3	1.7	12.5	9.4	19.2	10.3
1988	9.7	12.5	8.1	8.9	5.7	10.2
1989	8.0	11.5	6.0	7.7	9.9	-5.7
1990	7.9	3.6	10.6	11.7	7.9	12.6
1991	5.5	1.1	8.1	8.3	8.7	6.3
RESUMEN, TASAS DE CRECIMIENTO						
80-91	6.7	3.4	9.2	8.7	9.4	10.7
80-85	7.0	3.5	10.1	9.4	8.6	15.5
85-90	6.6	3.8	8.5	8.1	10.2	6.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

Cuadro 3
HONDURAS: COMPOSICION DE LA OFERTA

AÑOS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			GENERACION (GWh)		
	HIDRO.	TERMO.	TOTAL	HIDRO.	TERMO.	TOTAL
1980	109	99	208	782	72	854
1981	109	99	208	820	122	942
1982	131	99	230	846	149	995
1983	131	99	230	831	118	949
1984	131	129	260	874	108	982
1985	423	129	552	1307	40	1347
1986	423	124	547	1421	-3	1418
1987	423	124	547	1741	-3	1738
1988	423	120	543	1897	-2	1895
1989	423	102	525	1988	-2	1986
1990	423	102	525	2279	-5	2274
1991	423	102	525	2313	0	2313

COMPOSICION PORCENTUAL

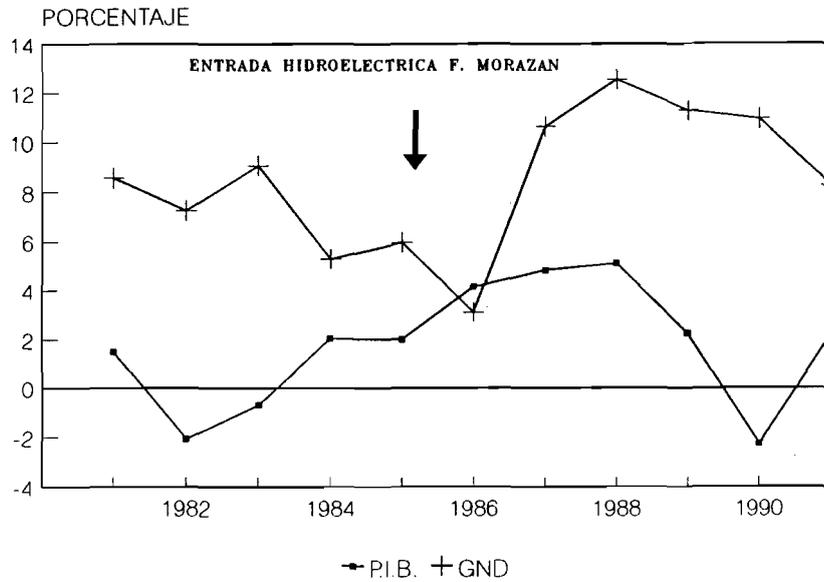
1980	52.4	47.6	100.0	91.6	8.4	100.0
1981	52.4	47.6	100.0	87.0	13.0	100.0
1982	57.0	43.0	100.0	85.0	15.0	100.0
1983	57.0	43.0	100.0	87.6	12.4	100.0
1984	50.4	49.6	100.0	89.0	11.0	100.0
1985	76.6	23.4	100.0	97.0	3.0	100.0
1986	77.3	22.7	100.0	100.2	-0.2	100.0
1987	77.3	22.7	100.0	100.2	-0.2	100.0
1988	77.9	22.1	100.0	100.1	-0.1	100.0
1989	80.6	19.4	100.0	100.1	-0.1	100.0
1990	80.6	19.4	100.0	100.2	-0.2	100.0
1991	80.6	19.4	100.0	100.0	0.0	100.0

RESUMEN, TASAS DE CRECIMIENTO

80-91	13.1	0.3	8.8	10.4	9.5
80-85	31.2	5.4	21.6	10.8	9.5
85-90	0.0	-4.6	-1.0	11.8	11.0

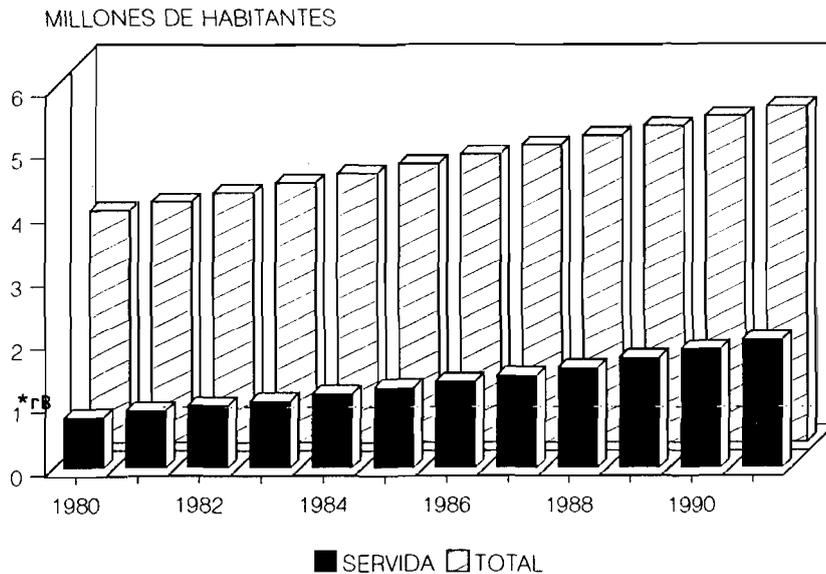
Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

Gráfico 1
 SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS: TASAS DE CRECIMIENTO
 DEL PIB Y DE LA GENERACION NETA DISPONIBLE (GND)



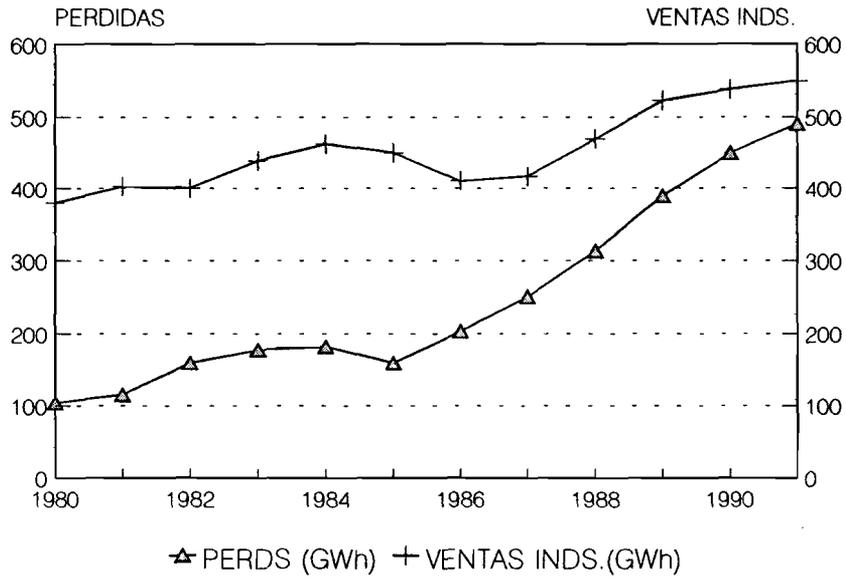
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 2
 SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
 POBLACION SERVIDA Y TOTAL



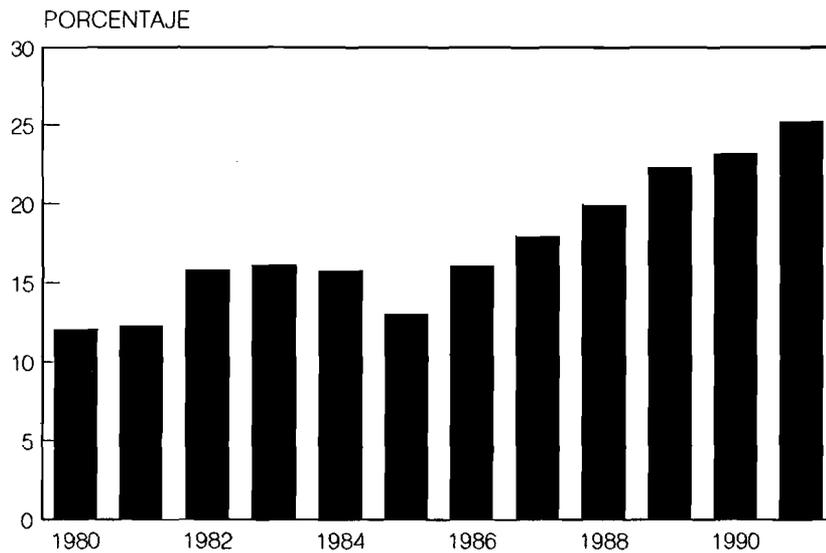
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 3
 SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
 COMPARACION ENTRE LAS PERDIDAS Y VENTAS INDUSTRIALES



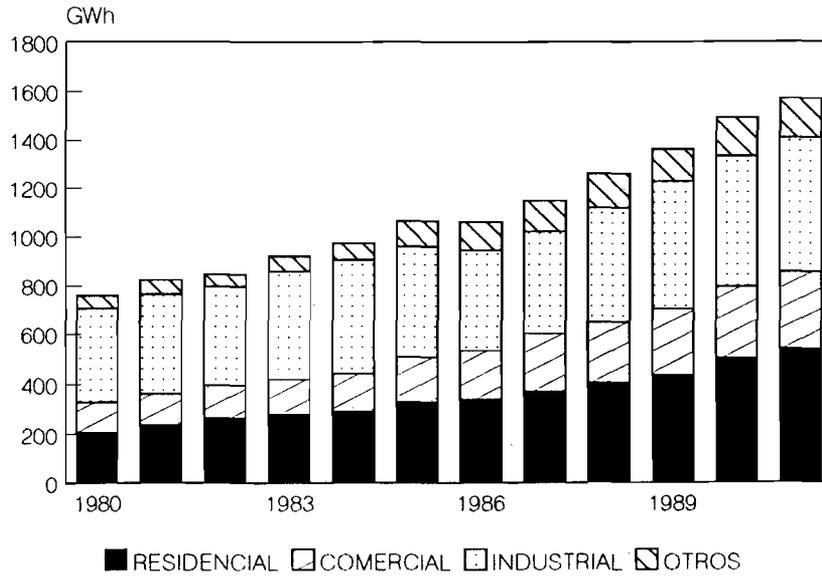
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 4
 SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
 EVOLUCION DE LAS PERDIDAS ELECTRICAS



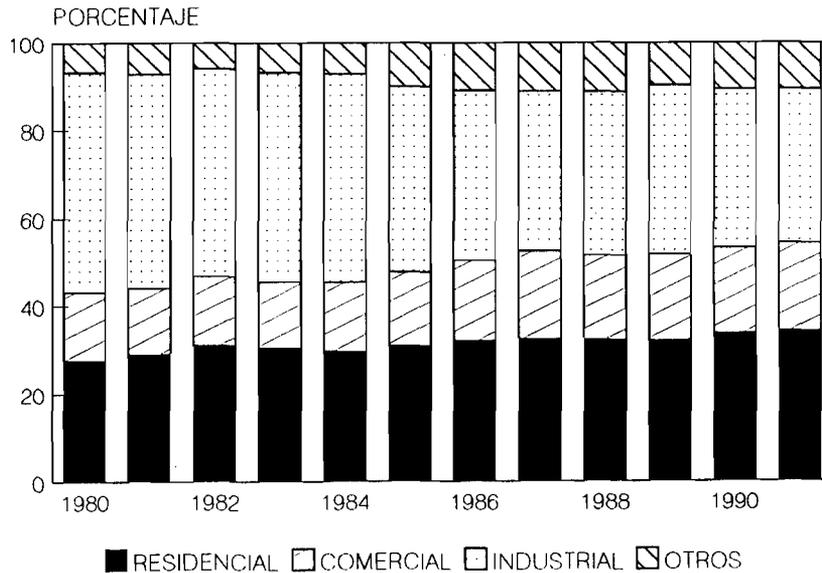
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 5
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
COMPOSICION DEL CONSUMO



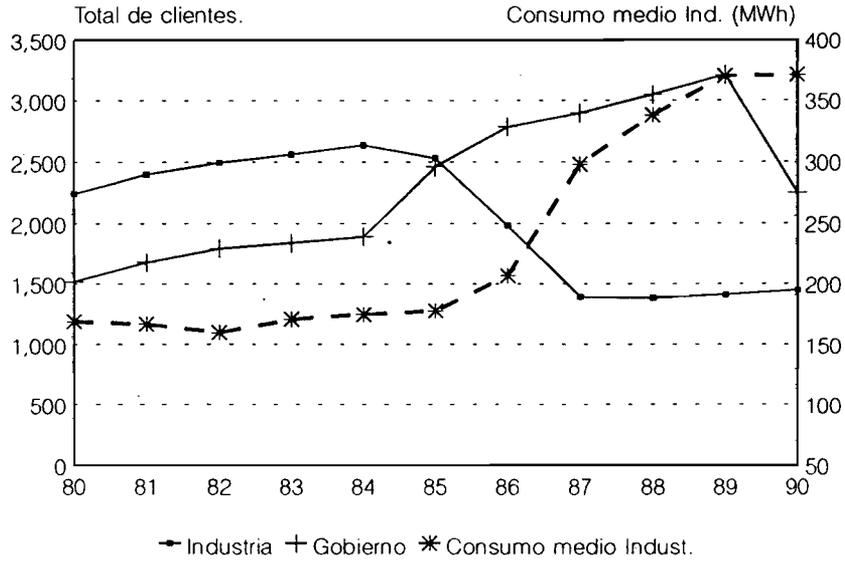
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 6
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
COMPOSICION PORCENTUAL DEL CONSUMO



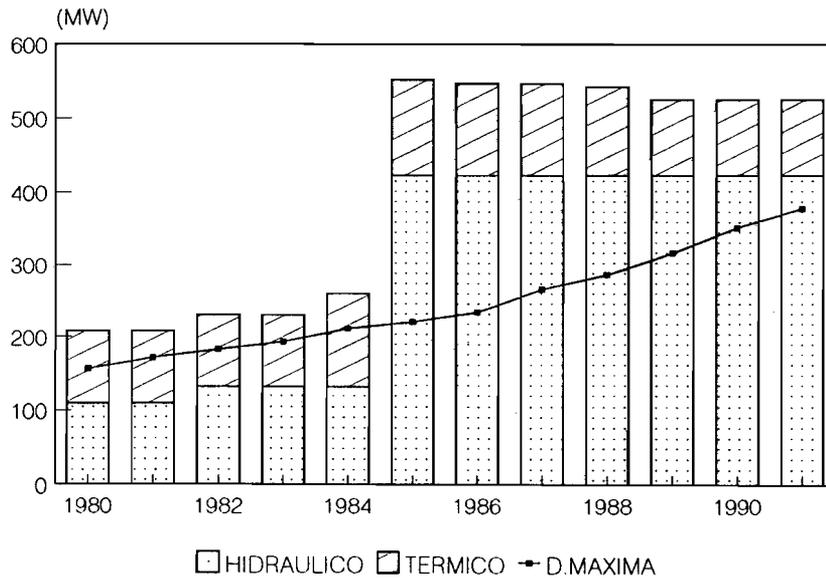
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 7
 SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS: NUMERO DE CLIENTES INDUSTRIALES
 Y DE GOBIERNO, Y CONSUMO MEDIO POR CONSUMIDOR INDUSTRIAL



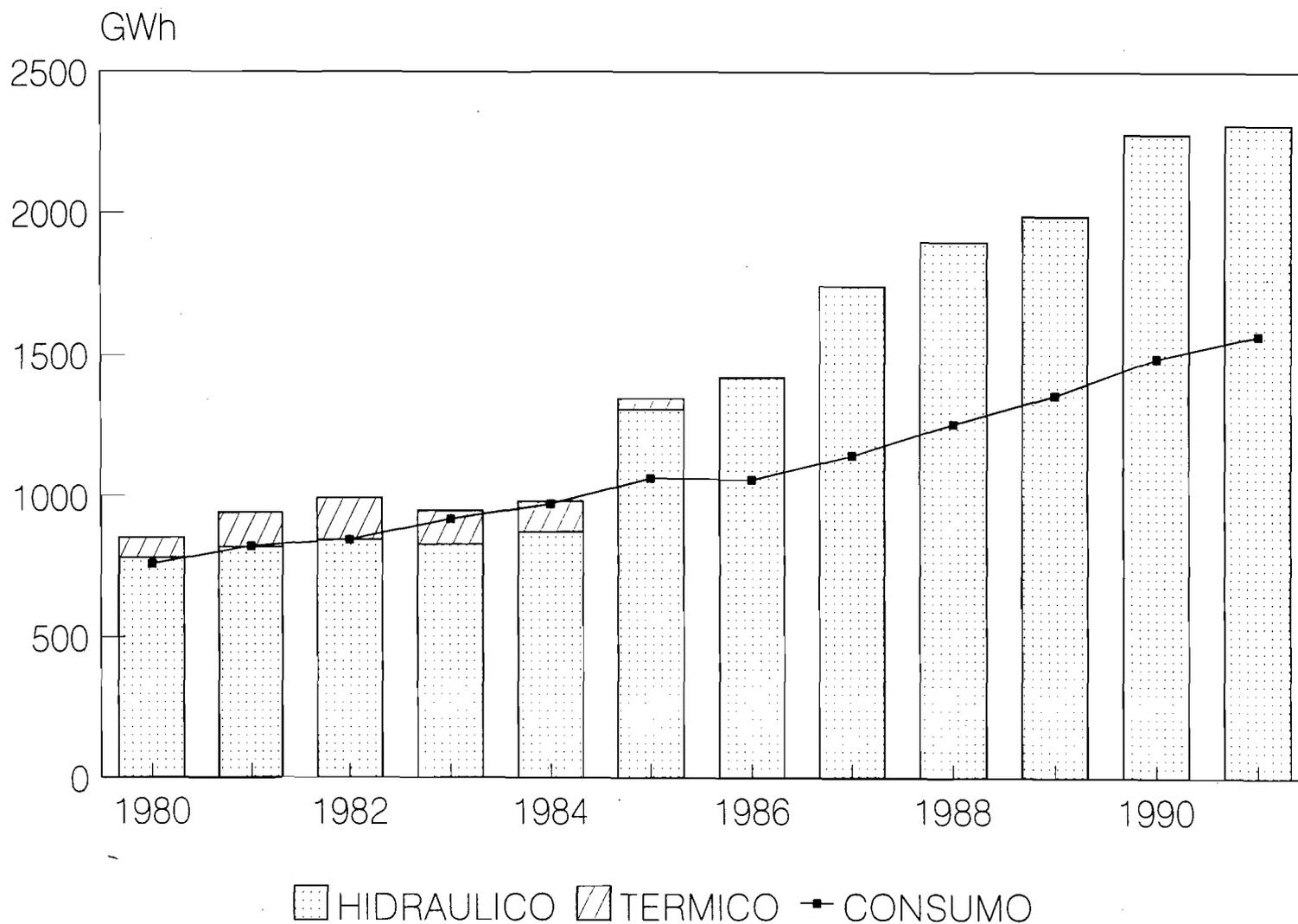
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 8
 SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
 COMPOSICION DE LA OFERTA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 9
 SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
 COMPOSICION DE LA GENERACION



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

III. ANALISIS DE LA SITUACION FUTURA

1. Introducción

En Honduras, la inversión en el subsector eléctrico está bajo la responsabilidad del Estado, que actúa como regulador y empresario. Esta situación torna muy delicada la decisión de asignar recursos. Si un cálculo erróneo condujera a un sobreequipamiento, se restarían medios económicos a otros sectores, con lo que se frenaría su desarrollo; en tanto que el subdimensionamiento de la capacidad instalada afectaría el desarrollo socioeconómico nacional, dado el papel cada vez más importante de la energía eléctrica. Sin duda, el equipamiento insuficiente, que conduce a racionamientos de energía eléctrica resulta muy costoso para la economía global. Pruebas palpables de esta aseveración las han sufrido en los últimos años varios países de América Latina.

Por otro lado, es de destacar el compromiso que tienen las empresas eléctricas estatales de proporcionar a los usuarios un servicio de buena calidad y con tarifas razonables. Dicho compromiso será demandado con mayor intensidad en los próximos años por los sectores productivos, los que, por la apertura de mercados, se ven obligados a buscar menores costos para los insumos, entre ellos la energía eléctrica, con el fin de lograr una mayor competitividad para sus productos.

En los estudios de expansión del subsector eléctrico intervienen muchos parámetros endógenos y exógenos, de manera que es muy difícil --por no decir imposible-- disponer de una herramienta única que los englobe a todos. Se han desarrollado algoritmos que analizan de manera independiente la previsión de la demanda eléctrica; la determinación de los planes de expansión de la generación; de la transmisión y distribución; la operación del sistema, etc.

Específicamente, dentro del proceso de planificación de la expansión de la generación del sistema eléctrico, la búsqueda de la mejor solución consiste en analizar un número muy grande de alternativas que satisfagan los requerimientos del mercado consumidor, y seleccionar de todas la que minimice una función objetivo previamente definida (generalmente, costos totales). Por el número de alternativas consideradas, es necesario

"simplificar" la representación de la operación de las centrales dentro del sistema.

Una vez determinada la secuencia óptima del plan de expansión de la generación, se analiza con mayor detalle la operación de las centrales dentro del sistema eléctrico, encontrando así la energía y potencia colocadas por cada central, sus costos de operación, el posible déficit y su costo. Cuando el sistema eléctrico es hidrotérmico, como el caso de Honduras, la oferta hidráulica es considerada como un evento aleatorio. Por último, se realiza una validación de los resultados encontrados, mediante un despacho de potencia de las centrales.

El diagrama adjunto muestra el esquema utilizado en este trabajo para evaluar el plan de expansión de la generación eléctrica en Honduras. El esquema de planificación considerado tiene como fundamento minimizar el costo total esperado de la expansión del sistema y de la operación del mismo. La generación y evaluación de secuencias de alternativas fueron desarrolladas con el modelo WASP III, 9/ que a partir de algoritmos de programación dinámica proporciona la secuencia de expansión óptima.

Para los diferentes escenarios estudiados, las secuencias óptimas encontradas fueron evaluadas en detalle: para el corto plazo, con el modelo SOSEICA, 10/ y para el mediano y largo plazos con el modelo DSP. 11/

El SOSEICA permite estudiar la operación de los sistemas de generación a nivel de frecuencia semanal. El DSP realiza los despachos de las centrales a partir de curvas mensuales potencia-energía (curva integrada de carga).

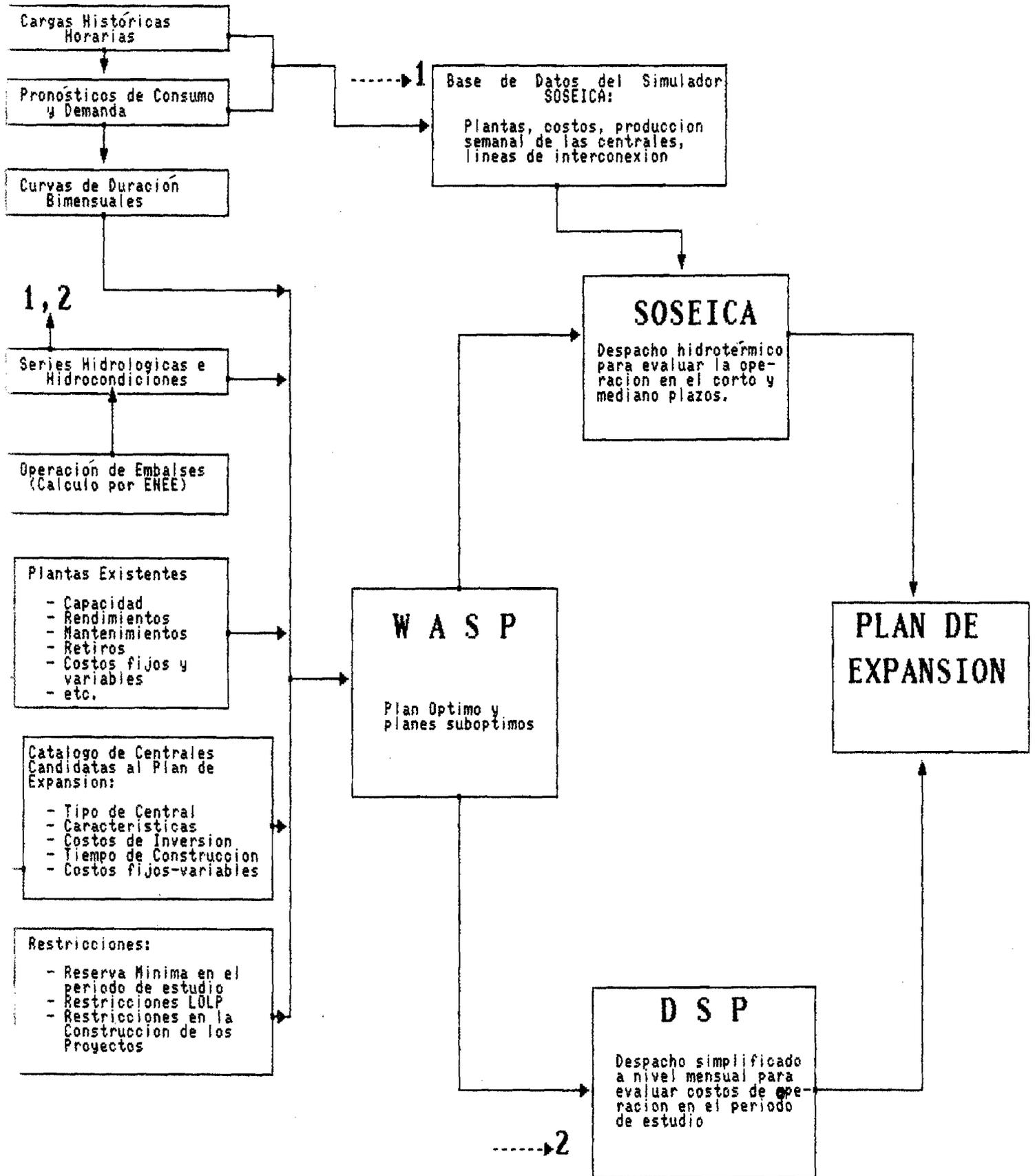
La información utilizada como entrada en los anteriores modelos fue obtenida directamente de la ENEE y de informes preparados por algunos consultores.

9/ Wien Automatic System Planning Package. Modelo desarrollado inicialmente por TVA (Tennessee Valley Authority) y modificado posteriormente por IAEA (International Atomic Energy Agency) y por la CEPAL.

10/ Simulador de la Operación de los Sistemas Eléctricos del Istmo Centroamericano, desarrollado por la CEPAL en el marco del Proyecto DIEICA.

11/ Modelo desarrollado por el consultor Franklin H. Campero.

Determinación del Plan Optimo



2. Previsión de la demanda de energía eléctrica

La previsión del consumo de energía eléctrica constituye el requisito fundamental para el dimensionamiento de futuras expansiones de los sistemas de generación, transmisión y distribución. El objetivo principal del pronóstico de la demanda de energía eléctrica es predecir las inversiones que se requiere efectuar y la oportunidad de las mismas para satisfacer las necesidades energéticas de los diferentes sectores de la economía.

Una de las metodologías utilizadas para pronosticar la demanda total del sistema consiste en desarrollar previsiones para cada sector consumidor (residencial, comercial, industrial, otros, etc.). Se aplican métodos técnico-económicos, que relacionan ciertos parámetros, los cuales se identifican como predictores del consumo de la energía eléctrica en cada uno de los sectores considerados; luego se lleva a cabo la integración total.

El Departamento de Planificación Económica de la ENEE tiene a su cargo la elaboración y actualización de los estudios de previsión de demandas y mercado eléctrico. En 1987 preparó un estudio detallado de mercado de energía eléctrica, el cual sirvió de base para el "Proyecto de Expansión y Mejoras a los Sistemas de Distribución de Siete Ciudades". Actualmente ese departamento está elaborando un nuevo estudio de mercado y estima que estará terminado en enero de 1993.

En este informe, los escenarios de demanda se definieron a partir de pronósticos globales, y toman en cuenta los principales supuestos del estudio de mercado anteriormente mencionado, el grado de avance de los proyectos de electrificación, proyectos industriales futuros, efecto de los programas de control y medición de pérdidas, ahorro y uso eficiente de la energía, y las demandas registradas en los últimos años, incluyendo los meses de enero a agosto de 1992.

A continuación se resumen los principales supuestos a partir de los cuales se establecieron las previsiones de demanda para los escenarios de estudio:

a) Referente al "Proyecto de expansión y mejoras de los sistemas de distribución de siete ciudades", el impacto sobre la demanda será mínimo

en los próximos años, por ya haberse ejecutado el componente de este proyecto que involucraba incorporar nuevos usuarios.

b) Se espera obtener resultados concretos del programa de control y medición de pérdidas a partir de los últimos meses de 1992. Se supone en todos los escenarios que el porcentaje actual de pérdidas (25%) será reducido a un 15% en los próximos cuatro años (1993-1996), implicando, por una parte, una reducción del consumo en 4% y, por otra, un incremento en la facturación en 6%. Estos efectos se consideran que serán mayores en los dos primeros años, en los que se estima serán alcanzadas las metas en un 75%.

c) Se ha pronosticado la Generación Neta Disponible (GND), la cual representa los requerimientos de energía del sistema, medidos a partir de la energía neta que deben entregar todos los generadores al sistema, más las importaciones, menos las exportaciones para satisfacer la demanda solicitada por las diferentes cargas, y más las pérdidas en transmisión, transformación y distribución. Es adecuado utilizar la previsión de la GND por ser este un parámetro del cual se llevan registros históricos detallados, incluso a nivel horario, lo que constituye una valiosa fuente de información tanto para los pronósticos de corto plazo (día, semana o mes) como para las predicciones de mediano y largo plazos. Desde el punto de vista contable, la GND incluye las pérdidas técnicas (efecto de joule en líneas, transformadores y redes de distribución), la energía consumida (en principio la energía registrada en los medidores) y las pérdidas no técnicas (errores de medición y facturación, y hurto de energía).

d) Se consideran tres escenarios de demanda, denominados bajo, medio y alto, cuyas tasas de crecimiento son las siguientes, y se comparan con valores registrados en el período 1980-1991.

<u>Escenario</u>	<u>Tasa (%)</u>	<u>Explicación</u>
Bajo	4.2	Promedio de los dos crecimientos anuales más bajos ocurridos en el período 1980-1991.
Medio	6.0	Promedio de los cinco crecimientos anuales más bajos registrados en el período 1980-1991.
Alto	10.5	Crecimiento promedio observado en el período 1980-1991.

Las tasas anteriores se ven modificadas en los primeros cuatro años como consecuencia del programa de control y reducción de pérdidas que se explicó en el inciso b). La tasa de crecimiento de la GND se modificará durante los primeros años, de acuerdo con la siguiente relación:

$$GND_i = GND_{i-1} \cdot (1+t) \cdot \left[1 - \left(.25 - \sum_{k=0}^{i-1} r_k \right) \right] \cdot r_i$$

donde GND_i = generación neta disponible en el año i

t = tasa de crecimiento anual para cada escenario

r_i = tasa de disminución de las pérdidas en el año i

A continuación se muestran las tasas de crecimiento de los primeros años, las cuales han sido afectadas por el factor de la anterior expresión:

	<u>Tasas (%) para cada escenario</u>		
	<u>Bajo</u>	<u>Medio</u>	<u>Alto</u>
1993	3.7	5.5	9.9
1994	4.0	5.8	10.2
1995	4.1	5.9	10.4
1996	4.1	5.9	10.4
1997-2005	4.2	6.0	10.5

e) Los tres escenarios parten de la GND de 1992 como punto de referencia común. De acuerdo con los valores registrados hasta el 31 de agosto de este año, se estimó conjuntamente con técnicos del Departamento de Operación de la ENEE, que la GND será de 2,300 GWh, la cual representará un crecimiento del 9.6% con respecto a 1991.

f) Se incluyen los efectos del programa de ahorro y uso eficiente de energía a partir de 1994, considerando una mejoría paulatina del factor de carga del sistema, desde el 63.6% en 1993 hasta el 66% en el año 2005. Esta mejoría del factor de carga implica una disminución de 25, 31 y 54 MW de los requerimientos de potencia de punta, para los escenarios bajo, medio y alto, respectivamente, al final del período de estudio.

g) Se consideran en las previsiones la presencia de proyectos industriales específicos, correspondiendo principalmente a zonas francas (Buena Vista, Tegucigalpa, Puerto Cortés y La Lima), industrias de procesamiento de camarón (Granjas Marinas San Bernardo y CUMAR) y proyectos turísticos (Bahía de Tela). La información de estas cargas fue proporcionada por el Departamento de Comercialización de la ENEE. La incidencia de estos proyectos sobre las predicciones de potencia y energía es la siguiente:

Tipo de Industria	Carga (MW)	Consumo (GWh)	
		Anual	Acumulado
1993 Zonas Francas	9.7		
Proyectos Turísticos	7.3		
Total	<u>17.0</u>	60	60
1994 Zonas Francas	22.8		
Camaricultura	6.9		
Total	<u>29.7</u>	104	164
1995 Zonas Francas	<u>12.2</u>	43	207
<u>1998 Proyectos Turísticos</u>	<u>13.8</u>	<u>48</u>	<u>255</u>
Total	72.7	255	

h) Las variaciones estacionales de la demanda máxima y el consumo se calcularon a partir de los valores mensuales registrados en los últimos cinco años. Los índices estacionales utilizados en las simulaciones, para los tres escenarios, se obtuvieron usando la técnica de ajuste exponencial para eliminar el componente de tendencia, presente en esos años.

En el anexo I, los cuadros I-1 al I-5 muestran los pronósticos, a nivel mensual, para los tres escenarios, en el período 1993-2005, los valores mensuales históricos, de demanda y GND durante el lapso 1990-1991, y la distribución regional actual de las cargas.

En el gráfico 10 aparecen las previsiones de potencia (demanda máxima), para los tres escenarios y la capacidad instalada que se propone en este estudio para el escenario de demanda medio; esto último se trata en el punto 5 de este capítulo. El gráfico 11 muestra el cubrimiento de la energía para el escenario de demanda medio. Se observa en este gráfico un déficit para 1993, lo cual se trata en el punto siguiente.

En el cuadro 4 se muestran las previsiones de potencia (demanda máxima) y energía, resultantes para los tres escenarios. A continuación se resumen los escenarios de demanda considerados:

ESCENARIOS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

	Escenarios					
	Bajo		Medio		Alto	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
1991 <u>a/</u>	377	2099	377	2099	377	2099
1992 <u>a/</u>	413	2300	413	2300	413	2300
1993	439	2245	447	2487	465	2588
1995	498	2789	522	2926	586	3282
2000	602	3424	683	3890	934	5317
2005	718	4148	886	5119	1487	8594

a/ Datos registrados para 1991 y estimados para 1992.

3. Análisis del corto plazo (1993-1995)

Antes de realizar un estudio de planificación, es necesario analizar la situación actual. De esta manera, se partirá de un estado inicial que en buena medida refleje los problemas principales que se presentarán en el corto plazo y poder articular mejor la planificación del corto con las del mediano y largo plazos.

En la planificación de sistemas eléctricos se reconoce como corto plazo un horizonte en el cual no es posible la gestación de un proyecto nuevo de generación; por ejemplo, si la próxima adición consiste en turbinas de gas, como es el caso de Honduras, el corto plazo sería de uno a dos años.

El análisis de corto plazo que a continuación se presenta tiene entonces como principal objetivo servir de base al estudio de expansión del sistema. A pesar de que incluye los programas de rehabilitación y mantenimientos contemplados por la ENEE, no representa un estudio de planeamiento operativo. Sin embargo, sobre la base de los resultados obtenidos, se recomienda abordar, con carácter urgente, estudios detallados de planeamiento operativo, incluyendo el manejo interanual del embalse Morazán, al menos para los próximos tres años. De acuerdo con dichos estudios se debería definir un perfil de nivel versus tiempo para el embalse y, de esta manera, tomar decisiones preventivas y oportunas para

generar con térmico y/o importar energía, a fin de eliminar o reducir los desabastecimientos.

En este reporte se dio énfasis a los problemas principales que podrían presentarse para el abastecimiento de la demanda y en proponer las mejores soluciones para superar las posibles crisis en el suministro. Por ello se incluyeron, de manera específica, los programas de mantenimiento y rehabilitación de centrales que tiene previstos la ENEE y que deberán ejecutarse sin postergaciones.

a) Programas de mantenimiento y rehabilitación de centrales

En los últimos años se han venido postergando los programas de mantenimiento y rehabilitación de centrales. Hasta recientemente, la ENEE logró el apoyo financiero necesario para ejecutar las rehabilitaciones y mantenimientos mayores --de centrales hidroeléctricas y térmicas--, indispensables para poder lograr el balance oferta-demanda de los próximos años.

El cuadro 5 muestra la disponibilidad mensual de las unidades de las centrales generadoras para 1993, 1994 y 1995. En los dos primeros años puede apreciarse un programa intensivo de mantenimientos, y a partir de 1995 un programa normal de mantenimientos preventivos.

En la central térmica La Ceiba se iniciará en 1993 la reparación de las bases de las máquinas. La central de Puerto Cortés (unidades Alsthom) requiere una reparación mayor (overhaul) que implicará dejar fuera a cada unidad por un período de al menos seis semanas.

En cuanto a las centrales hidroeléctricas, se han programado mantenimientos en Río Lindo, que tendrá la mitad de su capacidad disponible en los meses de enero y febrero de 1993, y en el Nispero, la cual estará fuera de operación en los meses de febrero a junio del mismo año por requerir de una reparación mayor (overhaul). En la central Francisco Morazán (anteriormente El Cajón) se dañó el "anillo contralaberinto" de la Unidad No. 1, que ya fue reparada; sin embargo, se requerirán reparaciones similares en las otras tres unidades; se estima que el tiempo medio de reparación de cada unidad será de seis meses.

b) La operación en el período 1993-1995

Los cuadros del 6 al 11 muestran un resumen de la operación del sistema de generación a nivel mensual, para el período 1993-1995. Cada cuadro se acompaña con un gráfico para facilitar su interpretación. Los cuadros con el título "Recursos de potencia" contienen el balance de potencia disponible en las centrales frente a la demanda máxima esperada en cada mes. Los cuadros con el título "Despacho de Energía" muestran los resultados de un despacho a nivel mensual, que se obtuvo sobre la base de la curva de carga integrada, utilizando el método de Jacobi. En estos despachos se ha considerado el programa de mantenimiento del cuadro 5, comentado anteriormente. Como energía mensual producida por cada central hidroeléctrica se utilizó un valor correspondiente a una condición hidrológica promedio (valor esperado de la hidrología).

Se consideró la entrada de turbinas de gas en dos grupos; el primero de 75 MW en 1994, y el segundo de 50 MW para 1995. La capacidad de estas centrales fue determinada de acuerdo con el análisis de expansión que se explicará más adelante, en este capítulo. Los resultados más importantes del análisis para el corto plazo se comentan a continuación:

1993 (cuadros 6 y 7)

i) Las reservas de potencia y energía son muy pequeñas en todos los meses, e incluso negativas. Ello refleja la disminución de la capacidad disponible por la salida de las unidades a mantenimiento.

ii) Resulta un déficit de 115 GWh para este año, si bien una operación interanual adecuada del embalse de Francisco Morazán podría reducirlo. El paro forzado e imprevisto de alguna unidad, o bien un alargamiento en el programa de mantenimientos, podrían incrementar fácilmente el déficit.

iii) Aun con el programa de mantenimientos supuesto, el bloque térmico está participando con un factor de planta alto (0.51, equivalente a operar más de 4,450 horas al año). Debe indicarse que ese factor de planta corresponde al factor promedio para todo el año, requiriéndose en algunos meses una operación con factor de planta mayor. Una

indisponibilidad de las unidades térmicas, mayor a la supuesta en el programa de mantenimiento, incrementaría el déficit de energía calculado para 1993. Es indispensable cumplir con el cronograma del programa de rehabilitación y mantenimientos de las unidades y, en todo caso, se deberían hacer esfuerzos para reducir los tiempos de las reparaciones, con lo cual se disminuirían los montos del desabastecimiento.

iv) La compra de energía a países vecinos --principalmente a Nicaragua, que acaba de adquirir nuevas turbinas de gas, y a Costa Rica, que cuenta con una mayor reserva-- sería un valioso recurso que permitiría a la ENEE eliminar parte o todo el déficit de energía en 1993. Se recomienda iniciar desde ahora las gestiones con los países vecinos.

1994 (cuadros 8 y 9)

v) Se ha supuesto la entrada en operación de una turbina de gas de 75 MW de capacidad al inicio de 1994. Únicamente en la Central Francisco Morazán se realizan mantenimientos extraordinarios en una unidad.

vi) La situación de 1994 se volvería crítica si se atrasara la entrada en servicio de la nueva turbina de gas. Sin duda, lograr que dicha unidad esté en operación en enero de 1994 impone un cronograma muy apretado (negociaciones del financiamiento, contrato y compra de la unidad, ampliación de la subestación, montaje, etc.). A fin de ilustrar el impacto en el atraso de esta unidad, en el gráfico 12 se muestra una estimación del déficit de energía que podría ocurrir si la unidad entrara a principios de cada uno de los trimestres de 1994, y para los casos de capacidades de 75 MW y 50 MW. El peor de los casos sería que no entrara ninguna unidad en 1994; el desabastecimiento sería cercano a los 200 GWh.

vii) Con la puesta en servicio en enero de 1994 de la turbina de gas de 75 MW, ocurren déficit menores únicamente en dos meses, los cuales podrían eliminarse con un adecuado manejo del embalse o bien por medio de compras de energía a países vecinos.

viii) Al igual que en 1993, las centrales térmicas juegan un papel importante en el despacho, operando con un factor de carga promedio de 0.56 (más de 4,900 horas al año).

1995 (cuadros 10 y 11)

ix) Se ha supuesto la entrada de una segunda turbina de gas al inicio de 1995, con capacidad de 50 MW. Únicamente en la Central Francisco Morazán se realizan mantenimientos extraordinarios en la última de sus unidades.

x) Sólo se tendría un déficit pequeño en mayo, el cual podría ser superado con un adecuado manejo de los embalses o bien por medio de compras de energía a países vecinos.

xi) Al igual que lo observado en 1993 y 1994, la participación térmica es apreciable en el despacho, operando el bloque térmico con un factor de planta de 0.48 (alrededor de 4,200 horas al año). Un objetivo importante en la operación de los sistemas deberá ser el cumplimiento de los programas de mantenimiento preventivo de las unidades, lo que permitirá reducir al mínimo las salidas forzadas y garantizar una mejor confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica.

xii) Las restricciones a que se verá sometido el sistema eléctrico hondureño requerirán poner suma atención a la utilización de los recursos con que se cuenta, particularmente los hidroeléctricos. Las decisiones que se tomen sobre la operación de los embalses podrán reducir o inclusive eliminar los riesgos de racionamiento en los próximos años. La negociaciones de compra de energía con países vecinos y los cumplimientos de los programas de mantenimientos y adquisición de la nueva turbina de gas permitirán manejar con una mejor holgura los embalses.

c) Acciones inmediatas que se recomiendan

Se recomienda formular un plan operativo de corto plazo, el cual deberá iniciarse de inmediato y con un seguimiento cuidadoso. Entre las actividades que se deberían incluir se encuentran las siguientes:

i) Programación detallada, identificando actividades, recursos, tiempos, responsables y ruta crítica para los programas de mantenimiento.

ii) Programación detallada, identificando actividades, recursos, tiempos, responsables y ruta crítica para la adquisición de las turbinas de gas que se recomiendan en este documento (proyecto térmico No. 1). El

retraso en la entrada de estas unidades prolongaría, aumentado, el desabastecimiento para 1994.

iii) Establecimiento de la mejor política de operación de embalses (determinación de los volúmenes de agua a turbinar, a nivel de mes, semana y día), que minimice el riesgo de desabastecimiento; una decisión errónea podría implicar racionamientos o bien mayores importaciones de energía térmica de los países vecinos. Esta debe ser una actividad continua, dado que esta política operativa deberá ser ajustada de acuerdo con las condiciones hidrológicas que se presenten en los próximos meses. Sobre la base de los comentarios expresados por técnicos del Departamento de Operación de la ENEE, las herramientas con que actualmente se cuenta no son las más adecuadas para el manejo de un embalse plurianual con las características del existente en la central Francisco Morazán. Para obtener una herramienta más completa, se recomienda a la ENEE solicitar, a través de la dirección del PARSEICA, la liberación inmediata del modelo de planeamiento operativo que está desarrollando el consultor de PROMON. Paralelo a lo anterior y para prever que dicho modelo aún no esté habilitado, se recomienda buscar otra alternativa para ejecutar los estudios.

iv) Planificación de la interconexión. Se recomienda propiciar reuniones con los países del bloque sur (Nicaragua, Costa Rica y Panamá) a fin de determinar los bloques de energía disponibles y sus costos, así como negociar los mismos para 1993. Esta actividad, conjuntamente con las descritas anteriormente, constituyen el núcleo del programa de emergencia. Existe una alta interacción entre las tareas, por lo que se requiere mucha coordinación entre las distintas partes involucradas.

v) Programa de racionamiento. La magnitud del embalse de la central Francisco Morazán y las posibilidades de compra de energía a países vecinos parecen indicar que los riesgos por desabastecimiento se podrán reducir; sin embargo, tomando en cuenta las experiencias habidas en países del Istmo Centroamericano durante la sequía de 1991, es recomendable que los departamentos encargados de las áreas comercial y operativa de la ENEE estudien y definan programas de racionamiento para diferentes niveles de déficit, tomando en cuenta que estos programas deberán ir enfocados a la reducción del impacto del racionamiento en los usuarios. También se

considera muy recomendable diseñar y establecer campañas publicitarias para orientar al público para impulsar el ahorro de energía. La identificación del comportamiento de las cargas industriales podría conducir a programas conjuntos con ese sector para la administración de la demanda durante 1993.

vi) Adquisición de turbinas de gas (proyecto térmico No. 1). Esa actividad fue mencionada entre las tareas del plan de emergencia. Se recomienda la adquisición de grupos de turbinas de gas, con capacidad de 125 MW, 75 MW para entrar en 1994 y 50 MW en 1995. Las autoridades de la ENEE deberán definir aspectos relacionados con el financiamiento y ubicación de estas unidades y proceder de inmediato a la compra e instalación de las mismas. En el anexo III de este documento se analizan los aspectos con relación a las características y tecnologías disponibles en el mercado, los cuales deberán ser considerados por la ENEE al evaluar las opciones que presenten los distintos oferentes.

4. El mediano y largo plazos. Análisis de la expansión

a) Disponibilidad de nuevas centrales

El objetivo de la planificación de sistemas eléctricos es realizar estudios conducentes a tomar decisiones que permitan satisfacer el crecimiento del consumo con una buena calidad del servicio 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 el programa de obras de generación que abastezca la demanda a costo mínimo. Se entiende, además, que este abastecimiento se realiza con "un grado razonable de seguridad".

Los estudios de ingeniería clásica, que determinan las características físicas de los proyectos y las cantidades de obra, los costos que permiten encontrar el presupuesto de las obras a realizar, y los hidroenergéticos que suministran la energía afluyente a cada central hidráulica en función de la probabilidad de ocurrencia de la hidrología, han sido realizados por la ENEE y en este informe son tomados como base de información.

Para satisfacer la demanda futura de energía eléctrica se cuenta con centrales hidráulicas con y sin embalse de regulación, térmicas de carbón, diesel lento que consumen búnker C, y turbinas de gas que utilizan diesel.

Las plantas hidráulicas sólo podrían entrar en servicio a partir de 1998, por lo que el equipamiento hasta ese año deberá estar basado en centrales térmicas.

Por las características de tiempo de construcción de las centrales térmicas, hasta 1994 las únicas centrales que podrían agregarse para abastecer la demanda futura son las turbinas de gas. Las plantas diesel pueden considerarse a partir de 1995. Sólo a partir de 1997 se podrá contar con las centrales de vapor que utilicen como combustible derivados del petróleo (búnker) o bien carbón.

Los estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos que está finalizando el consultor Lahmeyer con la supervisión de un grupo de especialistas de la ENEE, han determinado como factibles en las cuencas bajo estudio tres plantas hidroeléctricas. Algunas opciones que anteriormente se habían estudiado fueron eliminadas por razones técnicas, principalmente por causas asociadas a la geología de los sitios.

En el cuadro siguiente se presentan las fechas más tempranas en que las proyectos hidroeléctricos factibles pueden incorporarse como alternativas de equipamiento dentro del plan de expansión:

Nombre de la Central	Capacidad (MW)	Fecha más temprana	Costo (\$/kW)
Agua de la Reyna	58	1998	3,699
Naranjito	136	1999	3,295
Sico II	103	1999	4,854

El cuadro 12 contiene los presupuestos de los proyectos futuros, tanto hidráulicos como térmicos, considerados como alternativas para cubrir la demanda de energía eléctrica. Tomando como base la tasa de actualización del 10%, se han encontrado algunos índices de rentabilidad

de los proyectos futuros, que indican la bondad de cada uno de ellos. El nivel de precios utilizado corresponde a enero de 1992.

b) Supuestos para la evaluación del plan óptimo

A continuación se describen los principales supuestos a partir de los cuales se hizo la evaluación del plan óptimo:

i) La demanda de energía eléctrica corresponde a la definida por la CEPAL como "escenario medio". El período de estudio abarca de 1994 a 2005.

ii) El catálogo de plantas hidroeléctricas, candidatas al plan de expansión, está conformado únicamente por los proyectos Agua de la Reyna, Naranjito y Sico II (véase en el cuadro 12 la información sobre los costos).

iii) Para las simulaciones iniciales, se consideró un catálogo de centrales termoeléctricas, el cual se redujo eliminando las opciones con poca probabilidad de utilizarse. La optimización final considera las siguientes centrales:

Tipo de unidad	Capacidad del grupo (MW)	Rendimientos	
		kcal/kWh	%
Diesel de baja velocidad	2x20	2,143	40
Turbinas de Gas, Grupo 1	50	2,867	30
Turbinas de Gas, Grupo 2	75	2,687	32
Vapor carbón 1	75	2,900	30
Vapor carbón 2	115	2,755	31
Vapor carbón 3	150	2,726	32
Vapor búnker 1	75	2,837	30

Nota: 1 kWh = 860.07 kcal.

Los rendimientos considerados corresponden a valores típicos de esas centrales. Para estudios de factibilidad de proyectos específicos, deberán evaluarse opciones que representen nuevas tecnologías disponibles en el mercado. (Véase el anexo III, para el caso de turbinas de gas.)

iv) Se consideran grupos diesel de 2x20 MW de capacidad cada uno, los cuales ya han sido contemplados en planes de expansión anteriores.

Este tipo de unidades opera en la base y en la semibase de la curva de carga.

v) Las turbinas de gas se utilizan para satisfacer las necesidades en la punta de la curva de carga. Se consideran bloques de 50 MW y de 75 MW.

vi) Se consideró que la primera turbina de gas podría entrar a partir de 1994, de forma que la primera decisión que se evalúa es la capacidad más favorable para esta unidad.

vii) Como unidades de base se han considerado centrales de vapor operadas con carbón (con capacidades de 75, 115 y 150 MW) y plantas de vapor a base de búnker C, de 75 MW de capacidad.

viii) Se ha supuesto en este estudio que la ENEE ha avanzado en su programa de rehabilitación de centrales térmicas (véase de nuevo el cuadro 5), considerándose disponibles, a partir de 1993, las siguientes unidades:

Planta	Capacidad (MW)	Año de retiro
Puerto Cortés I	4x7.5	2001
Puerto Cortés II	4x7.5	2005
La Ceiba	4x7.0	2001

Para estas centrales se han considerado mantenimientos programados anuales de 2 meses, una tasa de salida forzada del 8% y una reducción de su capacidad en un 10%.

ix) Se estiman como restricciones a satisfacer a partir de 1996: tener un margen de reserva de potencia mínimo del 15% y una probabilidad de pérdida de carga menor de 1 día al año. En 1993, 1994 y 1995 no sería posible lograr ese margen de reserva, por existir restricciones derivadas del programa de mantenimientos y rehabilitación de centrales.

x) La energía no suministrada ha sido evaluada a un equivalente de 60 centavos de dólar por kWh. Este valor se considera típico para reflejar el costo que tienen para los usuarios y para la sociedad en general, los racionamientos de servicio eléctrico.

xi) Para actualizar las inversiones y los costos de operación de cada alternativa se utiliza una tasa del 10%.

xii) Los precios del petróleo y sus derivados que se utilizan en este estudio fueron calculados estimando los precios medios observados en el mercado petrolero de la costa del Golfo --durante 1989 y 1990, y el primer semestre de 1992--, el flete promedio y un sobrecosto o porcentaje para la refinería. Para el carbón se han considerado los precios en el mercado internacional de ese energético, los costos del flete marítimo y terrestre y los costos de embarque y desembarque. A continuación se resumen los precios y poderes calóricos de los combustibles utilizados:

	Unidad	Búnker	Diesel	Carbón
Precio	(1)	15.0	25.0	47.2
	(2)	941.6	1701.2	812.0
Poder calórico	(3)	1.5929	1.4696	5812.0

Unidades: (1) = Dólares/Bbl y dólares/ton para petróleo y carbón, respectivamente.
 (2) = Centavos de dólar/millones de kcal.
 (3) = Millones de kcal/Bbl; para carbón, kcal/kg.

xiii) En la evaluación de alternativas, que se exponen a continuación, se hace referencia al valor de la función objetivo de cada alternativa, el cual es utilizado por el modelo WASP para comparar las secuencias. Dicha función objetivo es calculada por el modelo, incluyendo los costos de operación, los costos de la energía no suministrada y las inversiones, suponiendo que estas últimas ocurriesen en un solo desembolso a principios del año cuando entran a operar los proyectos. Este procedimiento es válido para fines de comparación de secuencias, pero representa, en general, una reducción en el valor presente de las mismas.

5. Evaluación del plan óptimo

Sobre la base de las consideraciones, criterios y restricciones antes expuestos, se evaluó el plan óptimo, obteniendo como resultado la secuencia de expansión No. 1, que se lista a continuación:

Secuencia 1:	Optima	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor carbón	150
1999	Turbina de Gas	75
2001	Diesel Lenta	2x20
	Turbina de Gas	75
2002	Diesel Lenta	2x20
2003	Diesel Lenta	2x20
2004	Turbina de Gas	50
2005	Turbina de Gas	75

Resumen

Turbinas de gas	400
Diesel baja vel.	120
Vapor carbón	150
Subtotal termo.	670
Subtotal hidro	0
Total secuencia	670

Función Objetivo: 457 millones de dólares.

El plan óptimo merece los siguientes comentarios:

a) Aun con la instalación de un primer grupo de turbinas de gas de 75 MW en 1994, el sistema necesita instalar un segundo grupo de 50 MW al año siguiente (1995), es decir, el sistema requiere centrales de ese tipo para satisfacer sus necesidades en la punta de la curva de carga. Se recomienda al Departamento de Planificación Económica de la ENEE, dados los avances para la obtención de la primera turbina de gas, optimizar la adquisición de turbinas de gas por 125 MW, que deberán instalarse en el corto plazo.

b) En 1997 resulta una central de carbón de 150 MW. Esta es suficiente para que el sistema hondureño pueda satisfacer todos sus requerimientos de energía de base hasta el año 2001, año a partir del cual aparecen tres grupos diesel de baja velocidad (2x20 MW cada uno). Como unidades de punta, se adicionan al sistema dos turbinas de gas de 75 MW cada una (una en el 2001 y otra en el 2005) y una de 50 MW (en el 2004).

c) No se contempla en este plan ninguna adición de centrales hidroeléctricas, principalmente por dos razones: su alto costo de instalación y su tiempo de construcción. Recomendación obligada de este estudio es hacer notar la imperiosa necesidad de hacer una revisión exhaustiva de las alternativas recomendadas por Lahmeyer como mejores desarrollos hidroeléctricos: revisión de los sitios propuestos, revisión de las soluciones y configuraciones propuestas, revisión general de los estudios, costos, etc. Parte de la colaboración que presta el gobierno canadiense a través de los consultores Shawinigan-Lavalin, podrían utilizarse para este propósito, y de esta forma asegurar un mejor Plan de Desarrollo del Subsector Eléctrico, que estos consultores preparan.

d) El plan óptimo queda integrado por 670 MW térmicos, correspondiendo 400 MW a turbinas de gas, 120 MW a grupos diesel de baja velocidad y 150 MW a una central carboeléctrica.

e) En cuanto a las adiciones de turbinas de gas y grupos diesel después del año 2000, éstas deben considerarse con fines orientativos y responden a las necesidades de centrales de carga de punta y de media base que el sistema requiere. El cuadro 13 resume las secuencias encontradas luego de efectuar el análisis de sensibilidad; puede observarse en este cuadro las variaciones presentadas respecto del plan óptimo, especialmente en los últimos años del período en estudio.

f) El cuadro 14 muestra el calendario de inversiones y el flujo de caja para la secuencia óptima. En valor actual, el costo de esta secuencia es de 630 millones de dólares, correspondiendo 42% a inversiones en generación, 8% a operación y mantenimiento, 39.4% a combustibles y 10.6% al costo de la energía no suministrada. Esta última es especialmente alta en 1993. En promedio, la ENEE necesita invertir, en proyectos de generación, 37 millones de dólares anuales durante el período 1993-2005. Debe observarse los requerimientos crecientes de combustibles, que de un

valor de 8 millones de dólares, en 1993, llega a 52 millones de dólares en el año 2000. (Véase el punto 7, referente a combustibles.)

g) Se han analizado nueve opciones subóptimas. La función objetivo no varía más del 1%, al hacer pequeñas variaciones en la secuencia de entrada de las centrales termoeléctricas, principalmente en los últimos años del período de estudio. Lo anterior es el soporte para recomendar la conveniencia de realizar un estudio profundo para definir la mejor forma de inversión en los futuros proyectos termoeléctricos, evaluando otros beneficios que no se pueden cuantificar con los resultados iniciales del modelo WASP (beneficios de las interconexiones, por ejemplo). Se analizan a continuación dos opciones subóptimas; en una se ha atrasado la entrada de la central carboeléctrica para el 2001 y en la otra se considera una segunda unidad carboeléctrica en el 2001. Se identifican estas secuencias con los numerales 1.1 y 1.2 y sus programas de inversión se muestran en los cuadros 15 y 16, respectivamente.

Secuencia 1.1:	Subóptima	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Diesel Lenta	2x20
1998	Diesel Lenta	2x20
1999	Diesel Lenta	2x20
2000	Turbina de Gas	50
2001	Vapor Carbón	150
2002	Turbina de Gas	75
2003	Agua de la Reyna	58
2005	Turbina de Gas	75
<u>Resumen</u>		
	Turbinas de Gas	325
	Diesel baja vel.	120
	Vapor carbón	150
	Subtotal termo.	595
	Subtotal hidro	58
	Total secuencia	653

Función Objetivo: 459 millones de dólares

Secuencia 1.2:	Subóptima	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor Carbón	150
1999	Turbina de Gas	75
2001	Vapor Carbón	150
2002	Turbina de Gas	75
2004	Turbina de Gas	50
2005	Diesel lenta	4x20

Resumen

Turbinas de Gas	325
Diesel baja vel.	80
Vapor carbón	300
Subtotal termo.	705
Subtotal hidro	0
Total secuencia	705

Función Objetivo: 461 millones de dólares

h) La comparación del valor resultante para la función objetivo de las alternativas muestra pequeñas diferencias entre la alternativa óptima y las dos subóptimas presentadas. Sin embargo, al hacer un análisis detallado a nivel mensual, considerando los programas de inversión de los proyectos de acuerdo con la distribución que se muestra en el cuadro 12, las diferencias que se encuentran son más apreciables (véanse los valores presentes para las secuencias 1, 1.1 y 1.2 en los cuadros 14, 15 y 16.) Por ejemplo, el desplazamiento de la unidad de carbón al 2001 y el equipamiento escalonado con grupos diesel en los años 1997, 1998 y 1999 permitirían a la ENEE diferir una inversión mayor en la central carboeléctrica debiendo enfrentar costos mayores por concepto de combustibles (véase de nuevo el cuadro 15) y quedando más vulnerable al impacto de las variaciones en los precios del petróleo. La alternativa de una central carboeléctrica en una o dos etapas (secuencias 1 y 1.2) tienen como ventajas, por una parte, la utilización de un combustible cuyos precios son más estables y, por la otra, permitiría una mejor utilización

de los recursos, incluyendo un mejor aprovechamiento de la interconexión. Ello posibilitaría a la ENEE financiar parcialmente ese proyecto con las ventas de excedentes de energía de la central carboeléctrica.

6. Estudio de sensibilidad

Partiendo de los supuestos descritos en el inciso anterior, se hicieron sensibilizaciones, considerando variaciones en los principales parámetros que intervienen en la definición del plan óptimo (costo de los combustibles, costo de los proyectos hidroeléctricos, la tasa de actualización, el costo de la energía no servida y la demanda, incluyendo los escenarios bajo y alto). En el cuadro 13 se resumen los resultados de los casos de sensibilización estudiados. A continuación se describen los casos considerados:

a) Sensibilización de los precios de los combustibles

Se variaron en -10% y +20% tanto los precios del petróleo y sus derivados como del carbón. Se desarrollaron 8 evaluaciones, analizando en cada caso las secuencias óptimas y nueve subóptimas adicionales; en algunos casos, estas evaluaciones no condujeron a generar nuevas secuencias, y permaneció la 1 como óptima. En el cuadro siguiente se indican las evaluaciones efectuadas (la No. 1 se refiere a la del caso base ya explicado).

SENSIBILIZACION AL PRECIO DEL PETROLEO (P) Y EL CARBON (C)

C \ P	0%	-10%	+20%
0%	Evaluación 1	Evaluación 2	Evaluación 3
-10%	Evaluación 4	Evaluación 5	Evaluación 6
+20%	Evaluación 7	Evaluación 8	Evaluación 9

Como era de esperarse, estas evaluaciones conducen a secuencias en las cuales se adelanta la entrada o bien se instala un mayor número de centrales que utilizan el combustible favorecido. En el caso extremo de

considerar un incremento del 20% tanto en el carbón como en el petróleo (evaluación 9), no se logra la inclusión de ningún proyecto hidroeléctrico; esto da una idea del alto costo, identificado en estudios de factibilidad para las opciones hidroeléctricas. En el caso de considerar una reducción en los precios de los combustibles, ocurre una postergación de las adiciones hidroeléctricas en todo el período, habiendo equipamientos totalmente térmicos.

Debe también observarse la reducción o el aumento que ocurre en los valores de la función objetivo, como consecuencia del cambio en los precios de los combustibles.

b) Variaciones en los costos de inversión de los proyectos hidroeléctricos

Se estudió el efecto de reducir un 20% los costos de inversión de los proyectos hidroeléctricos, con el objetivo de conocer situaciones que hagan atractivo el adelanto de alguna central de ese tipo. Es necesario aclarar que los costos utilizados corresponden a los determinados en estudios a niveles de prefactibilidad y estudios iniciales (véase de nuevo el cuadro 5). La secuencia obtenida es la que se identifica con el número 10, en el cuadro 13.

Este resultado confirma que por su alto costo, los proyectos hidroeléctricos, aun después de reducir sus inversiones en un 20%, no pueden desplazar a las opciones termoeléctricas. Se espera que una revisión o replanteamiento de los estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos permita obtener mejores resultados en un futuro próximo.

c) Sensibilización a la tasa de actualización

A partir de una tasa de actualización del 10% inicial, este parámetro fue sensibilizado al 8% y 12%. Se hicieron las evaluaciones que se describen a continuación:

Variación de la tasa de actualización

<u>8%</u>	<u>12%</u>
Evaluación 11	Evaluación 12

Las secuencias obtenidas con estas dos variaciones fueron iguales a la del caso óptimo; la solución óptima se mantiene al variar las tasas de descuento.

d) Sensibilización al costo de la energía no servida

Se evaluó (secuencia No. 13) el plan de expansión suponiendo un incremento en el costo de la energía no servida a 150 centavos de dólar (incremento en 150% de su valor inicial de 60 centavos/kWh). El resultado también fue igual al caso óptimo; ello significa que este incremento en el costo de la energía no servida no implica adelanto de proyectos o modificaciones a la secuencia óptima, lo cual es un resultado lógico por los montos relativamente pequeños de déficit que se obtienen con el equipamiento propuesto.

e) Sensibilización a la demanda

Como un caso de referencia, tomando los supuestos utilizados en la definición del plan básico, se hicieron evaluaciones con los escenarios bajo (secuencia No. 14) y alto (secuencia No. 15) de demanda. Las secuencias obtenidas se muestran en el cuadro 13 y sus programas de inversión en los cuadros 17 y 18, respectivamente.

El equipamiento obtenido para el caso de un escenario de demanda bajo es principalmente a base de grupos diesel de 2x20 MW, por acoplarse mejor estas unidades a incrementos menores de la demanda. Se requieren en este escenario instalar 435 MW, todos térmicos, en el período 1994-2005.

El escenario de demanda alto, como fue anteriormente indicado, representaría el equipamiento necesario en el caso de un desarrollo acelerado del país. Para este escenario se requiere instalar 1,315 MW, todos térmicos, en el período 1994-2005.

7. Consumo de combustibles

Como fue mencionado en el capítulo II, Análisis Histórico del Subsector Eléctrico, a partir del segundo quinquenio de la década anterior, los consumos de combustibles para la generación de energía eléctrica han sido mínimos; sin embargo, a partir del presente año (1992) estos consumos se

incrementarán como consecuencia del crecimiento de la demanda y el equipamiento eminentemente termoeléctrico que se presentará en el corto y mediano plazos.

Se presenta en los cuadros 19, 20 y 21, para la secuencia óptima y las secuencias subóptimas No. 1.1 (atraso de la central carboeléctrica al año 2001 e inclusión de hidroeléctrica Agua de la Reyna, al 2003) y No. 1.2 (segunda unidad de la carboeléctrica en el 2001), una estimación de los requerimientos de combustibles en el período 1993-2005. Los gráficos 13 y 14 muestran, para la secuencia óptima, los volúmenes de combustibles y sus costos para el período 1993-2005.

Como puede observarse en las secuencias 1 y 1.2, la participación de las centrales térmicas tendrá un notable incremento, de un 14% en 1993 pasará a un 44% en el año 2000 y a un 57% en el 2005. En la secuencia 1.1, al entrar la hidroeléctrica Agua de la Reyna en el 2003, la participación térmica será de 53% en el año 2005.

Suponiendo costos de combustibles de 15 y 25 dólares por barril para el búnker y el diesel, y 47.2 dólares por tonelada de carbón, la factura por concepto de combustibles se incrementaría, en la secuencia óptima, de 8.2 millones de dólares en 1993 a 51.8 en el año 2000 y 92.4 en el 2005. Un aumento anual del 5% en los costos de los combustibles implicaría un incremento de la factura de combustibles a 8.6, 76.5 y 174.2 millones de dólares en los años 1993, 2000 y 2005, respectivamente.

Debe observarse que los precios base que se han asumido para los combustibles corresponden a los precios actuales en el mercado internacional, los cuales han sido incrementados en rubros relativos a transporte, impuestos y márgenes razonables de utilidades para los importadores.

Se recomienda a la ENEE utilizar mecanismos que le permitan asegurar los mejores precios para los combustibles, e incluso analizar la opción de realizar directamente las importaciones de los mismos.

8. Aspectos relevantes a considerar para las nuevas turbinas de gas

En el anexo III se comparan, según datos proporcionados por los fabricantes, algunos modelos de turbinas de gas disponibles en el mercado,

con el fin de cuantificar la incidencia de determinados factores en la economía de operación de esas unidades.

Se hicieron variaciones en la eficiencia, las horas de operación al año (factor de planta) y el costo de los combustibles, determinándose, para cada caso, el costo del kilovatio-hora producido. Las conclusiones principales son las siguientes:

a) El costo del kilovatio-hora producido disminuye al incrementar el factor de planta, situación que refleja la influencia del costo de inversión en cada unidad.

b) El costo del kilovatio-hora es altamente dependiente de la eficiencia. Un incremento de 1% en la eficiencia de los 125 MW que resultaron necesarios para Honduras, considerando un factor de planta anual de 0.30 y 25 dólares el precio por barril de diesel, significaría un ahorro de 415,000 dólares para las "aeroderivativas" y de 600,000 dólares para las tipo "industrial".

c) De acuerdo con los supuestos descritos en el inciso anterior y considerando que la diferencia entre las eficiencias de los dos tipos de tecnologías de turbinas analizadas es como mínimo del orden del 5%, la selección de turbinas de tipo "aeroderivativo" representaría una reducción de los costos de producción de 2.3 millones de dólares anuales, con respecto a una operación con turbinas del tipo "industrial".

d) En el proceso de selección, se recomienda verificar las características de los nuevos equipos, presentadas por los oferentes, revisando sus resultados con certificados de pruebas de operación. También se deberá poner especial atención a las condiciones particulares del mantenimiento de cada equipo (inventarios requeridos, facilidades de suministro, etc.).

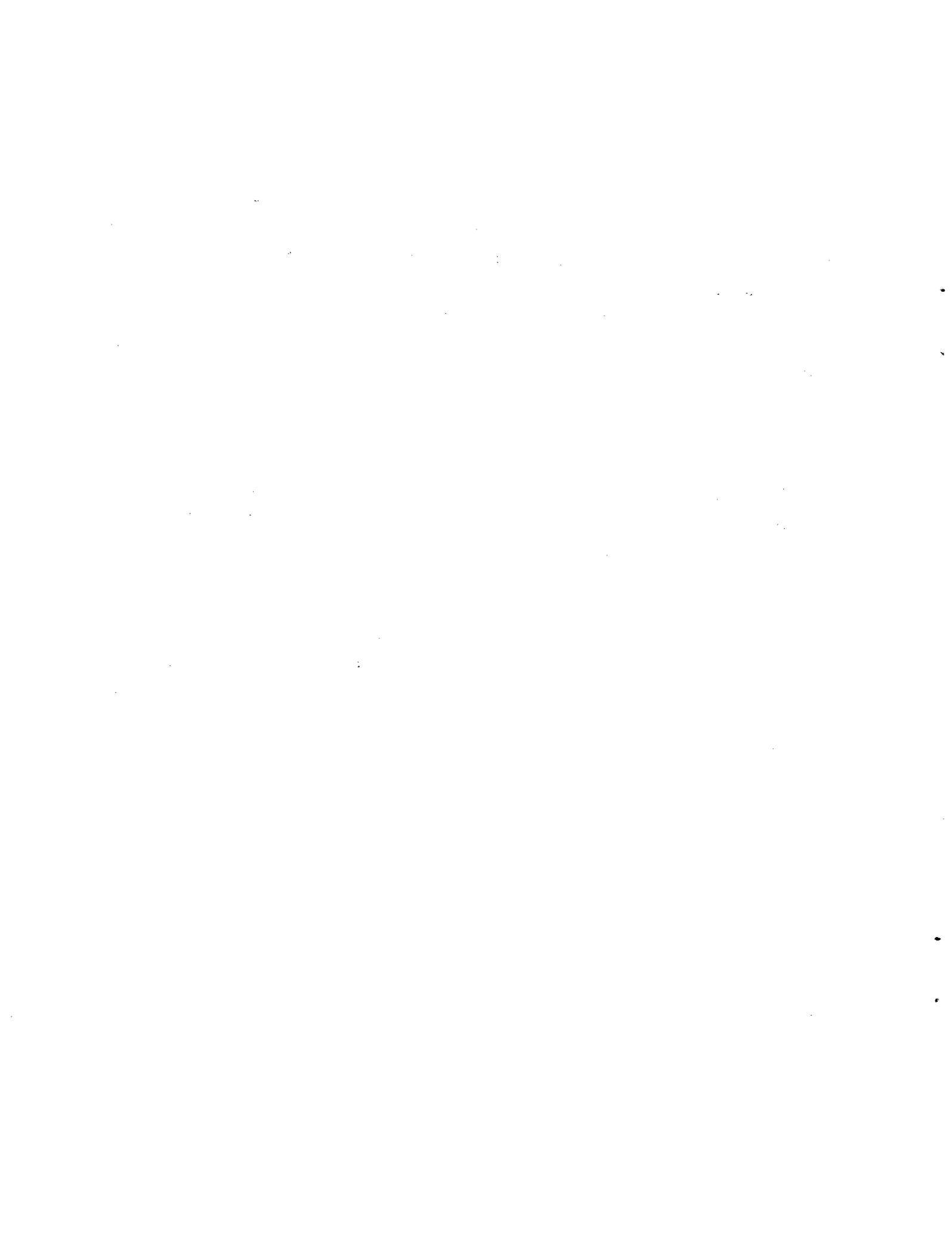
9. Central carboeléctrica para exportación

En el anexo IV se muestra un breve ejercicio sobre las ventajas que tendría para Honduras el desarrollo de una central carboeléctrica de dos unidades, de 150 MW cada una, entrando la primera en 1997 y la segunda en 1998. De ese análisis se concluye lo siguiente:

a) Los excedentes de energía térmica serían fácilmente exportables a los países vecinos, lo cual permitiría pagar el sobrecosto de esta opción.

b) Un proyecto térmico de esa magnitud aseguraría al subsector eléctrico hondureño suministros de energía suficientes y a precios razonables en el mediano plazo, lo que coadyuvaría al desarrollo del país. También le daría a la ENEE el tiempo suficiente para la revisión global de los esquemas de desarrollo hidroeléctrico, de manera de poder contar en un futuro cercano con proyectos hidroeléctricos atractivos y buscar opciones de financiamiento adecuadas para esas centrales.

c) Se recomienda iniciar, desde ahora, los estudios de factibilidad para la definición del segundo proyecto térmico de Honduras. En ese estudio se podría comparar opciones térmicas eficientes para operar en el mediano y largo plazos (carboeléctricas versus ciclos combinados) recomendando la más atractiva.



Cuadro 4
HONDURAS: PROYECCION DE LA GENERACION NETA DISPONIBLE

	ESCENARIO BAJO			ESCENARIO MEDIO			ESCENARIO ALTO		
	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW)	FC 1/ (%)	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW)	FC 1/ (%)	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW)	FC 1/ (%)
1991 2/	2099.0	377.0	63.6	2099.0	377.0	63.6	2099.0	377.0	63.6
1992 3/	2300.0	413.0	63.6	2300.0	413.0	63.6	2300.0	413.0	63.6
1993	2445.1	439.1	63.6	2486.5	446.5	63.6	2587.7	464.7	63.6
1994	2644.5	473.4	63.8	2731.2	488.9	63.8	2949.5	528.0	63.8
1995	2789.2	497.7	64.0	2925.7	522.1	64.0	3282.2	585.7	64.0
1996	2895.1	515.0	64.2	3086.1	549.0	64.2	3602.0	640.8	64.2
1997	3008.0	533.4	64.4	3258.9	577.9	64.4	3958.5	702.0	64.4
1998	3173.6	561.0	64.6	3490.0	617.0	64.6	4400.4	777.9	64.6
1999	3296.2	580.9	64.8	3684.1	649.3	64.8	4835.7	852.2	64.8
2000	3423.9	601.6	65.0	3889.8	683.4	65.0	5316.7	934.1	65.0
2001	3557.0	623.0	65.2	4107.9	719.5	65.2	5848.2	1024.3	65.2
2002	3695.7	645.3	65.4	4339.1	757.7	65.4	6435.4	1123.8	65.4
2003	3840.2	668.5	65.6	4584.1	798.0	65.6	7084.4	1233.3	65.6
2004	3990.8	692.6	65.8	4843.9	840.7	65.8	7801.5	1354.0	65.8
2005	4147.7	717.7	66.0	5119.2	885.8	66.0	8593.8	1487.0	66.0

Tasas de Crecimiento

1992-1995	6.6	6.4	8.4	8.1	12.6	12.3
1995-2000	4.2	3.9	5.9	5.5	10.1	9.8
2000-2005	3.9	3.6	5.6	5.3	10.1	9.7
1992-2005	4.6	4.3	6.3	6.0	10.7	10.4

FACTORES DE ESTACIONALIDAD MENSUAL

(%). 4/

MESES	DEMANDA	CONSUMO
Enero	91.0	8.008
Febrero	94.7	7.658
Marzo	100.0	8.700
Abril	99.3	8.967
Mayo	99.7	9.617
Junio	95.1	8.567
Julio	89.0	8.342
Agosto	93.2	8.600
Septiembre	92.2	8.008
Octubre	91.1	8.050
Noviembre	93.7	7.717
Diciembre	89.2	7.767
Total		100.00

- Notas:
- 1/ FC: factor de carga.
 - 2/ Generación Neta Disponible (GND) registrada en 1991.
 - 3/ Proyección basada en la GND registrada hasta el mes de agosto de 1992.
 - 4/ Cálculo sobre los registros del período 1987-1991, Método de ajuste exponencial.

CUADRO 5

HONDURAS: CAPACIDAD DE CENTRALES Y DISPONIBILIDAD DE UNIDADES
CONSIDERANDO REHABILITACION Y MANTENIMIENTOS

1993

	Capacidad (MW)												
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
HIDRAULICAS													
CAÑAVERAL	2x14.5	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
RIO LINDO	4x20	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
EL NISPERO	1x22.5	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
F.MORAZAN	4x75	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3
TERMICAS													
LA CEIBA	4x6.7	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4
CORTES I (AL)	4x7.5	4	4	4	3	4	3	3	3	3	3	3	4
CORTES II (SUL)	4x7.5	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4	4	4

1994

	Capacidad (MW)												
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
HIDRAULICAS													
CAÑAVERAL	2x14.5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
RIO LINDO	4x20	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
EL NISPERO	1x22.5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
F.MORAZAN	4x75	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3
TERMICAS													
LA CEIBA	4x6.7	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4
CORTES I (AL)	4x7.5	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
CORTES II (SUL)	4x7.5	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
TURBINA DE GAS I	2x37.5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

1995

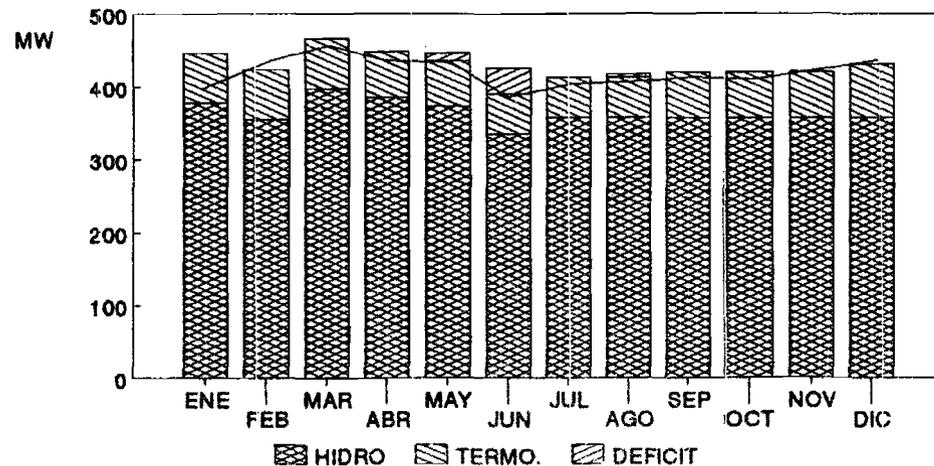
	Capacidad (MW)												
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
HIDRAULICAS													
CAÑAVERAL	2x14.5	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
RIO LINDO	4x20	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
EL NISPERO	1x22.5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
F.MORAZAN	4x75	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3
TERMICAS													
LA CEIBA	4x6.7	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	4
CORTES I (AL)	4x7.5	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
CORTES II (SUL)	4x7.5	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
TURBINA DE GAS I	2x37.5	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2
TURBINA DE GAS II	2x25	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Notas: Información de acuerdo con el programa de
mantenimiento de la ENEE.

CUADRO 6

HONDURAS: RECURSOS DE POTENCIA, 1993
(MW)

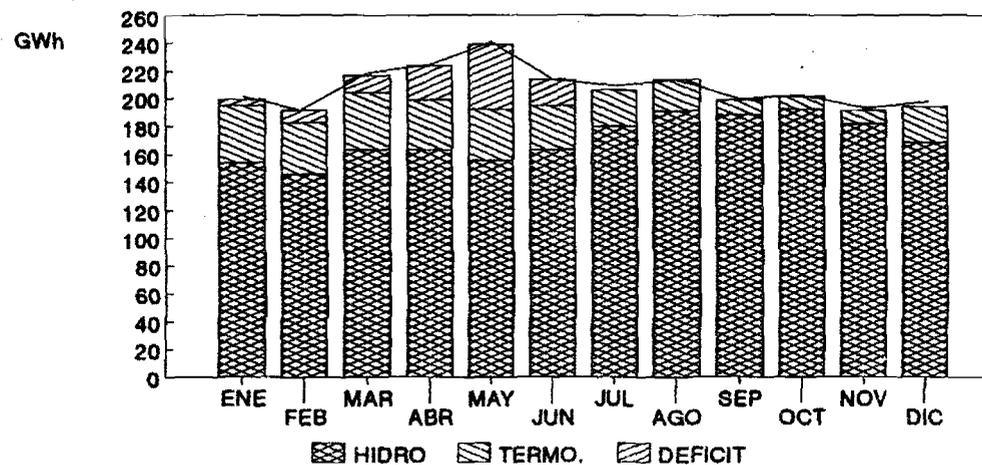
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PLANTAS HIDRAULICAS												
1 CANAVERAL	14.5	14.5	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0
2 RIO LINDO	40.0	40.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
3 EL NISPERO	22.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
4 F. MORAZAN	300.0	299.3	288.0	276.0	264.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
TOTAL	377.0	353.8	397.0	385.0	373.0	334.0	356.5	356.5	356.5	356.5	356.5	356.5
PLANTAS TERMICAS												
1 LA CEIBA	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	20.1
2 CORTES I (AL)	24.0	24.0	24.0	18.0	24.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	24.0
3 CORTES II (S)	30.0	30.0	30.0	30.0	22.5	22.5	22.5	22.5	30.0	30.0	30.0	30.0
TOTAL	69.1	69.1	69.1	63.1	61.6	55.6	55.6	55.6	63.1	63.1	63.1	74.1
TOTAL DISPONIBLE	446.1	422.8	466.1	448.1	434.6	389.6	412.1	412.1	419.6	419.6	419.6	430.6
TOTAL DEMANDA	406.8	423.3	447.0	443.9	445.7	425.1	397.8	416.6	412.1	407.2	418.8	398.7
TOTAL RESERVA	39.3	-0.5	19.1	-4.2	-11.1	-35.5	14.2	-4.5	7.4	12.4	0.7	31.9
TOTAL RESERVA (%)	9.7	-0.1	4.3	0.9	-2.5	-8.4	3.6	-1.1	1.8	3.0	0.2	8.0
TOTAL DEFICIT		0.5			11.1	35.5		4.5			0.7	



CUADRO 7

HONDURAS: DESPACHO DE ENERGIA, 1993
(GWh)

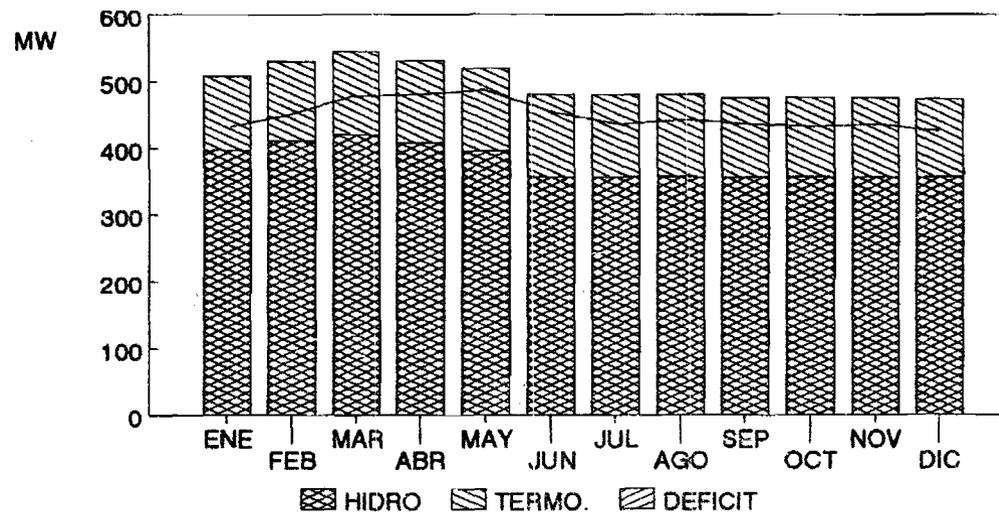
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
PLANTAS HIDRAULICAS													
1CANAVERAL	10.8	9.7	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	16.5	17.2	20.6	17.5	15.9	187.7
2RIO LINDO	29.8	26.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	41.1	41.1	49.2	41.8	37.9	457.3
3EL NISPERO	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.8	12.8	12.8	13.3	6.0	4.8	67.4
4F.MORAZAN	109.1	109.1	109.1	109.1	101.7	109.1	112.4	120.6	117.1	109.2	116.5	109.6	1332.6
HIDRO-GLOBAL	153.6	145.7	162.9	162.9	155.5	162.9	180.0	191.0	188.2	192.3	181.8	168.2	2045.0
PLANTAS TERMICAS													
1LA CEIBA	9.0	8.1	9.0	8.7	9.0	8.7	2.3	2.0	0.3	0.0	0.6	0.0	60.4
2CORTES I(AL)	14.3	12.9	14.3	10.4	14.3	10.4	10.7	7.4	2.4	1.8	2.3	7.9	111.7
3CORTES II(S)	17.9	16.1	17.9	17.3	13.4	13.0	13.4	13.4	8.0	7.3	6.8	17.9	163.2
TOTAL	41.2	37.1	41.2	36.4	36.7	32.1	26.4	22.8	10.7	9.1	9.7	25.8	335.3
TOTAL DESPACHADO	194.8	182.8	204.1	199.3	192.2	195.0	206.4	213.8	198.9	201.4	191.5	194.0	2374.2
TOTAL DEMANDA	199.0	191.5	216.4	223.8	238.8	213.9	206.4	213.9	199.0	201.4	191.5	194.0	2489.6
TOTAL DEFICIT	4.2	8.7	12.3	24.5	46.6	18.9	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	115.4
TOTAL DISPONIBLE	194.7	182.9	204.0	199.2	192.1	194.9	213.1	224.1	251.0	288.0	220.4	212.3	2576.8
TOTAL RESERVA (%)	-2.8	-5.2	-6.4	-11.6	-20.1	-9.5	2.5	4.1	25.3	42.0	14.3	8.7	
TOTAL RESERVA	-5.7	-9.9	-13.8	-26.1	-48.2	-20.4	5.2	8.7	50.7	85.2	27.6	17.0	



CUADRO 8

HONDURAS: RECURSOS DE POTENCIA, 1994.
(M W)

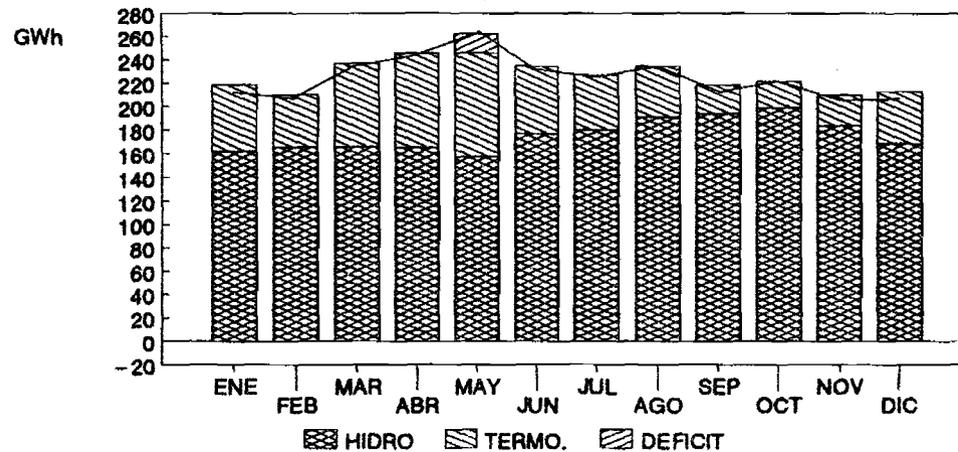
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PLANTAS HIDRAULICAS												
1 CANAVERAL	14.5	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0
2 RIO LINDO	60.0	60.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
3 EL NISPERO	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
4 F. MORAZAN	300.0	299.3	288.0	276.0	264.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
TOTAL	397.0	410.8	419.5	407.5	395.5	356.5	356.5	356.5	356.5	356.5	356.5	356.5
PLANTAS TERMICAS												
1 LA CEIBA	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	15.1	15.1	15.1	20.1
2 CORTES I (AL)	18.0	18.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
3 CORTES II (S)	22.5	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	22.5
8 TUR. GAS I	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL	110.6	118.1	124.1	124.1	124.1	124.1	124.1	124.1	119.1	119.1	119.1	116.6
TOTAL DISPONIBLE	507.6	528.8	543.6	531.6	519.6	480.6	480.6	480.6	475.6	475.6	475.6	473.1
TOTAL DEMANDA	445.0	463.1	489.0	485.6	487.5	465.0	435.2	455.7	450.9	445.5	458.2	436.2
TOTAL RESERVA	62.6	65.8	54.6	46.0	32.1	15.6	45.4	24.9	24.7	30.1	17.4	36.9
TOTAL RESERVA (%)	14.1	14.2	11.2	9.5	6.6	3.3	10.4	5.5	5.5	6.8	3.8	8.5
TOTAL DEFICIT												



CUADRO 9

HONDURAS: DESPACHO DE ENERGIA, 1994
(GWh)

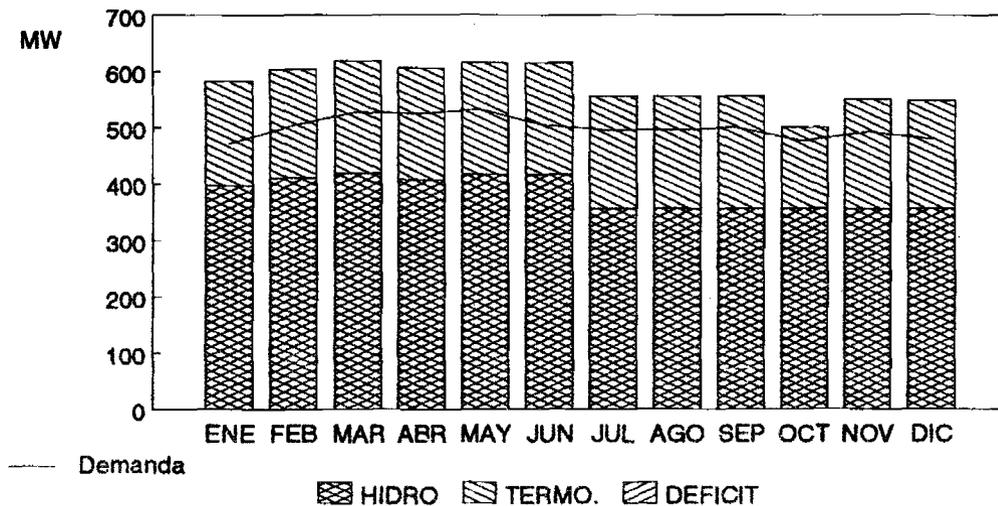
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
PLANTAS HIDRAULICAS													
1 CANAVERAL	10.8	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	16.5	17.2	20.6	17.5	15.9	193.9
2 RIO LINDO	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	41.1	41.1	49.2	41.8	37.9	476.4
3 EL NISPERO	3.9	2.9	2.5	1.9	1.7	13.7	13.8	12.8	12.8	13.3	6.0	4.8	90.1
4 F. MORAZAN	109.1	109.1	109.1	109.1	101.7	109.1	112.4	120.6	122.7	115.6	118.8	109.6	1346.9
HIDRO-GLOBAL	161.7	165.8	165.4	164.8	157.2	176.6	180.0	191.0	193.8	198.7	184.1	168.2	2107.3
PLANTAS TERMICAS													
1 LA CEIBA	12.0	10.8	12.0	11.6	12.0	11.6	12.0	8.6	3.4	2.9	2.9	12.0	111.8
2 CORTES I (AL)	10.7	9.7	14.3	13.8	14.3	13.8	14.3	14.3	7.3	6.8	6.2	14.3	139.8
3 CORTES II (S)	13.4	16.1	17.9	17.3	17.9	17.3	17.9	17.9	11.5	11.2	14.3	13.4	186.1
8 TUR. GAS I	20.7	7.9	28.0	38.3	44.5	15.6	2.5	3.2	2.4	1.6	2.8	5.1	172.6
TOTAL	56.8	44.5	72.2	81.0	88.7	58.3	46.7	43.9	24.6	22.5	26.2	44.8	610.3
TOTAL DESPACHADO	218.5	210.3	237.6	245.8	245.9	234.9	226.7	234.9	218.4	221.2	210.3	213.0	2717.6
TOTAL DEMANDA	218.5	210.3	237.6	245.8	262.2	234.9	226.7	234.9	218.5	221.2	210.3	213.0	2733.7
TOTAL DEFICIT	0.0	0.0	0.0	0.0	16.3	0.0	-0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	16.1
TOTAL DISPONIBLE	227.5	229.3	239.3	236.3	231.1	248.1	253.9	264.9	283.3	321.4	252.7	237.6	3025.2
TOTAL RESERVA (%)	4.0	8.3	0.7	-4.0	-13.5	5.3	10.7	11.3	22.9	31.2	16.8	10.4	
TOTAL RESERVA	9.0	19.0	1.7	-9.5	-31.1	13.2	27.2	30.0	64.8	100.2	42.4	24.6	



CUADRO 10

HONDURAS: RECURSOS DE POTENCIA, 1995.

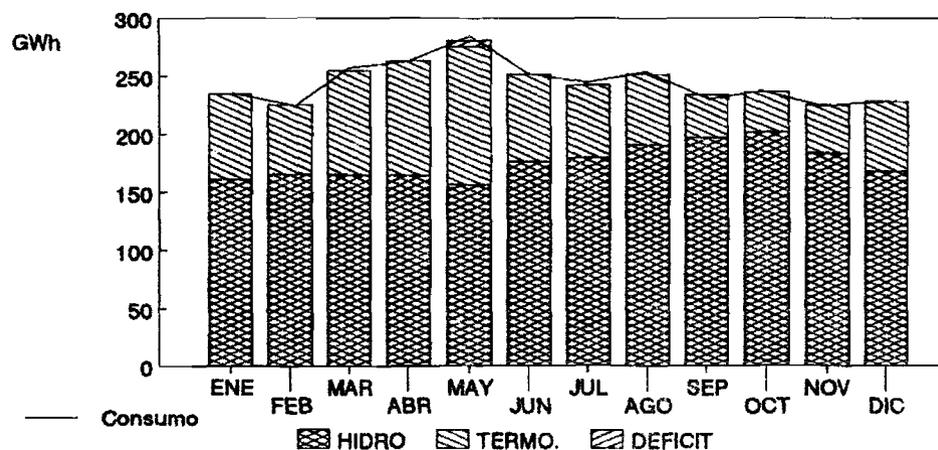
	(MW)											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PLANTAS HIDRAULICAS												
1 CANAVERAL	14.5	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0
2 RIO LINDO	60.0	60.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
3 EL NISPERO	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
4 F. MORAZAN	300.0	299.3	288.0	276.0	285.0	285.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
TOTAL	397.0	410.8	419.5	407.5	416.5	416.5	356.5	356.5	356.5	356.5	356.5	356.5
PLANTAS TERMICAS												
1 LA CEIBA	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	15.1	15.1	20.1
2 CORTES I (AL)	18.0	18.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
3 CORTES II (S)	22.5	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	22.5
8 TUR. GAS I	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	0.0	50.0	50.0
9 TUR. GAS II	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
TOTAL	185.6	193.1	199.1	144.1	194.1	191.6						
TOTAL DISPONIBLE	582.6	603.8	618.6	606.6	615.6	615.6	555.6	555.6	555.6	500.6	550.6	548.1
TOTAL DEMANDA	475.0	494.3	522.0	518.3	520.4	496.4	464.6	486.5	481.3	475.5	489.1	465.6
TOTAL RESERVA	107.6	109.5	96.6	88.3	95.2	119.2	91.0	69.1	74.3	25.0	61.5	82.5
TOTAL RESERVA (%)	22.6	22.2	18.5	17.0	18.3	24.0	19.6	14.2	15.4	5.3	12.6	17.7
TOTAL DEFICIT												



CUADRO 11

HONDURAS: DESPACHO DE ENERGIA, 1995.

	(GWh)												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
PLANTAS HIDRAULICAS													
1CANOVERAL	10.8	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	16.5	17.2	20.6	17.5	15.9	193.9
2RIO LINDO	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	41.1	41.1	49.2	41.8	37.9	476.4
3EL NISPERO	3.9	2.9	2.5	1.9	1.7	13.7	13.8	12.8	12.8	13.3	6.0	4.8	90.1
4F.MORAZAN	109.1	109.1	109.1	109.1	101.7	109.1	112.4	120.6	125.7	119.0	118.8	109.6	1353.3
HIDRO-GLOBAL	161.7	165.8	165.4	164.8	157.2	176.6	180.0	191.0	214.7	250.5	184.1	168.2	2180.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.9	48.4	0.0	0.0	66.3
PLANTAS TERMICAS													
1LA CEIBA	12.0	10.8	12.0	11.6	12.0	11.6	12.0	12.0	6.5	4.8	4.2	12.0	121.5
2CORTES I(AL)	10.7	9.7	14.3	13.8	14.3	13.8	14.3	14.3	9.2	8.9	10.4	14.3	148.0
3CORTES II(S)	13.4	16.1	17.9	17.3	17.9	17.3	17.9	17.9	13.0	12.9	17.3	13.4	192.3
8TUR.GAS I	0.0	0.0	0.4	12.6	29.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.7
9TUR.GAS II	36.3	22.9	44.6	43.2	44.6	32.3	18.7	16.5	8.5	8.3	9.3	20.4	305.6
TOTAL	72.4	59.5	89.2	98.5	118.5	75.0	62.9	60.7	37.2	34.9	41.2	60.1	810.1
TOTAL DESPACHADO	234.1	225.3	254.6	263.3	275.7	251.6	242.9	251.6	234.1	237.0	225.3	228.2	2923.7
TOTAL DEMANDA	234.1	225.3	254.6	263.3	280.9	251.6	242.9	251.6	234.1	237.0	225.3	228.2	2928.9
TOTAL DEFICIT	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2	0.0	5.2						
TOTAL DISPONIBLE	272.2	269.6	283.9	279.5	275.7	291.3	298.5	309.5	329.4	336.3	295.9	282.2	3523.9
TOTAL RESERVA (%)	16.3	19.7	11.5	6.1	-1.8	15.8	22.9	23.0	40.7	41.9	31.3	23.7	20.5
TOTAL RESERVA	38.1	44.3	29.3	18.1	-5.2	39.6	55.6	57.9	95.3	99.2	70.6	54.0	600.2



Cuadro 12
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES

PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	PRESU- PUESTO (Miles US\$)	COSTO TOTAL (1) ACTUALIZADO (Miles US\$)	FIJOS (% Inv.)	GASTOS OPERA- CION (\$/MWh)	INVER- SION + O&M INVERS	ANUALIDAD TOTAL (Miles US\$)
1. HIDROELECTRICAS.							
Naranjito G.	136	448,141	508,210	0.29	0.50	51258	52731
T.		0	0			0	0
Sico II G.	103	499,926	566,936	0.15	0.50	57181	58031
T.			0			0	0
Agua de la Reyna G.	58	214,536	219,866	0.11	0.50	22175	22417
T.		0	0			0	0
2. TERMOELECTRICAS							
VAPOR							
Carbón I G.	75	110,648	126,783	1.28	0.87	13967	15590
T.		3,319	3,481	2.00		384	439
Carbón II G.	115	156,425	179,236	1.16	0.70	19746	21825
T.		4,693	4,922	2.00		542	621
Carbón III G.	150	172,402	197,542	1.16	0.70	21763	24054
T.		5,172	5,425	2.00		598	684
Búnker I G.	75	101,045	115,780	1.16	0.70	12755	14098
T.		3,032	3,180	2.00		350	401
DIESEL (grupos de 20 MW)							
Grupo I G.	40	47,508	52,866	1.79	2.00	6210	7156
T.		1,425	1,495	2.00		165	188
TURBINAS DE GAS (grupos de 25 y 37.5 MW)							
T. G. I G.	50	20,334	21,966	1.60	1.67	2580	2932
T.		610	640	2.00		70	81
T. G. II G.	50	19,400	20,957	0.96	1.67	2462	2663
T.		582	610	2.00		67	77
T. G. III G.	75	28,822	31,136	1.52	1.57	3657	4131
T.		864	906	2.00		100	114
T. G. IV G.	75	27,382	29,580	0.91	1.57	3474	3744
T.		821	861	2.00		95	109

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

Notas:

(1): incluye intereses durante la construcción.

Tasa de actualiz. 10.0 %

G. = costos de generación; T. = costos de transmisión.

Las inversiones en las hidroeléctricas incluyen transmisión y subestaciones.

CUADRO 12
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES

(Hoja 2 de 3)

PROYECTO	CAPACIDAD INSTAL. (MW)	PRESU- PUESTO (Miles US\$)	CONTRUC- CION (años)	CALENDARIO DE INVERSIONES EN EL PROYECTO (Miles US\$)						
				1	2	3	4	5	6	
1. HIDROELECTRICAS										
Naranjito	G.	136	448,141	6	67,221	67,221	89,628	89,628	89,628	44,814
	T.		0				0	0	0	
Sico II	G.	103	499,926	6	74,989	74,989	99,985	99,985	99,985	49,993
	T.						0	0	0	
Agua de la Reyna	G.	58	214,536	5	32,180	53,634	53,634	42,907	32,180	
	T.		0				0	0		
2. TERMOELECTRICAS										
<u>VAPOR</u>										
Carbón I	G.	75	110,648	3	27,662	44,259	38,727			
	T.		3,319	1			3,319			
Carbón II	G.	115	156,425	3	39,106	62,570	54,749			
	T.		4,693	1			4,693			
Carbón III	G.	150	172,402	3	43,100	68,961	60,341			
	T.		5,172	1			5,172			
Búnker I	G.	75	101,045	3	25,261	40,418	35,366			
	T.		3,032	1			3,032			
<u>DIESEL BAJA VELOCIDAD (grupos de 20 MW)</u>										
Grupo I	G.	2x20	47,508	3	4,751	19,003	23,754			
	T.		1,425	1			1,425			
<u>TURBINAS DE GAS (grupos de 25 y 37.5 MW)</u>										
T. G. I	G.	50	20,334	2	6,100	14,234				
	T.		610	1		610				
T. G. II	G.	50	19,400	2	5,820	13,580				
	T.		582	1		582				
T. G. III	G.	75	28,822	2	8,647	20,176				
	T.		864	1		864				
T. G. IV	G.	75	27,382	2	8,215	19,167				
	T.		821	1		821				

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

G. = costos de generación

T.: costos de transmisión

CUADRO 12
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
COSTOS UNITARIOS DE LOS PROYECTOS

(Hoja 3 de 3)

PRO- YECTO	CAPA- CIDAD (MW)	ENERGIA (GWh)		COSTOS UNITARIOS			% I.D.C.
		FIRME	MEDIA	POTENCIA (US\$/KW)	FIRME (US\$/MWh)	MEDIA	
1. HIDROELECTRICAS							
Naranjito	136	360	541	3,295	147	98	13.40
Sico II	103	348	477	4,854	167	122	13.40
Agua de la Reyna	58	205	256	3,699	110	88	2.48
2. TERMoeLECTRICAS							
<u>VAPOR</u>							
Carbón I	75	526		1,520	54		14.58 4.88
Carbón II	115	806		1,401	51		14.58 4.88
Carbón III	150	1051		1,184	47		14.58 4.88
Bunker I	90	0		1,156	ERR		14.58 4.88
<u>DIESEL BAJA VELOCIDAD (grupos de 20 MW)</u>							
Grupo I	40	210		1,223	73		11.28 4.88
<u>TURBINAS DE GAS (grupos de 25 y 37.5 MW)</u>							
T. G. I	50	153		419	81		8.03 4.88
T. G. II	50	153		400	80		8.03 4.88
T. G. III	75	230		396	80		8.03 4.88
T. G. IV	75	230		376	78		8.03 4.88

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

	Factor de	
	Carga (%)	Combustible (us\$/Mwh)
Vapor Carbón	80	23
Diesel Lento	60	37
Turbinas de Gas	35	60
Tasa actualiz.	10 %	

Quadro No. 13
Subsector Eléctrico de Honduras:
Sensibilizaciones. (Resumen de Secuencias).

Secuencia No.2
Patroleo: -10%; Carbón 0%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Turbina de Gas	75
1999	Turbina de Gas	40
1999	Diesel Lenta	40
2000	Turbina de Gas	50
2001	Vapor Búnker	75
2002	Diesel Lenta	40
2003	Turbina de Gas	50
2004	Diesel Lenta	40
2004	Turbina de Gas	75
2005	Vapor Búnker	75
Resumen:		
	Turbina de Gas	375
	Diesel Lenta	120
	Vapor Búnker	75
	Vapor Carbón	150
	Subtotal Térmico	670
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	645
	Función Objetivo	444.2
	(millones de dólares)	

Secuencia No.3
Patroleo: +20%; Carbón 0%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor Carbón	150
1999	Turbina de Gas	75
2001	Vapor Carbón	150
2002	Turbina de Gas	75
2004	Turbina de Gas	50
2005	Turbina de Gas	50
Resumen:		
	Turbina de Gas	375
	Diesel Lenta	40
	Vapor Búnker	0
	Vapor Carbón	300
	Subtotal Térmico	715
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	715
	Función Objetivo	465.7
	(millones de dólares)	

Secuencia No.4
Patroleo: 0%; Carbón -10%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor Carbón	150
1999	Turbina de Gas	75
2001	Vapor Carbón	150
2002	Turbina de Gas	75
2004	Turbina de Gas	50
2005	Turbina de Gas	40
Resumen:		
	Turbina de Gas	375
	Diesel Lenta	40
	Vapor Búnker	0
	Vapor Carbón	300
	Subtotal Térmico	715
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	715
	Función Objetivo	450.1
	(millones de dólares)	

Secuencia No.5
Patroleo: -10%; Carbón -10%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor Carbón	150
1999	Turbina de Gas	75
2001	Turbina de Gas	40
2002	Diesel Lenta	40
2003	Diesel Lenta	40
2004	Turbina de Gas	40
2005	Vapor Búnker	75
Resumen:		
	Turbina de Gas	325
	Diesel Lenta	120
	Vapor Búnker	75
	Vapor Carbón	150
	Subtotal Térmico	670
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	670
	Función Objetivo	436.7
	(millones de dólares)	

Secuencia No.6
Patroleo: +20%; Carbón -10%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor Carbón	150
1999	Turbina de Gas	75
2001	Vapor Carbón	150
2002	Turbina de Gas	75
2004	Turbina de Gas	50
2005	Turbina de Gas	50
Resumen:		
	Turbina de Gas	375
	Diesel Lenta	40
	Vapor Búnker	0
	Vapor Carbón	300
	Subtotal Térmico	715
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	715
	Función Objetivo	474.2
	(millones de dólares)	

Secuencia No.7
Patroleo: 0%; Carbón +20%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor Búnker	75
1999	Diesel Lenta	40
2000	Turbina de Gas	40
2001	Vapor Búnker	75
2002	Turbina de Gas	50
2003	Turbina de Gas	50
2004	Diesel Lenta	40
2005	Turbina de Gas	75
Resumen:		
	Turbina de Gas	375
	Diesel Lenta	120
	Vapor Búnker	150
	Vapor Carbón	0
	Subtotal Térmico	645
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	645
	Función Objetivo	470.4
	(millones de dólares)	

Secuencia No.8
Patroleo: -10%; Carbón +20%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Turbina de Gas	75
1999	Turbina de Gas	40
1999	Diesel Lenta	40
2000	Turbina de Gas	50
2001	Vapor Búnker	75
2002	Turbina de Gas	50
2003	Diesel Lenta	40
2004	Turbina de Gas	40
2005	Vapor Búnker	75
Resumen:		
	Turbina de Gas	375
	Diesel Lenta	120
	Vapor Búnker	150
	Vapor Carbón	0
	Subtotal Térmico	645
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	645
	Función Objetivo	444.2
	(millones de dólares)	

Secuencia No.9
Patroleo: +20%; Carbón +20%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor Carbón	150
1999	Turbina de Gas	75
2001	Turbina de Gas	75
2002	Diesel Lenta	40
2003	Diesel Lenta	40
2004	Turbina de Gas	50
2005	Vapor Búnker	75
Resumen:		
	Turbina de Gas	325
	Diesel Lenta	120
	Vapor Búnker	75
	Vapor Carbón	150
	Subtotal Térmico	670
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	670
	Función Objetivo	508.8
	(millones de dólares)	

Secuencia No.10
Costos de Hidroeléctricos: -20%

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1997	Vapor Carbón	150
1999	Turbina de Gas	75
2001	Turbina de Gas	75
2002	Diesel Lenta	40
2003	Diesel Lenta	40
2004	Turbina de Gas	50
2005	Vapor Búnker	75
Resumen:		
	Turbina de Gas	325
	Diesel Lenta	120
	Vapor Búnker	75
	Vapor Carbón	150
	Subtotal Térmico	670
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	670
	Función Objetivo	460.7
	(millones de dólares)	

Secuencias 11, 12 y 13 Identicas a Secuencia No. 10.
Valor de la Función Objetivo:
Secuencia No. 11 = 467.4
Secuencia No. 12 = 430.3
Secuencia No. 13 = 464.0

Secuencia No.14
Escenario de Demanda Bajo.

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1998	Diesel Lenta	40
2001	Diesel Lenta	40
2003	Turbina de Gas	80
2005	Vapor Búnker	75
Resumen:		
	Turbina de Gas	200
	Diesel Lenta	160
	Vapor Búnker	75
	Vapor Carbón	0
	Subtotal Térmico	435
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	435
	Función Objetivo	331.8
	(millones de dólares)	

Secuencia No.15
Escenario de Demanda Alto.

Año	Central	MW
1994	Turbina de Gas	75
1995	Turbina de Gas	50
1998	Turbina de Gas	75
1997	Vapor Carbón	150
1998	Diesel Lenta	80
1999	Turbina de Gas	50
2000	Vapor Carbón	150
2001	Diesel Lenta	80
2002	Diesel Lenta	40
2003	Vapor Carbón	150
2004	Diesel Lenta	40
2005	Turbina de Gas	75
Resumen:		
	Turbina de Gas	625
	Diesel Lenta	240
	Vapor Búnker	0
	Vapor Carbón	450
	Subtotal Térmico	1315
	Subtotal Hidro.	0
	Total Secuencia	1315
	Función Objetivo	630.3
	(millones de dólares)	

Nota: resultados identicos a secuencia No.2

Cuadro 14

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES
(Valores en miles de US \$)

SECUENCIA OPTIMA.

	Tur. Gas Grupo 1 75 MW	Tur. Gas Grupo 2 50 MW	Vapor Carbón 150 MW	Tur. Gas Grupo 3 75 MW	Diesel Lenta 1 2x20 MW	Tur. Gas Grupo 4 75 MW	Diesel Lenta 2 2x20 MW	Diesel Lenta 3 2x20 MW	Tur. Gas Grupo 5 50 MW	Tur. Gas Grupo 6 75 MW	
TOTAL	485009	29687	20944	177574	29687	48933	29687	48933	48933	20944	29687
1992											
1993	8647	8647									
1994	70240	21040	6100	43100							
1995	83805		14844	68961							
1996	65513			65513							
1997	8647			8647							
1998	25791			21040	4751						
1999	32401				19003	8647	4751				
2000	69973				25179	21040	19003	4751			
2001	44182						25179	19003			
2002	31279							25179	6100		
2003	23491								14844	8647	
2004	21040									21040	
2005	0										
V. R. 1/	-343532	-13359	-10472	-113647	-19297	-36700	-22265	-39146	-41593	-18850	-28203

FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

	TOTAL	INVER- SION	COSTOS O & M	COMBUS- TIBLES	COSTO ENS 4/
Valor Actual					
2/	630327	262320	50211	248369	69427
3/	530818	-99509			
1993	88003	8647	2156	8200	69000
1994	104683	70240	4923	19800	9720
1995	122023	83805	5698	29400	3120
1996	105952	65513	5945	34300	194
1997	42668	8647	8110	25800	111
1998	69632	25791	8359	35000	482
1999	84373	32401	9369	42300	303
2000	132244	69973	9540	51800	831
2001	111483	44182	10575	55900	826
2002	104651	31279	11603	60800	969
2003	103562	23491	12645	66200	1226
2004	114798	21040	13512	78800	1446
2005	108769	0	14178	92400	2191
2005	-343532	-343532			

Tasa de actualización: 10 %

1/: valores de rescate al final del período.

2/: valor actual sin contar valores de rescate al final del período.

3/: valor actual tomando en cuenta valores de rescate al final del período.

4/: costos del déficit de energía.

Fuente: CEPAL.

Cuadro 15

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES
(Valores en miles de US \$)

SECUENCIA 1.1: ATRASO DE PLANTA CARBOELECTRICA

	Tur. Gas Grupo 1 75 MW	Tur. Gas Grupo 2 50 MW	Diesel Lenta 1 2x20 MW	Diesel Lenta 2 2x20 MW	Diesel Lenta 3 2x20 MW	Tur. Gas Grupo 3 50 MW	Vapor Carbón 150 MW	Tur. Gas Grupo 4 75 MW	Agua de la Reyna 58 MW	Tur. Gas Grupo 5 75 MW	
TOTAL	669857	29687	20944	48933	48933	48933	20944	177574	29687	214535	29687
1992											
1993	8647	8647									
1994	31891	21040	6100	4751							
1995	38598		14844	19003	4751						
1996	48933			25179	19003						
1997	44182				25179						
1998	108559					6100	43100			32180	
1999	137439					14844	68961			53634	
2000	127794						65513	8647		53634	
2001	63947							21040		42907	
2002	32180									32180	
2003	8647										8647
2004	21040										21040
2005	0										
V. R. 1/	-522246	-13359	-10472	-26913	-29360	-31806	-14661	-142059	-23750	-201663	-28203

FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

	TOTAL	INVER- SION	COSTOS O & M	COMBUS- TIBLES	COSTO ENS 4/
Valor Actual					
2/	690117	330571	48847	241966	68733
3/	538841	-151276			
1993	88003	8647	2156	8200	69000
1994	66334	31891	4923	19800	9720
1995	76816	38598	5698	29400	3120
1996	89372	48933	5945	34300	194
1997	87497	44182	6900	36200	215
1998	155853	108559	7928	41000	366
1999	191478	137439	8909	44700	430
2000	192853	127794	9687	54900	472
2001	121962	63947	10696	46200	917
2002	98529	32180	12009	53700	640
2003	75896	8647	12313	54600	336
2004	100058	21040	12738	65200	1080
2005	92609	0	13413	77500	1696
2005	-522246	-522246			

Tasa de actualización: 10%

1/: valores de rescate al final del período.

2/: valor actual sin contar valores de rescate al final del período.

3/: valor actual tomando en cuenta valores de rescate al final del período.

4/: costos del déficit de energía.

Fuente: CEPAL.

Cuadro 16

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES
(Valores en miles de US \$)

SECUENCIA 1.2: CARBOELECTRICA 2X150 ME EN ETAPAS.

	Tur. Gas Grupo 1 75 MW	Tur. Gas Grupo 2 50 MW	Vapor Carbón 150 MW	Tur. Gas Grupo 3 75 MW	Vapor Carbón 150 MW	Tur. Gas Grupo 4 75 MW	Tur. Gas Grupo 5 50 MW	Diesel Lenta 1 2x20 MW	Diesel Lenta 2 2x20 MW		
TOTAL	589963	29687	20944	177574	29687	177574	29687	20944	48933	48933	0
1992											
1993	8647	8647									
1994	70240	21040	6100	43100							
1995	83805		14844	68961							
1996	65513		65513								
1997	8647			8647							
1998	64140			21040	43100						
1999	68961				68961						
2000	74160				65513	8647					
2001	21040					21040					
2002	15602						6100	4751	4751		
2003	52850						14844	19003	19003		
2004	50358							25179	25179		
2005	0										
V. R. 1/	-414609	-13359	-10472	-113647	-19297	-133181	-22265	-16755	-41593	-44040	0

FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

	TOTAL	INVER- SION	COSTOS O & M	COMBUS- TIBLES	COSTO ENS 4/
Valor Actual					
2/	662015	304261	51936	236785	69034
3/	541917	-120097			
1993	86003	8647	2156	8200	69000
1994	104683	70240	4923	19800	9720
1995	122023	83805	5698	29400	3120
1996	108034	65513	8027	34300	194
1997	42668	8647	8110	25800	111
1998	107961	64140	8359	35000	482
1999	120932	68961	9368	42300	303
2000	136431	74160	9640	51800	831
2001	78472	21040	11249	45500	683
2002	83011	15602	12214	54700	495
2003	131013	52850	12472	64500	1191
2004	140863	50358	13258	75900	1347
2005	93186	0	14511	77000	1687
2005	-414609	-414609			

Tasa de actualización: 10 %

1/: valores de rescate al final del período.

2/: valor actual sin contar valores de rescate al final del período.

3/: valor actual tomando en cuenta valores de rescate al final del período.

4/: costos del déficit de energía.

Fuente: CEPAL.

Cuadro 17

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES
(Valores en miles de US \$)

SECUENCIA 14: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO.

	Tur. Gas Grupo 1 75 MW	Tur. Gas Grupo 2 50 MW	Diesel Lenta 1 2x20 MW	Diesel Lenta 2 2x20 MW	Diesel Lenta 3 2x20 MW	Diesel Lenta 4 2x20 MW	Tur. Gas Grupo 3 75 MW	Vapor Bunker 75 MW			
TOTAL	453624	29687	20944	48933	48933	48933	48933	29687	177574	0	0
1992											
1993	8647	8647									
1994	27140	21040	6100								
1995	19595		14844	4751							
1996	19003			19003							
1997	29930			25179	4751						
1998	28505				19003	4751	4751				
1999	63185				25179	19003	19003				
2000	50358					25179	25179				
2001	8647							8647			
2002	64140							21040	43100		
2003	68961								68961		
2004	65513								65513		
2005	0										
V. R. 1/	-356549	-13359	-10472	-29360	-34253	-36700	-36700	-25234	-170471	0	0

FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

	TOTAL	INVER- SION	COSTOS O & M	COMBUS- TIBLES	COSTO ENS 4/
Valor Actual					
2/	490163	201840	41102	188818	58403
3/	386883	-103279			
1993	88984	8647	2156	9181	69000
1994	47961	27140	4804	16015	2
1995	46641	19595	5500	21540	6
1996	50667	19003	5662	25979	23
1997	66703	29930	5832	30847	94
1998	67368	28505	6759	32013	91
1999	107498	63185	6943	37087	283
2000	94954	50358	7814	36572	210
2001	52299	8647	8590	34757	305
2002	113890	64140	8793	40123	834
2003	125522	68961	9720	46473	368
2004	128888	65513	9938	52503	934
2005	65394	0	10466	54018	910
2005	-356549	-356549			

Tasa de actualización:

10 %

1/: valores de rescate al final del período.

2/: valor actual sin contar valores de rescate al final del período.

3/: valor actual tomando en cuenta valores de rescate al final del período.

4/: costos del déficit de energía.

Fuente: CEPAL.

Cuadro 18

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES
(Valores en miles de US \$)

SECUENCIA 15: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO.

	Tur. Gas Grupo 1 125 MW	Tur. Gas Grupo 2 50 MW	Tur. Gas Grupo 3 75 MW	Vapor Carbón 1 150 MW	Diesel Lenta 1 4x20 MW	Tur. Gas Grupo 4 50 MW	Vapor Carbón 2 150 MW	Diesel Lenta 2 4x20 MW	Tur. Gas Grupo 5 50 MW	Diesel Lenta 3 2x20 MW	Diesel Lenta 4 2x20 MW	Tur. Gas Grupo 6 75 MW	Vapor Carbón 3 150 MW	Tur. Gas Grupo 7 2x75 MW	Tur. Gas Grupo 8 1x50 MW	
TOTAL	1079475	50631	20944	29687	177574	97866	20944	177574	97866	20944	48933	48933	29687	177574	59374	20944
1992																
1993	20847	14747	6100													
1994	102475	35884	14844	8647	43100											
1995	99503			21040	68961	9502										
1996	103519				65513	38006										
1997	99558					50358	6100	43100								
1998	93307						14844	68961	9502							
1999	106270							65513	38006		4751					
2000	123312								50358	6100	19003	4751			43100	
2001	136634									14844	25179	19003	8647	68961		
2002	129026											25179	21040	65513		17294
2003	48180															42080
2004	14844															6100
2005	0															14844
V. R. 1/	-458144	-22784	-9425	-14844	-113847	-58720	-13614	-134956	-73400	-16755	-39146	-41563	-25234	-156265	-53437	-19697

FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

	TOTAL	INVER- SION	COSTOS O & M	COMBUS- TIBLES	COSTO ENS 4/
Valor Actual					
2/	1133535	550896	77643	435769	69227
3/	1000827	-132708			
1993	101184	20847	2156	9181	69000
1994	139416	102475	5235	27170	4536
1995	149529	99503	6703	43106	215
1996	166963	103519	7906	57090	448
1997	161656	99558	10274	51364	460
1998	164414	93307	12253	58229	625
1999	199620	106270	13414	76073	1763
2000	219216	123312	15821	78931	1152
2001	246690	136634	17942	92446	1698
2002	261545	129026	20038	109612	2669
2003	219311	48180	25216	141383	4532
2004	222307	14844	27868	173473	6122
2005	207463	0	27868	173473	6122
2005	-458144	-458144			

Tasa de actualización : 10 %

1/: valores de rescate al final del período.

2/: valor actual sin contar valores de rescate al final del período.

3/: valor actual tomando en cuenta valores de rescate al final del período.

4/: costos del déficit de energía.

Fuente: CEPAL.

Cuadro No. 19
Honduras: Resumen de la Operación
Secuencia No.1: Óptima

	G W H							Petroleo			Carbón	Costo Combustibles					
	Demanda	Déficit	Total	Hidro.	Termo.	T.Gas	Búnker	Carbón	-- MBL --			Miles	-- millones de dolares --				
									Total	Búnker	Diesel	Tons.	Total	Petroleo	Búnker	Diesel	Carbón
1993	2486.5	115	2372.0	2043.0	329.0	0.0	329.0	546.7	546.7	0.0	0.0	8.2	8.2	8.2	0.0		
1994	2731.2	16	2715.0	2105.0	610.0	173.0	437.0	1082.7	726.7	356.0	0.0	19.8	19.8	10.9	8.9		
1995	2925.7	2	2924.0	2114.0	810.0	349.0	461.0	1482.7	766.7	716.0	0.0	29.4	29.4	11.5	17.9		
1996	3086.1	17	3069.0	2166.0	903.0	443.0	460.0	1678.7	766.7	912.0	0.0	34.3	34.3	11.5	22.8		
1997	3258.9	-0	3259.0	2167.0	1092.0	39.0	206.0	847.0	420.0	340.0	80.0	396.2	25.8	7.1	5.1	2.0	18.7
1998	3490.0	0	3490.0	2171.0	1319.0	166.0	343.0	810.0	913.3	573.3	340.0	379.2	35.0	17.1	8.6	8.5	17.9
1999	3684.1	7	3677.0	2173.0	1504.0	270.0	401.0	833.0	1222.7	666.7	556.0	389.8	42.3	23.9	10.0	13.9	18.4
2000	3889.8	-0	3890.0	2179.0	1711.0	430.0	439.0	842.0	1621.3	733.3	888.0	394.1	51.8	33.2	11.0	22.2	18.6
2001	4107.9	1	4106.5	2174.5	1932.0	389.0	595.0	848.0	1937.3	1133.3	804.0	398.3	55.9	37.1	17.0	20.1	18.8
2002	4339.1	0	4339.0	2177.0	2162.0	368.0	942.0	852.0	2286.7	1526.7	780.0	400.4	60.8	41.9	22.9	19.0	18.9
2003	4584.1	1	4583.0	2177.0	2406.0	358.0	1193.0	855.0	2662.7	1926.7	736.0	400.4	66.2	47.3	28.9	18.4	18.9
2004	4843.9	2	4842.0	2177.0	2665.0	587.0	1221.0	857.0	3181.3	1973.3	1208.0	402.5	78.8	59.8	29.6	30.2	19.0
2005	5119.2	2	5117.0	2177.0	2940.0	840.0	1240.0	860.0	3738.7	2006.7	1732.0	402.5	92.4	73.4	30.1	43.3	19.0
Total								22774.7	13686.7	9088.0	3563.6	600.7	432.5	205.3	227.2	168.2	

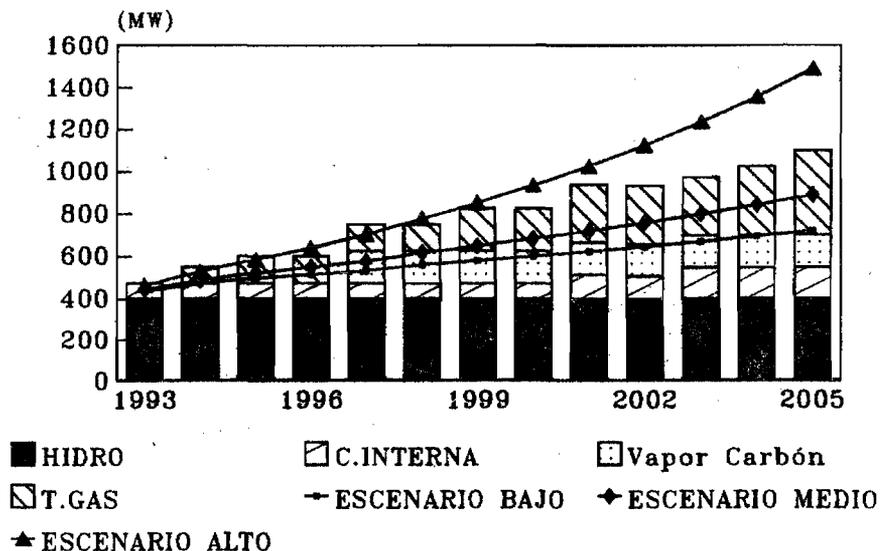
Cuadro No. 20
Resumen de la Operación
Secuencia No.1.1: Atrazo Central Carboeléctrica

	G W H							Petroleo			Carbón	Costo Combustibles					
	Demanda	Déficit	Total	Hidro.	Termo.	T.Gas	Búnker	Carbón	-- MBL --			Miles	-- millones de dolares --				
									Total	Búnker	Diesel	Tons.	Total	Petroleo	Búnker	Diesel	Carbón
1993	2486.5	115	2372.0	2043.0	329.0	0.0	329.0	546.7	546.7	0.0	0.0	8.2	8.2	8.2	0.0		
1994	2731.2	16	2715.0	2105.0	610.0	173.0	437.0	1082.7	726.7	356.0	0.0	19.8	19.8	10.9	8.9		
1995	2925.7	2	2924.0	2114.0	810.0	349.0	461.0	1482.7	766.7	716.0	0.0	29.4	29.4	11.5	17.9		
1996	3086.1	17	3069.0	2166.0	903.0	443.0	460.0	1678.7	766.7	912.0	0.0	34.3	34.3	11.5	22.8		
1997	3258.9	13	3245.5	2166.5	1079.0	362.0	717.0	0.0	1917.3	1173.3	744.0	0.0	36.2	36.2	17.6	18.6	0.0
1998	3490.0	9	3481.0	2174.0	1307.0	337.0	970.0	0.0	2269.3	1573.3	696.0	0.0	41.0	41.0	23.6	17.4	0.0
1999	3684.1	3	3681.0	2177.0	1504.0	306.0	1198.0	0.0	2591.3	1933.3	928.0	0.0	44.7	44.7	29.0	15.7	0.0
2000	3889.8	-0	3890.0	2175.0	1715.0	489.0	1226.0	0.0	2988.0	1980.0	1008.0	0.0	54.9	54.9	29.7	25.2	0.0
2001	4107.9	-0	4108.0	2176.0	1932.0	57.0	947.0	928.0	1636.0	1620.0	116.0	434.3	46.2	25.7	22.8	2.9	20.5
2002	4339.1	1	4338.0	2177.0	2161.0	124.0	1106.0	932.0	2036.0	1780.0	256.0	436.4	53.7	33.1	26.7	6.4	20.6
2003	4584.1	0	4584.0	2427.0	2157.0	181.0	1053.0	943.0	2025.3	1693.3	332.0	442.8	54.6	33.7	25.4	8.3	20.9
2004	4843.9	-1	4845.0	2428.0	2417.0	318.0	1159.0	946.0	2516.0	1860.0	656.0	442.8	65.2	44.3	27.9	16.4	20.9
2005	5119.2	-1	5120.0	2427.0	2693.0	523.0	1224.0	946.0	3056.0	1980.0	1076.0	442.8	77.5	56.6	29.7	26.9	20.9
Total								25796.0	18300.0	7496.0	2199.2	565.7	461.9	274.5	187.4	103.8	

Cuadro No. 21
Resumen de la Operación
Secuencia No.1.2: Carboeléctrica en dos etapas (2x150 MW)

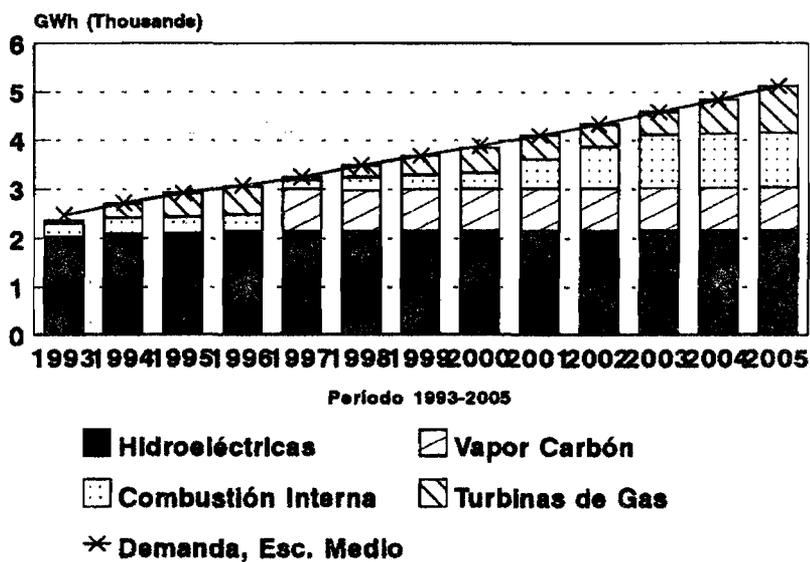
	G W H							Petroleo			Carbón	Costo Combustibles					
	Demanda	Déficit	Total	Hidro.	Termo.	T.Gas	Búnker	Carbón	-- MBL --			Miles	-- millones de dolares --				
									Total	Búnker	Diesel	Tons.	Total	Petroleo	Búnker	Diesel	Carbón
1993	2486.5	115	2372.0	2043.0	329.0	0.0	329.0	546.7	546.7	0.0	0.0	8.2	8.2	8.2	0.0		
1994	2731.2	16	2715.0	2105.0	610.0	173.0	437.0	1082.7	726.7	356.0	0.0	19.8	19.8	10.9	8.9		
1995	2925.7	2	2924.0	2114.0	810.0	349.0	461.0	1482.7	766.7	716.0	0.0	29.4	29.4	11.5	17.9		
1996	3086.1	17	3069.0	2166.0	903.0	443.0	460.0	1678.7	766.7	912.0	0.0	34.3	34.3	11.5	22.8		
1997	3258.9	-0	3259.0	2167.0	1092.0	39.0	206.0	847.0	420.0	340.0	80.0	396.2	25.8	7.1	5.1	2.0	18.7
1998	3490.0	0	3490.0	2171.0	1319.0	166.0	343.0	810.0	913.3	573.3	340.0	379.2	35.0	17.1	8.6	8.5	17.9
1999	3684.1	7	3677.0	2173.0	1504.0	270.0	401.0	833.0	1222.7	666.7	556.0	389.8	42.3	23.9	10.0	13.9	18.4
2000	3889.8	-0	3890.0	2179.0	1711.0	430.0	439.0	842.0	1621.3	733.3	888.0	394.1	51.8	33.2	11.0	22.2	18.6
2001	4107.9	-1	4109.0	2177.0	1932.0	76.0	197.0	1659.0	482.7	326.7	156.0	777.5	45.6	8.8	4.9	3.9	36.7
2002	4339.1	-1	4340.0	2178.0	2162.0	204.0	317.0	1641.0	946.7	526.7	420.0	769.1	54.7	18.4	7.9	10.5	36.3
2003	4584.1	1	4583.0	2178.0	2406.0	346.0	360.0	1679.0	1345.3	833.3	712.0	788.1	64.5	27.3	9.5	17.8	37.2
2004	4843.9	-0	4844.0	2179.0	2665.0	534.0	433.0	1698.0	1820.0	720.0	1100.0	796.6	75.9	38.3	10.8	27.5	37.6
2005	5119.2	-1	5120.0	2179.0	2941.0	343.0	891.0	1707.0	2144.0	1440.0	704.0	800.8	77.0	39.2	21.6	17.6	37.8
Total								15706.7	8766.7	6940.0	5491.5	564.2	305.0	131.5	173.5	259.2	

Gráfico 10
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
Capacidad Instalada vrs. Demanda Máxima



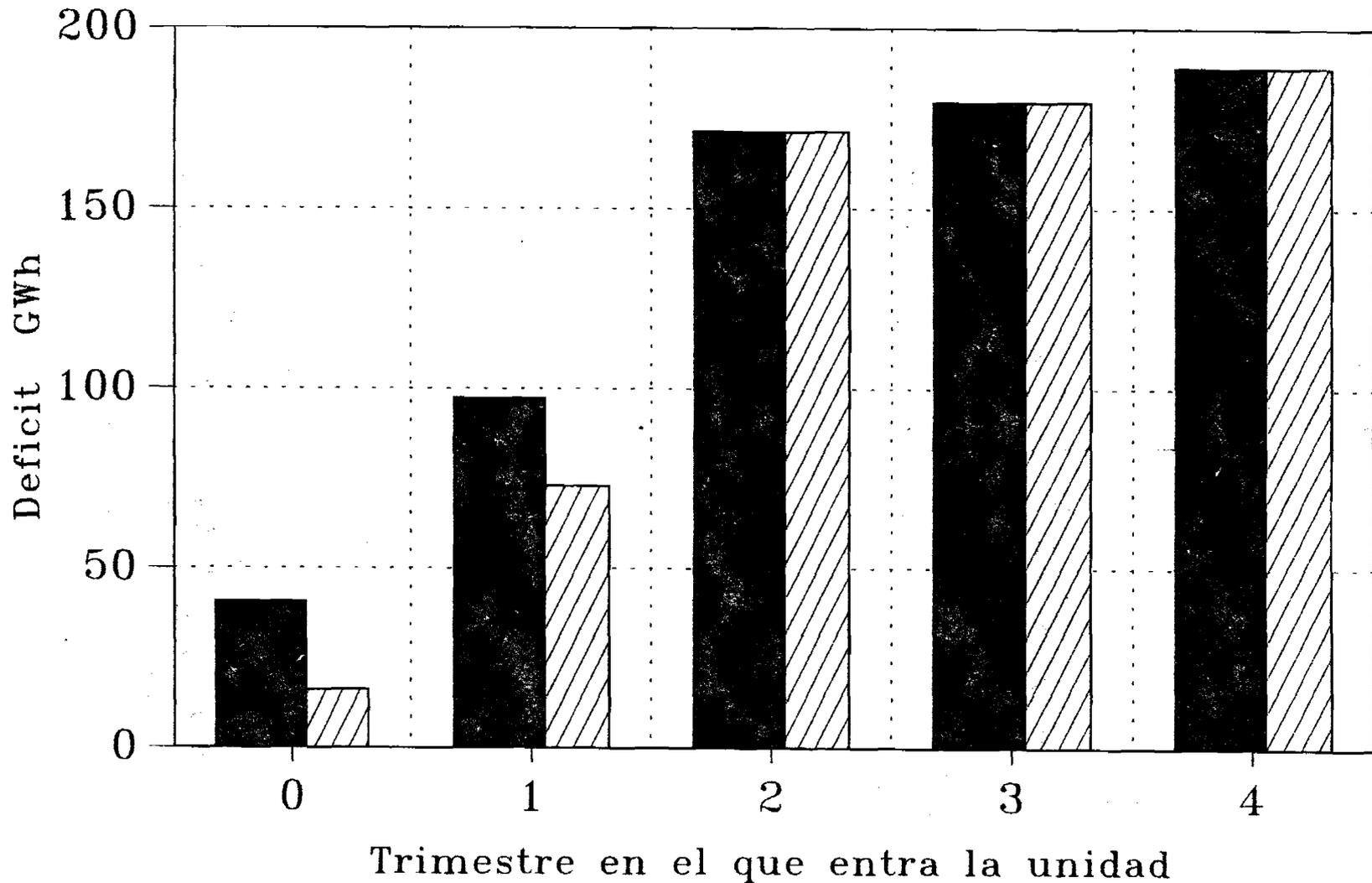
Fuente: CEPAL
 Secuencia de Equipamiento Optima (1).

Gráfico 11
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
COBERTURA DEL CONSUMO. SECUENCIA 1.



Fuente: CEPAL.

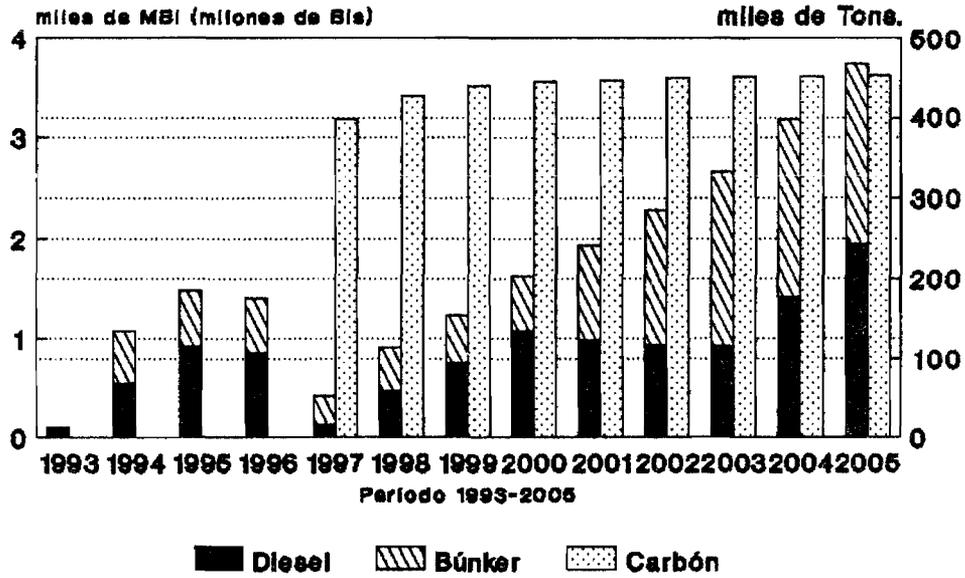
Gráfico 12
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS:
ESTIMACION DEL DEFICIT EN 1994



■ Turbina Gas 50 MW ▨ Turbina Gas 75 MW

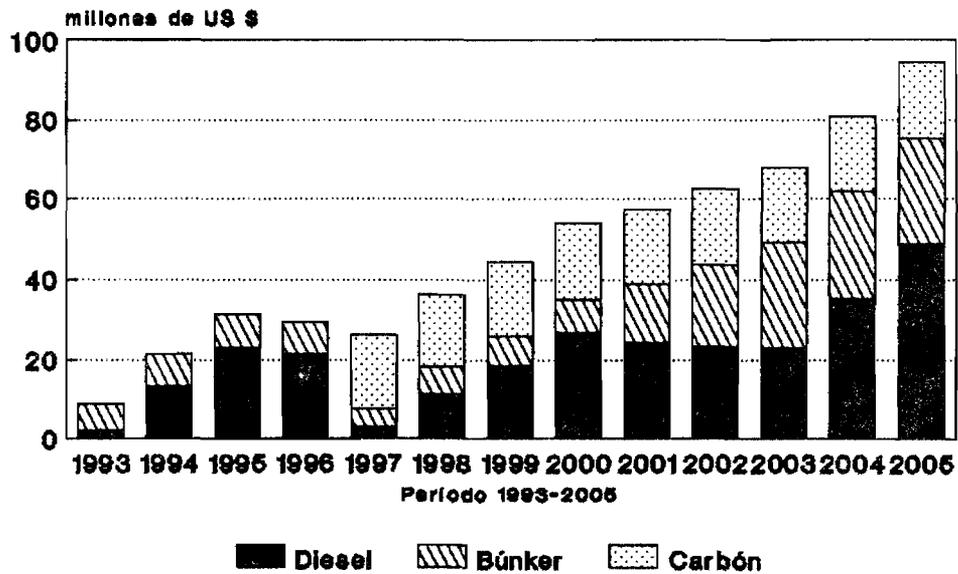
Magnitud del deficit acorde con la capacidad y mes de entrada de la unidad.

Gráfico 13
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
ESTIMACION DE VOLUMENES DE COMBUSTIBLES.



Secuencia 1 (Optima).

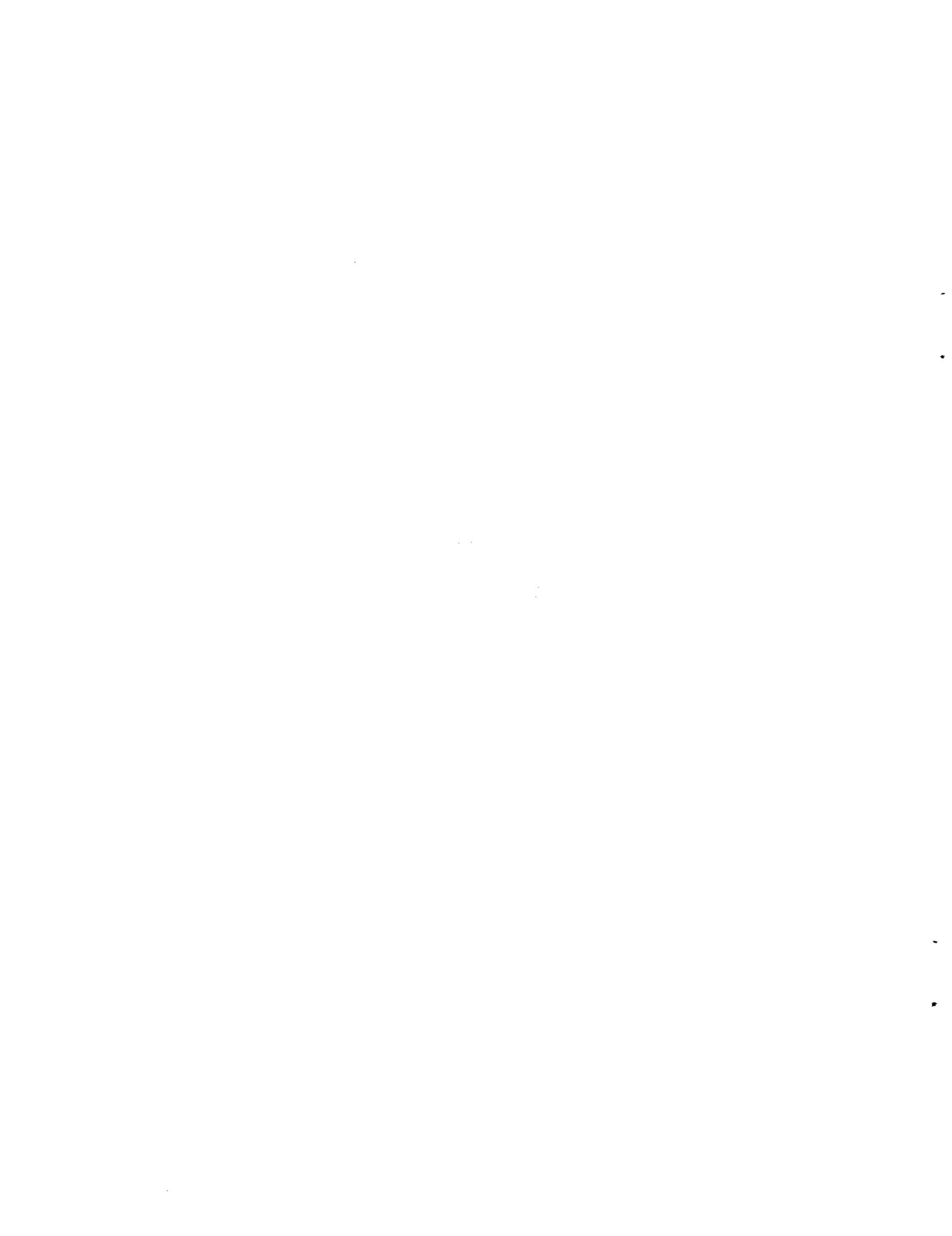
Gráfico 14.
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
COSTO DE COMBUSTIBLES



Secuencia 1 (Optima)

Anexo I

DATOS BASICOS UTILIZADOS EN LAS SIMULACIONES



Cuadro I-1
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA (MW)
(ESCENARIO MEDIO)

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOV.	DIC.	ANUAL
1993	406.3	422.8	446.5	443.4	445.1	424.6	397.4	416.1	406.8	418.4	398.3	437.2	446.5
1994	444.9	463.0	488.9	485.5	487.4	464.9	435.1	455.7	445.4	458.1	436.1	478.7	488.9
1995	475.1	494.4	522.1	518.4	520.5	496.5	464.6	486.6	475.6	489.2	465.7	511.2	522.1
1996	499.6	519.9	549.0	545.1	547.3	522.1	488.6	511.6	500.1	514.4	489.7	537.5	549.0
1997	525.9	547.3	577.9	573.9	576.2	549.6	514.3	538.6	526.5	541.5	515.5	565.8	577.9
1998	561.4	584.3	617.0	612.7	615.1	586.7	549.1	575.0	562.1	578.1	550.3	604.1	617.0
1999	590.8	614.9	649.3	644.7	647.3	617.5	577.9	605.1	591.5	608.4	579.2	635.7	649.3
2000	621.9	647.2	683.4	678.6	681.4	649.9	608.2	637.0	622.6	640.4	609.6	669.1	683.4
2001	654.8	681.4	719.5	714.5	717.4	684.3	640.4	670.6	655.5	674.2	641.8	704.5	719.5
2002	689.5	717.5	757.7	752.4	755.4	720.6	674.3	706.2	690.3	710.0	675.9	741.9	757.7
2003	726.2	755.7	798.0	792.5	795.6	758.9	710.3	743.8	727.0	747.8	711.9	781.4	798.0
2004	765.0	796.1	840.7	834.8	838.2	799.5	748.2	783.5	765.9	787.7	749.9	823.1	840.7
2005	806.1	838.8	885.8	879.6	883.1	842.4	788.4	825.6	807.0	830.0	790.1	867.3	885.8

FACTOR DE ESTACIONALIDAD 91.0 94.7 100.0 99.3 99.7 95.1 89.0 93.2 91.1 93.7 89.2 97.9

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA (GWh)
(ESCENARIO MEDIO)

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOV.	DIC.	ANUAL
1993	199.1	190.4	216.3	223.0	239.1	213.0	207.4	213.8	199.1	200.2	191.9	193.1	2486.5
1994	218.7	209.2	237.6	244.9	262.7	234.0	227.8	234.9	218.7	219.9	210.8	212.1	2731.2
1995	234.3	224.1	254.5	262.3	281.4	250.6	244.1	251.6	234.3	235.5	225.8	227.2	2925.7
1996	247.1	236.3	268.5	276.7	296.8	264.4	257.4	265.4	247.1	248.4	238.2	239.7	3086.1
1997	261.0	249.6	283.5	292.2	313.4	279.2	271.9	280.3	261.0	262.3	251.5	253.1	3258.9
1998	279.5	267.3	303.6	312.9	335.6	299.0	291.1	300.1	279.5	280.9	269.3	271.1	3490.0
1999	295.0	282.1	320.5	330.3	354.3	315.6	307.3	316.8	295.0	296.6	284.3	286.1	3684.1
2000	311.5	297.9	338.4	348.8	374.1	333.2	324.5	334.5	311.5	313.1	300.2	302.1	3889.8
2001	329.0	314.6	357.4	368.4	395.1	351.9	342.7	353.3	329.0	330.7	317.0	319.1	4107.9
2002	347.5	332.3	377.5	389.1	417.3	371.7	362.0	373.2	347.5	349.3	334.8	337.0	4339.1
2003	367.1	351.1	398.8	411.1	440.9	392.7	382.4	394.2	367.1	369.0	353.8	356.0	4584.1
2004	387.9	370.9	421.4	434.3	465.8	415.0	404.1	416.6	387.9	389.9	373.8	376.2	4843.9
2005	409.9	392.0	445.4	459.0	492.3	438.6	427.0	440.3	409.9	412.1	395.0	397.6	5119.2

FACTOR DE ESTACIONALIDAD 8.0 7.7 8.7 9.0 9.6 8.6 8.3 8.6 8.0 8.1 7.7 7.8 100.0

Cuadro 1-2
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA (MW)
(ESCENARIO BAJO)

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOV.	DIC.	ANUAL
1993	399.5	415.8	439.1	436.0	437.7	417.5	390.8	409.2	400.0	411.4	391.6	429.9	439.1
1994	430.8	448.3	473.4	470.1	472.0	450.2	421.3	441.2	431.2	443.5	422.2	463.5	473.4
1995	452.9	471.3	497.7	494.2	496.2	473.3	443.0	463.9	453.4	466.4	444.0	487.3	497.7
1996	468.6	487.7	515.0	511.4	513.4	489.8	458.3	480.0	469.2	482.5	459.4	504.2	515.0
1997	485.4	505.1	533.4	529.7	531.8	507.3	474.7	497.1	485.9	499.8	475.8	522.3	533.4
1998	510.6	531.3	561.0	557.1	559.4	533.6	499.3	522.9	511.1	525.7	500.5	549.3	561.0
1999	528.6	550.1	580.9	576.9	579.2	552.5	517.0	541.4	529.2	544.3	518.2	568.8	580.9
2000	547.4	569.7	601.6	597.4	599.8	572.1	535.4	560.7	548.0	563.7	536.6	589.0	601.6
2001	567.0	590.0	623.0	618.7	621.2	592.5	554.5	580.7	567.6	583.8	555.7	610.0	623.0
2002	587.3	611.1	645.3	640.8	643.4	613.7	574.4	601.5	587.9	604.7	575.7	631.9	645.3
2003	608.4	633.1	668.5	663.9	666.5	635.8	595.0	623.1	609.0	626.4	596.3	654.6	668.5
2004	630.3	655.9	692.6	687.8	690.6	658.7	616.4	645.5	631.0	649.0	617.8	678.2	692.6
2005	653.1	679.7	717.7	712.7	715.5	682.5	638.7	668.9	653.8	672.5	640.2	702.7	717.7

FACTOR DE ESTACIONALIDAD	91.0	94.7	100.0	99.3	99.7	95.1	89.0	93.2	91.1	93.7	89.2	97.9	
--------------------------	------	------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	--

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA (GWh)
(ESCENARIO BAJO)

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOV.	DIC.	ANUAL
1993	195.8	187.2	212.7	219.3	235.1	209.5	204.0	210.3	195.8	196.8	188.7	189.9	2445.1
1994	211.8	202.5	230.1	237.1	254.3	226.6	220.6	227.4	211.8	212.9	204.1	205.4	2644.5
1995	223.4	213.6	242.7	250.1	268.2	239.0	232.7	239.9	223.4	224.5	215.2	216.6	2789.2
1996	231.8	221.7	251.9	259.6	278.4	248.0	241.5	249.0	231.8	233.1	223.4	224.9	2895.1
1997	240.9	230.4	261.7	269.7	289.3	257.7	250.9	258.7	240.9	242.1	232.1	233.6	3008.0
1998	254.1	243.0	276.1	284.6	305.2	271.9	264.7	272.9	254.1	255.5	244.9	246.5	3173.6
1999	264.0	252.4	286.8	295.6	317.0	282.4	275.0	283.5	264.0	265.3	254.4	256.0	3296.2
2000	274.2	262.2	297.9	307.0	329.3	293.3	285.6	294.5	274.2	275.6	264.2	265.9	3423.9
2001	284.8	272.4	309.5	319.0	342.1	304.7	296.7	305.9	284.8	286.3	274.5	276.3	3557.0
2002	296.0	283.0	321.5	331.4	355.4	316.6	308.3	317.8	296.0	297.5	285.2	287.0	3695.7
2003	307.5	294.1	334.1	344.4	369.3	329.0	320.4	330.3	307.5	309.1	296.3	298.3	3840.2
2004	319.6	305.6	347.2	357.9	383.8	341.9	332.9	343.2	319.6	321.3	308.0	310.0	3990.8
2005	332.1	317.6	360.8	371.9	398.9	355.3	346.0	356.7	332.1	333.9	320.1	322.2	4147.7

FACTOR DE ESTACIONALIDAD	8.0	7.7	8.7	9.0	9.6	8.6	8.3	8.6	8.0	8.1	7.7	7.8	100.0
--------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------

Cuadro I-3
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA (MW)
(ESCENARIO ALTO)

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOV.	DIC.	ANUAL
1993	422.8	440.0	464.7	461.4	463.3	441.9	413.5	433.1	423.3	435.4	414.5	454.9	464.7
1994	480.5	500.0	528.0	524.3	526.4	502.1	469.9	492.1	481.0	494.7	471.0	516.9	528.0
1995	533.0	554.6	585.7	581.6	583.9	557.0	521.3	545.9	533.6	548.8	522.4	573.4	585.7
1996	583.1	606.8	640.8	636.3	638.8	609.4	570.3	597.2	583.7	600.4	571.6	627.4	640.8
1997	638.8	664.8	702.0	697.1	699.9	667.6	624.8	654.2	639.5	657.8	626.2	687.3	702.0
1998	707.9	736.7	777.9	772.5	775.6	739.8	692.4	725.0	708.7	728.9	693.9	761.7	777.9
1999	775.5	807.1	852.2	846.3	849.7	810.5	758.5	794.3	776.4	798.5	760.2	834.4	852.2
2000	850.0	884.6	934.1	927.6	931.3	888.3	831.4	870.6	851.0	875.3	833.2	914.6	934.1
2001	932.2	970.1	1024.3	1017.2	1021.3	974.2	911.7	954.7	933.2	959.8	913.7	1002.9	1024.3
2002	1022.6	1064.2	1123.8	1115.9	1120.4	1068.7	1000.1	1047.3	1023.7	1053.0	1002.4	1100.3	1123.8
2003	1122.3	1167.9	1233.3	1224.7	1229.6	1172.9	1097.6	1149.4	1123.5	1155.6	1100.1	1207.5	1233.3
2004	1232.2	1282.3	1354.0	1344.5	1350.0	1287.7	1205.1	1261.9	1233.5	1268.7	1207.8	1325.7	1354.0
2005	1353.2	1408.2	1487.0	1476.6	1482.6	1414.2	1323.4	1385.9	1354.7	1393.3	1326.4	1455.9	1487.0

FACTOR DE ESTACIONALIDAD

91.0 94.7 100.0 99.3 99.7 95.1 89.0 93.2 91.1 93.7 89.2 97.9

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA (GWh)
(ESCENARIO ALTO)

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCTUBRE	NOV.	DIC.	ANUAL
1993	207.2	198.2	225.1	232.0	248.9	221.7	215.9	222.5	207.2	208.3	199.7	201.0	2587.7
1994	236.2	225.9	256.6	264.5	283.7	252.7	246.0	253.7	236.2	237.4	227.6	229.1	2949.5
1995	262.8	251.4	285.6	294.3	315.7	281.2	273.8	282.3	262.8	264.2	253.3	254.9	3282.2
1996	288.5	275.8	313.4	323.0	346.4	308.6	300.5	309.8	288.5	290.0	278.0	279.8	3602.0
1997	317.0	303.1	344.4	355.0	380.7	339.1	330.2	340.4	317.0	318.7	305.5	307.5	3958.5
1998	352.4	337.0	382.8	394.6	423.2	377.0	367.1	378.4	352.4	354.2	339.6	341.8	4400.4
1999	387.2	370.3	420.7	433.6	465.0	414.3	403.4	415.9	387.2	389.3	373.2	375.6	4835.7
2000	425.8	407.2	462.6	476.7	511.3	455.5	443.5	457.2	425.8	428.0	410.3	412.9	5316.7
2001	468.3	447.9	508.8	524.4	562.4	501.0	487.9	502.9	468.3	470.8	451.3	454.2	5848.2
2002	515.3	492.8	559.9	577.1	618.9	551.3	536.8	553.4	515.3	518.1	496.6	499.8	6435.4
2003	567.3	542.5	616.3	635.3	681.3	606.9	591.0	609.3	567.3	570.3	546.7	550.2	7084.4
2004	624.7	597.4	678.7	699.6	750.3	668.4	650.8	670.9	624.7	628.0	602.0	605.9	7801.5
2005	688.2	658.1	747.7	770.6	826.5	736.2	716.9	739.1	688.2	691.8	663.2	667.5	8593.8

FACTOR DE ESTACIONALIDAD

8.0 7.7 8.7 9.0 9.6 8.6 8.3 8.8 8.0 8.1 7.7 7.8 100.0

Cuadro I-4

REGISTROS DE GENERACION NETA DISPONIBLE (CONSUMO MAS PERDIDAS) Y SUS INDICES DE ESTACIONALIDAD

	Generación Neta Disponible (GWh)													Indices de Estacionalidad (%) 1/		
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	Promedio	A	B	C
	ENERO	68.9	71.7	83.3	83.9	56.4	88.8	99.6	107.2	120.1	132.2	152.9	169.4	102.9	7.73	8.03
FEBRERO	67.5	70.0	76.5	83.6	61.2	91.3	102.0	107.1	119.4	128.2	147.5	159.3	101.1	7.55	7.67	7.66
MARZO	76.0	82.6	89.0	92.9	89.7	110.7	105.0	125.3	128.6	145.1	164.2	177.1	115.5	8.36	8.73	8.70
ABRIL	69.3	80.9	89.2	83.7	81.2	99.8	109.0	113.0	136.0	153.5	167.8	191.8	114.6	8.61	9.00	8.96
MAYO	80.3	86.1	89.7	90.0	92.5	109.5	114.0	129.9	145.9	163.7	181.0	189.8	122.7	9.14	9.66	9.62
JUNIO	70.3	76.9	81.8	79.7	92.2	102.6	107.0	124.2	137.1	150.6	162.6	174.7	113.3	8.46	8.57	8.57
JULIO	75.1	82.3	76.3	79.6	82.4	102.5	104.0	114.5	135.5	150.2	166.3	176.2	112.1	8.36	8.33	8.34
AGOSTO	75.7	79.0	80.8	78.8	85.8	104.4	106.0	117.1	134.5	157.8	173.2	184.0	114.8	8.63	8.60	8.60
SEPTIEMBRE	72.7	78.4	77.8	75.5	84.0	99.3	106.5	116.5	132.8	144.6	164.7	170.0	110.4	8.27	7.98	8.01
OCTUBRE	63.7	78.4	80.5	71.9	91.2	106.3	108.6	115.7	128.4	145.9	168.2	180.2	111.6	8.38	8.03	8.05
NOVIEMBRE	66.5	74.6	81.0	63.7	82.7	99.3	105.8	115.3	137.8	146.8	155.0	169.1	108.1	8.20	7.66	7.72
DICIEMBRE	69.2	81.6	89.3	65.5	83.8	97.6	108.1	125.5	130.0	143.9	159.4	173.3	110.6	8.31	7.72	7.76
TOTAL	855.2	942.5	995.2	948.8	983.1	1212.1	1275.6	1413.3	1586.1	1762.5	1962.8	2114.9		100.00	100.00	100.00

DEMANDAS MAXIMAS HISTORICAS Y SUS INDICES DE ESTACIONALIDAD

	Demanda Máxima (MW)													Coeficientes de Estacionalidad (%)		
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	Promedio	A	B	C
	ENERO	136.0	147.0	173.8	176.0	174.0	203.0	206.1	226.0	252.0	271.0	304.0	344.1	218.0	90.30	90.90
FEBRERO	138.3	157.0	176.5	182.3	191.0	211.0	217.0	239.8	247.0	280.0	328.4	356.0	227.0	93.80	94.60	94.70
MARZO	144.7	159.2	175.0	183.5	194.0	215.5	229.6	250.7	270.0	299.0	340.9	362.0	235.3	98.50	100.00	100.00
ABRIL	144.0	170.6	179.5	188.5	188.0	209.5	217.9	238.6	276.5	305.0	341.0	377.0	236.3	98.70	99.20	99.30
MAYO	155.8	169.0	179.1	192.0	203.0	212.5	221.8	243.0	275.0	316.0	351.0	369.0	240.6	99.80	99.60	99.70
JUNIO	147.8	160.8	182.1	188.0	187.0	220.0	221.0	241.0	278.0	300.0	327.0	362.0	234.6	97.20	94.80	95.10
JULIO	143.0	159.4	164.7	171.5	183.0	210.0	205.8	222.0	267.0	301.0	316.4	350.1	224.5	93.40	88.50	89.00
AGOSTO	149.3	189.5	167.0	183.5	183.5	212.0	218.0	237.0	260.0	309.5	340.0	366.5	233.0	97.30	92.70	93.20
SEPTIEMBRE	146.5	160.7	164.0	186.1	188.0	204.0	217.5	250.0	271.0	294.5	329.6	369.5	231.8	97.40	91.60	92.20
OCTUBRE	142.0	158.8	170.0	188.3	210.5	219.0	225.0	244.0	259.0	290.4	337.0	374.8	234.9	97.30	90.40	91.10
NOVIEMBRE	141.8	154.0	177.0	193.0	189.0	217.0	234.0	254.0	286.0	308.0	331.0	366.0	237.6	100.00	93.00	93.70
DICIEMBRE	139.6	166.4	181.0	191.8	201.0	211.0	221.0	266.0	262.0	295.0	323.8	365.0	235.3	97.40	88.30	89.20
TOTAL	1728.8	1932.4	2089.7	2224.5	2292.0	2544.5	2634.7	2915.1	3203.5	3569.4	3970.1	4362.0				

- Notas: 1/ los coeficientes de estacionalidad se han calculado en base a los registros de los últimos cinco años, utilizando los siguientes métodos:
- A/ sin eliminación de la tendencia
 - B/ eliminando tendencia por método medias móviles
 - C/ eliminando la tendencia con ajuste exponencial

Cuadro I-5

HONDURAS: DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE LA DEMANDA
(ENERGIA BRUTA CONSUMIDA Y DEMANDA MAXIMA)

	1988		1989		1990		1991	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
<u>ENERGIA</u>								
Total	1586.2	100.0	1763.4	100.0	1962.7	100.0	2115.7	100.0
Norte	688.2	43.39	778.9	44.17	787.5	40.12	923.3	43.64
Centro	488.0	30.76	592.9	33.62	650.4	33.14	734.9	34.74
Litoral Atlántico	114.9	7.25	139.2	7.89	153.9	7.84	146.9	6.94
Cañaveral	85.5	5.39	91.3	5.18	111.8	5.70	112.5	5.32
Sur	48.8	3.08	54.8	3.11	53.9	2.75	87.2	4.12
Servicio Propio			15.5	0.88	23.3	1.19	23.9	1.13
Pérdidas	160.8	10.14	90.8	5.15	181.9	9.27	87.0	4.11
<u>DEMANDA MAXIMA</u>								
Total	242.7	100.0	270.2	100.0	314.1	100.0	369.52	100.0
Norte	114.9	47.34	113.2	41.89	140.4	44.70	175.72	47.55
Centro	87.5	36.05	103.8	38.42	111.0	35.34	123.7	33.48
Litoral Atlántico	14.8	6.10	24.4	9.03	30.7	9.77	33.6	9.09
Cañaveral	15	6.18	18.0	6.66	19.0	6.05	20.4	5.52
Sur	10.5	4.33	10.8	4.00	13.0	4.14	16.1	4.36
Demanda Máxima SNI	286		316		351		377	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales de los informes de operacion de la ENEE.

Cuadro I-6
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
AFLUENCIAS ENERGETICAS A LAS CENTRALES HIDRAULICAS
(VALORES EN GWh)

CONDICION	ENE	FEB.	MARZ.	ABRIL	MAYO	JUN.	JUL	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	ANUAL
CANAVERAL													
1	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	190.8
2	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	190.8
3	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	22.0	15.9	15.9	196.9
4	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	16.7	20.3	23.4	20.5	15.9	208.1
5	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	20.3	20.3	23.4	22.9	15.9	214.1
Esperado	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	16.5	17.2	20.6	17.5	15.9	199.0
RIO LINDO													
1	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	454.8
2	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	454.8
3	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	52.6	37.9	37.9	469.5
4	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	48.7	48.5	55.9	48.9	37.9	505.2
5	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	48.6	48.5	55.9	54.7	37.9	510.9
Esperado	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	41.1	41.1	49.2	41.8	37.9	476.4
NISPERO													
1	1.8	1.7	1.0	0.9	1.0	2.2	7.2	8.2	7.7	7.8	3.2	2.7	45.4
2	3.3	2.3	1.5	1.3	1.4	10.2	11.7	10.8	9.2	11.2	4.7	3.6	71.2
3	3.7	2.9	2.7	2.0	1.6	16.4	14.6	13.1	13.7	13.7	6.3	5.0	95.7
4	5.0	3.5	3.1	2.4	2.0	16.4	16.4	14.7	15.4	15.8	6.9	5.7	107.3
5	5.4	3.8	3.5	2.9	2.5	16.4	16.4	16.3	16.4	16.4	7.9	6.5	114.4
Esperado	3.9	2.9	2.5	1.9	1.7	13.7	13.8	12.8	12.8	13.3	6.0	4.8	90.0
FRANCISCO MORAZAN													
1	109.1	109.1	109.1	109.1	80.4	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	1280.5
2	109.1	109.1	109.1	109.1	86.4	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	1286.5
3	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	112.7	181.4	109.1	109.1	1385.1
4	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	139.2	219.1	219.1	110.8	109.1	1561.0
5	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	109.1	141.7	164.4	219.2	219.2	202.4	113.8	1715.3
Esperado	109.1	109.1	109.1	109.1	101.7	109.1	112.4	120.6	143.6	171.0	118.8	109.6	1423.1
NARANJITO													
1	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	24.2	25.0	19.0	19.0	239.2
2	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	22.3	50.1	52.6	19.6	19.0	296.6
3	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	49.2	37.4	52.6	52.6	30.4	23.7	359.9
4	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	36.3	52.6	52.6	52.6	52.6	41.6	29.0	412.3
5	19.5	19.0	19.0	19.0	19.0	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	44.5	30.1	433.1
Esperado	19.1	19.0	19.0	19.0	19.0	25.8	41.2	37.1	49.3	49.8	30.8	24.0	353.0
SICO II													
1	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	39.3	391.3
2	51.2	36.2	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	36.5	66.6	446.5
3	71.5	42.5	33.9	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	71.6	89.1	532.6
4	84.5	47.4	45.4	37.0	32.0	32.0	34.9	32.0	34.8	60.5	89.1	89.1	618.7
5	89.1	49.1	52.8	42.8	32.0	33.2	43.0	38.3	45.7	80.8	89.1	89.1	685.0
Esperado	67.9	41.8	37.5	34.1	32.0	32.1	33.7	32.6	33.9	42.6	65.9	79.6	533.7
AGUA REYNA													
1	21.9	13.0	10.5	9.6	9.3	9.9	9.9	9.7	9.8	10.2	26.5	34.6	174.9
2	25.0	14.9	12.1	11.0	10.6	11.3	11.3	11.1	11.2	11.7	30.4	39.5	200.1
3	32.0	19.0	15.4	14.0	13.6	14.5	14.5	14.2	14.3	14.9	38.8	50.5	255.7
4	39.4	23.4	18.9	17.2	16.7	17.8	17.8	17.5	17.6	18.3	47.7	62.1	314.5
5	44.5	26.4	21.4	19.5	18.9	20.2	20.2	19.8	19.9	20.7	54.0	70.3	355.8
Esperado	32.3	19.2	15.5	14.2	13.7	14.6	14.6	14.4	14.5	15.1	39.2	51.0	258.3

Cuadro I-7
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
DISPONIBILIDAD DE CENTRALES TERMICAS

CENTRAL	POTENCIA MAXIMA (MW)	INDISP. FORZ. (%)	INDISP. PROG. (%)	CONSUMO PROPIO (%)	PERDIDAS TRANSMIS. (%)	COSTOS VARIABLES (\$/MWh)	CONSUMO ESPECIF. (KCal/KWh)	Consumo Calórico (KCal/Kg)
La Ceiba	4x6.9	9.5	2.0	5.5	0.3	7.0	2310.0	9900.0
Cortes I (Alsthom)	4x7.5	8.0	2.0	5.5	0.3	7.0	2230.0	9900.0
Cortes II (Sulzer)	4x7.5	8.0	2.0	5.5	0.3	7.0	2230.0	9900.0
Vapor Carbón I	75.0	9.9	11.8	7.6	1.0	0.9	2900.0	5924.0
Vapor Carbón II	115.0	10.3	12.0	7.6	1.0	0.7	2755.0	5924.0
Vapor Carbón III	150.0	10.5	12.1	7.6	1.0	0.5	2520.0	5924.0
Diesel Lenta I	2x20.0	8.8	1.7	5.5	0.5	2.0	2143.0	9900.0
Turbina de Gas I	2x37.5	13.2	7.2	0.9	0.0	1.7	2867.0	10200.0
Turbina de Gas II	2x25.0	12.7	6.4	0.9	0.0	1.7	2867.0	10200.0

Cuadro I-8
SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
DISPONIBILIDAD DE CENTRALES HIDRAULICAS

CENTRAL	POTENCIA MAXIMA (MW)	INDISPONIBILIDAD FORZADA (%)	INDISPONIBILIDAD PROGRAM. (%)	CONSUMO PROPIO (%)	PERDIDAS TRANSMIS. (%)	VOLUMEN REGULACION (GWh)	COSTOS VARIABLES (US\$/MWh)
Cañaveral	28.5	3.5	6.4	0.5	2.0	174.00	0.3
Río Lindo	80.0	3.6	6.9	0.5	2.0	415.00	0.3
Nispero	22.5	3.5	6.3	0.5	2.0	0.10	0.3
Francisco Morazán	300.0	3.6	7.6	0.5	2.0	1620.00	0.3
Naranjito	136.0	3.5	6.9	0.5	3.0	n.d.	0.3
Sico II	103.0	3.6	7.1	0.5	1.7	n.d.	0.3
Agua de la Reyna	58.0	3.6	7.8	0.5	3.5	n.d.	0.3

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

Cuadro I-9

HONDURAS (ENEE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA, 1992

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón a/
Total			524.6	488.0		
Hidráulicas			423.0	431.0		
Cajón (4x73)	1	85	73.0	75.0		
	2	85	73.0	75.0		
	3	85	73.0	75.0		
	4	85	73.0	75.0		
Cañaveral (2x14.25)	1	64	14.3	14.3		
	2	64	14.3	14.3		
Río Lindo (4x20)	1	71	20.0	20.0		
	2	71	20.0	20.0		
	3	78	20.0	20.0		
	4	78	20.0	20.0		
Níspero (1x22.5)	1	82	22.5	22.5		
Térmicas combustión interna			86.6	57.0		
Ceiba (4x6.65)	1	74	6.7	15.0	Búnker	13.3
	2	74	6.7		Búnker	13.3
	3	74	6.7		Búnker	13.3
	4	74	6.7		Búnker	13.3
Térmica Alsthom (4x7.5)	1	80	7.5	19.5	Búnker	13.8
	2	80	7.5		Búnker	13.8
	3	80	7.5		Búnker	13.8
	4	80	7.5		Búnker	13.8
Térmica Sulzer (4x7.5)	1	84	7.5	22.5	Búnker	13.8
	2	84	7.5		Búnker	13.8
	3	84	7.5		Búnker	13.8
	4	84	7.5		Búnker	13.8
Térmicas gas			15.0	-		
La Puerta (1x15)	1	70	15.0	-	Diesel	8.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

Anexo II

**ENEE: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES
DE LA OPERACION PARA LAS ADICIONES
DE GENERACION, 1993-2005**

CUADRO II-1
RESUMEN DEL DESPACHO DE CARGA. ESCENARIO MEDIO. SECUENCIA 1.
(GWh)

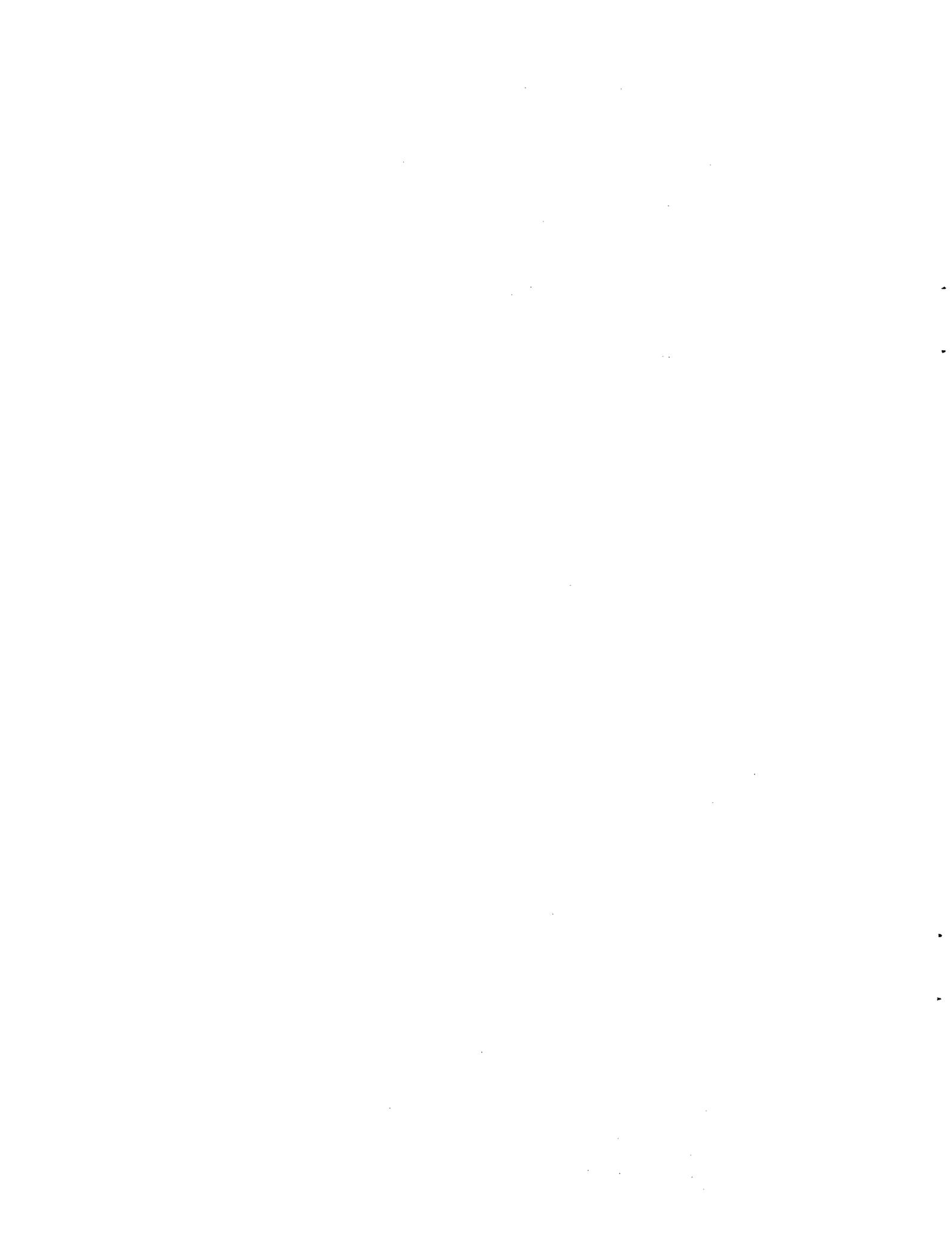
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PLANTAS HIDRAULICAS													
1 CANAVERAL	187.7	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9
2 RIO LINDO	457.2	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4
3 EL NISPERO	67.4	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1
4 F. MORAZAN	1332.8	1347.1	1353.4	1405.2	1409.6	1413.8	1416.4	1418.4	1420	1421.4	1422.5	1423.2	1423.5
HIDRO-GLOBAL	2045.1	2107.5	2113.8	2165.6	2170	2174.2	2176.8	2178.8	2180.4	2181.8	2182.9	2183.6	2183.9
PLANTAS TERMICAS													
1 LA CEIBA	57.6	111.5	121.3	116.9	29.1	75.5	104.9	112.6	106.0	106.4	107.8	121.2	130.3
2 CORTES I(AL)	109.0	139.7	148.0	150.8	56.3	112.1	124.0	138.8	136.8	132.7	138.9	151.2	155.6
3 CORTES II(S)	162.2	185.8	192.1	192.3	120.9	155.8	171.7	188.1	182.7	185.9	184.8	193.5	195.7
Vapor Carbón					846.6	810.2	833.3	842.2	847.6	851.7	854.8	857.1	859.6
Diesel Lenta									269.1	516.9	761.5	754.9	758.6
Turbinas de gas (grupos 50 MW)		173.7	45.3	106.4	0.0	29.8	60.6	127.5	0.0	0.0	0.0	7.3	13.6
Turbinas de gas (grupos 75 MW)			303.3	356.5	39.3	135.9	216.2	305.9	389.5	368.1	357.9	580.1	826.9
TOTAL	328.9	610.7	810.0	922.9	1092.2	1319.3	1510.7	1715.1	1931.7	2161.7	2405.7	2665.3	2940.3
TOTAL DESPACHADO	2374.0	2718.2	2923.8	3088.5	3262.2	3493.5	3687.5	3893.9	4112.1	4343.5	4588.6	4848.9	5124.2
TOTAL DEMANDA	2489.5	2733.7	2928.9	3089.1	3262.3	3493.5	3687.7	3893.9	4112.1	4343.3	4588.6	4848.8	5124.1
TOTAL FALTANTE	115.5	15.5	5.2	0.6	0.1	0.0	0.2	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CUADRO II-2
RESUMEN DEL DESPACHO DE CARGA. ESCENARIO BAJO. SECUENCIA 14.
(GWh)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PLANTAS HIDRAULICAS													
1CANAVERAL	187.7	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9
2RIO LINDO	457.2	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4
3EL NISPERO	67.4	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1
4F.MORAZAN	1328.8	1343.8	1349.4	1398.5	1403.1	1408	1410.9	1413.2	1415.3	1417.1	1418.5	1419.7	1420.8
TOTAL HIDRO.	2041.1	2104.2	2109.8	2158.9	2163.5	2168.4	2171.3	2173.6	2175.7	2177.5	2178.9	2180.1	2181.2
PLANTAS TERMICAS													
1LA CEIBA	53.4	97.4	117.1	113.4	114.6	112.5	120.4	108.5	53.4	97.6	105.6	115.3	120.9
2CORTEZ I(AL)	99.6	135.8	141.7	134.3	144.0	143.5	149.9	142.9	113.1	122.0	134.3	142.2	152.9
3CORTEZ II(S)	159.5	181.0	188.9	187.2	190.9	188.6	191.2	191.0	158.1	169.3	181.7	191.2	193.4
Diesel Lenta (Grupos de 2x20 MW)			22.1	39.6	58.6	45.2	75.5	42.4	0.6	13.8	0.0	0.0	0.0
Turbinas de gas (grupos 50 MW)		121.2	212.1	262.2	326.3	267.8	326.2	262.7	73.2	115.3	231.0	349.0	130.2
Turbinas de gas (grupos 75 MW)													352.3
Vapor Búnker													352.3
TOTAL	312.6	535.4	682.0	736.7	834.4	1003.4	1111.1	1248.3	1384.8	1522.2	1665.0	1814.9	1970.9
TOTAL DESPACHADO	2353.7	2639.7	2791.8	2895.7	2997.9	3171.9	3282.3	3421.9	3560.6	3699.7	3843.8	3995.0	4152.1
TOTAL DEMANDA	2447.4	2647.6	2791.8	2897.9	3011.0	3177.2	3299.3	3427.4	3560.6	3699.7	3843.8	3995.0	4152.1
TOTAL FALTANTE	93.8	8.0	0.0	2.2	13.1	5.3	17.0	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CUADRO II-3
RESUMEN DEL DESPACHO DE CARGA. ESCENARIO MEDIO. SECUENCIA 15.
(GWh)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PLANTAS HIDRAULICAS													
1 CANAVERAL	187.7	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9	193.9
2 RIO LINDO	457.2	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4	476.4
3 EL NISPERO	67.4	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1
4 F. MORAZAN	1340.6	1353.6	2480.4	2506.2	2523.6	2536.8	2544	2549.4	2551.8	2554.2	2553.6	2553.6	2554.8
TOTAL HIDRO.	2052.9	2114.0	3240.8	3266.6	3284.0	3297.2	3304.4	3309.8	3312.2	3314.6	3314.0	3314.0	3315.2
PLANTAS TERMICAS													
1 LA CEIBA	73.3	120.2	129.4	131.3	122.7	121.7	126.6	113.4	121.5	124.0	127.6	131.6	133.0
2 CORTEZ I (AL)	123.4	148.8	155.2	157.2	146.4	145.4	150.9	142.6	144.9	147.9	152.4	157.6	159.2
3 CORTEZ II (S)	168.1	192.3	195.3	197.2	188.8	185.1	193.9	182.3	184.0	186.9	195.0	197.5	199.0
Vapor Carbón					924.5	851.4	855.9	1706.3	1714.5	1720.2	1885.0	1887.9	1889.8
Diesel Lenta (Grupos de 2x20 MW)						496.0	504.3	484.8	805.9	813.1	826.2	831.5	834.6
Diesel Lenta (Grupos de 2x20 MW)										252.2	277.4	278.3	279.0
Turbinas de gas (grupos 50 MW)		47.0	241.1	136.2	9.6	38.1	140.9	65.3	119.0	278.4	261.0	632.5	894.7
Turbinas de gas (grupos 75 MW)		323.1	434.1	859.3	443.6	429.7	724.7	495.8	628.8	771.1	1230.4	1445.3	1503.3
TOTAL	364.8	831.4	1155.2	1481.1	1835.6	2267.4	2697.3	3190.4	3718.6	4293.7	4955.0	5562.2	5892.7
TOTAL DESPACHADO	2417.7	2945.4	3275.4	3605.6	3963.0	4397.0	4828.2	5322.1	5850.8	6426.2	7087.4	7694.6	8025.3
TOTAL DEMANDA	2590.6	2952.9	3285.3	3605.6	3963.0	4404.4	4840.8	5322.3	5853.8	6441.4	7091.1	7809.8	8602.6
TOTAL FALTANTE	172.9	7.5	9.9	0.0	0.0	7.4	12.7	0.2	3.1	15.3	3.7	115.2	577.3



Anexo III

COMPARACION DE TURBINAS DE GAS

En este estudio, luego de analizar las condiciones que prevalecerán en el sistema eléctrico hondureño en los próximos años, se recomienda prioritariamente la adquisición de turbinas de gas, como la opción más rápida que permita satisfacer las necesidades de energía de punta en el sistema, y evitar así potenciales racionamientos en los años venideros.

Se recomiendan dos grupos; el primero con una capacidad de 75 MW, que debería entrar en operación a inicios de 1994, y el segundo, con una capacidad de 50 MW, para entrar en servicio en 1995.

Se ha mencionado en el estudio la importancia que se debe dar a la selección de estos equipos y a las características técnicas de las unidades, principalmente por la tendencia de nuevas tecnologías de turbinas, que ofrecen eficiencias superiores a las tradicionales en unidades de tamaño similar y períodos de menor duración para el mantenimiento de los equipos.

Con el fin de ejemplificar la incidencia de estas características, se presenta a continuación un análisis sobre las variaciones en el costo del kilovatio-hora producido, para cuatro diferentes turbinas de gas.

Los parámetros básicos de cada unidad analizada corresponden a los presentados por los oferentes a algunas empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, y los resultados deben estimarse como orientativos. El cuadro III-1 muestra los datos básicos de las turbinas y los parámetros generales, considerados ambos para la evaluación y comparación económicas.

Las tres primeras unidades corresponden al tipo de turbinas "aeroderivativas". El desarrollo de este tipo de unidades ha llevado muchos años; se construyen utilizando aleaciones especiales de níquel y titanio y se caracterizan por ser unidades livianas, compactas y de alta eficiencia. En la actualidad existen unidades con capacidad menor de 50 MW. La cuarta unidad es del tipo "industrial", con tecnología más antigua. Se caracterizan por ser unidades más robustas, de menor eficiencia, y generalmente más recomendables para trabajar como unidades de semibase junto con unidades de vapor (ciclo combinado).

Para cada una de estas turbinas se analizaron tres casos, correspondientes a un costo de 20, 25 y 30 dólares, por barril de diesel.

En cada caso se consideraron factores de planta anuales desde 0.2 (1,752 horas/año) hasta 0.6 (5,256 horas/año). En todos los casos se varió la eficiencia en 3%, tanto en incremento como en decremento, con respecto al valor central de la eficiencia (90°F). Estas variaciones serían representativas de las que se obtendrían en casos ideales o desfavorables de operación.

De acuerdo con los resultados de la operación del sistema hondureño, se estima que las nuevas turbinas operarían con un factor de planta entre 0.23 y 0.32 (2,000 a 2,800 horas/año) durante los primeros cinco años de operación. El límite inferior se obtiene al entrar en operación la planta de vapor propuesta en 1997, y superior, en el caso de que esta central tuviera retrasos (secuencias 1 y 1.1).

Los cuadros III-2 a III-5 muestran los valores del kilovatio-hora producido para cada una de las turbinas, así como para los tres casos anteriormente descritos, acompañados de su respectivo gráfico. De los resultados obtenidos, es conveniente destacar lo siguiente:

a) El costo del kilovatio-hora producido disminuye al incrementar el factor de planta, situación que refleja la influencia del costo de inversión en cada unidad.

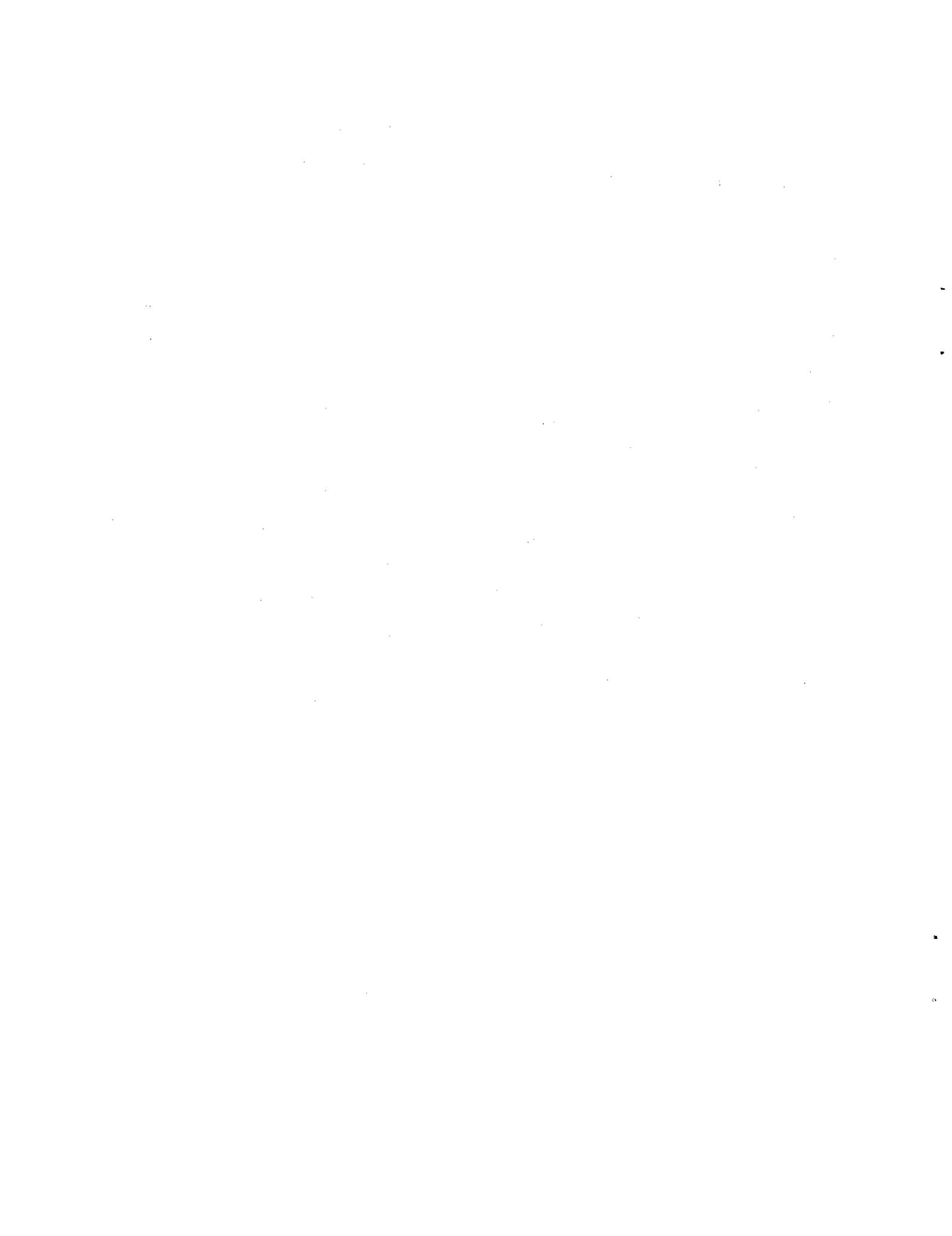
b) El costo del kilovatio-hora es altamente dependiente de la eficiencia. Un incremento de 1% en la eficiencia de los 125 MW que resultaron necesarios para Honduras, considerando un factor de planta anual de 0.30 y 25 dólares el precio por barril de diesel, significaría un ahorro de 415,000 dólares para las "aeroderivativas" y de 600,000 dólares para las tipo industrial.

c) De acuerdo con los supuestos descritos en el inciso anterior y considerando que la diferencia entre las eficiencias de los dos tipos de tecnologías de turbinas analizadas es como mínimo del orden del 5%, la selección de turbinas de tipo "aeroderivativo" representaría una reducción de los costos de producción de 2.3 millones de dólares anuales, con respecto a una operación con turbinas del tipo "industrial".

El siguiente cuadro muestra un resumen de los resultados obtenidos para los cuatro modelos analizados. Se compara el costo del kilovatio-hora producido y el costo anual de operación, suponiendo una producción anual de 328.5 GWh/año (125 MW operando con un factor de planta anual de 0.30).

	Modelo			
	FT8	GELM 6000	GELM 5000	GE Frame 6
Eficiencia (%)	36.0	35.4	34.1	29.0
Costo del kilovatio-hora (\$/kwh)	0.1033	0.1070	0.1098	0.1141
Costo anual de operación (millones de dólares)	33.9	35.1	36.1	37.5

d) En el proceso de selección, se recomienda verificar las características de los nuevos equipos presentadas por los oferentes, revisando sus resultados con certificados de pruebas de operación. También se deberá poner especial atención a las condiciones particulares del mantenimiento de cada equipo (inventarios requeridos, facilidades de suministro, etc.)



Cuadro III-1

Parámetros Particulares de Cada Opción

Fabricante	United Technologies	General Electric	General Electric	General Electric
Modelo	FT8 Twin Pack	LM6000	LM5000	Frame 6
Capacidad Nominal (MW)	41.5	31.6	27.5	34.0
Consumo Calórico a Plena Carga (Btu/KWh)	9,480.0	9,650.0	10,000.0	11,780.0
Eficiencia (%)	36.0	35.4	34.1	29.0
Costos de Instalación (miles de US\$)				
–Equipo y su Instalación	22,000.0	16,000.0	14,000.0	14,000.0
–Administración (8%)	1,760.0	1,280.0	1,120.0	1,120.0
–Inversión Total	23,760.0	17,280.0	15,120.0	15,120.0
Costos Variables de Operación				
–sin incluir combustibles (US\$/hora)	80.0	80.0	80.0	80.0
–costos de mantenimiento (\$/KWh)	0.0025	0.005	0.005	0.0075

Parámetros Generales para la Evaluación

Descripción	
Eficiencia del 100 % (BTU/KWh)	3,412.97
Poder calórico del diesel (BTU/Gal)	138,846.90
Tasa de interés (%)	10.00
Vida útil (años)	
–Turbinas tipo aeroderivativas	20
–Turbinas tipo industrial	25
Tipo de depreciación	Lineal
Costos fijos (% de la inversión)	
–Seguros	2.00
–Miscelaneos	1.00

Parámetros para Sensibilización

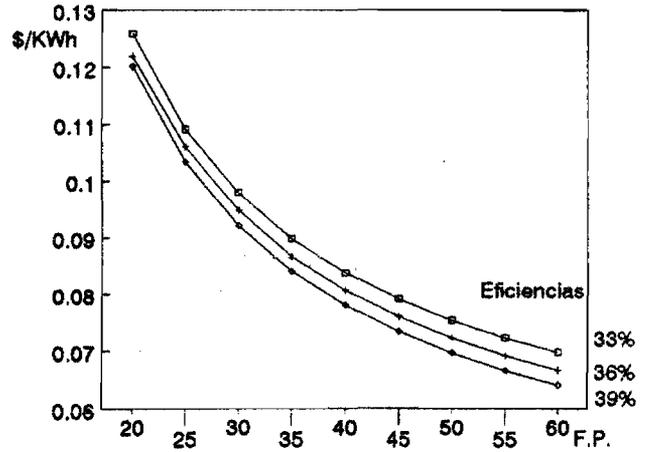
Descripción	de	a
Factor de Planta	0.2	0.6
Horas de Operación al año	1752	5256
Eficiencia, respecto valor sugerido (%)	-3	3
Costo del Diesel (US \$/Bbl)	20	30

Quadro III-2
Evaluación de la Turbina FT8 Twin Pack 41.5 MW

Caso 1: Costo Diesel 20 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 33 -39%
FACTOR DE PLANTA (%) 20 -60
COSTO DIESEL (\$/BL) 20

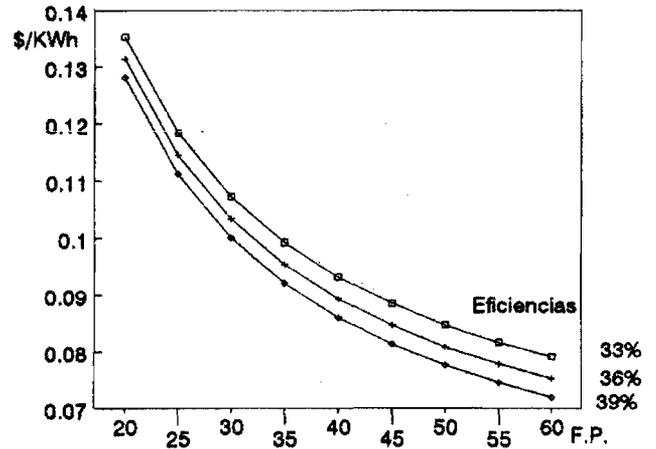
Factor de Planta	Eficiencia		
	33%	36%	39%
	Costo \$/KWh		
20	0.1259	0.1220	0.1202
25	0.1091	0.1060	0.1034
30	0.0979	0.0948	0.0921
35	0.0898	0.0867	0.0841
40	0.0838	0.0807	0.0781
45	0.0791	0.0760	0.0734
50	0.0754	0.0723	0.0697
55	0.0723	0.0692	0.0666
60	0.0698	0.0667	0.0641



Caso 2: Costo Diesel 25 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 33 -39%
FACTOR DE PLANTA (%) 30 -60
COSTO DIESEL (\$/BL) 25

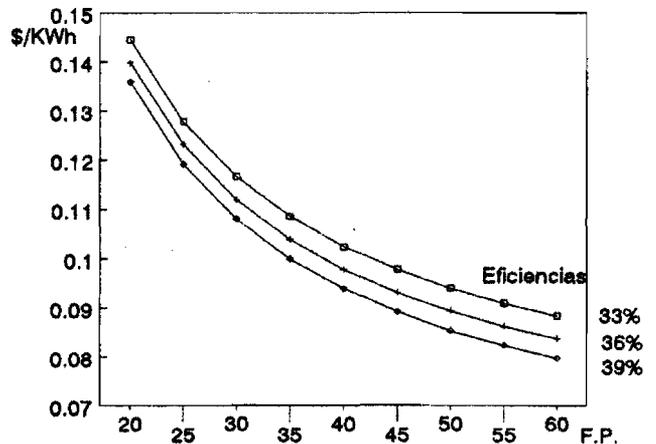
Factor de Planta	Eficiencia		
	33%	36%	39%
	Costo \$/KWh		
20	0.1353	0.1314	0.1281
25	0.1184	0.1145	0.1112
30	0.1072	0.1033	0.1000
35	0.0992	0.0953	0.0920
40	0.0931	0.0893	0.0860
45	0.0885	0.0846	0.0813
50	0.0847	0.0808	0.0776
55	0.0816	0.0778	0.0745
60	0.0791	0.0752	0.0719



Caso 3: Costo Diesel 30 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 33 -39%
FACTOR DE PLANTA (%) 20 -60
COSTO DIESEL (\$/BL) 30

Factor de Planta	Eficiencia		
	33%	36%	39%
	Costo \$/KWh		
20	0.1446	0.1399	0.1360
25	0.1277	0.1231	0.1191
30	0.1165	0.1118	0.1079
35	0.1085	0.1038	0.0999
40	0.1024	0.0978	0.0939
45	0.0978	0.0931	0.0892
50	0.0940	0.0894	0.0854
55	0.0910	0.0863	0.0824
60	0.0884	0.0838	0.0798

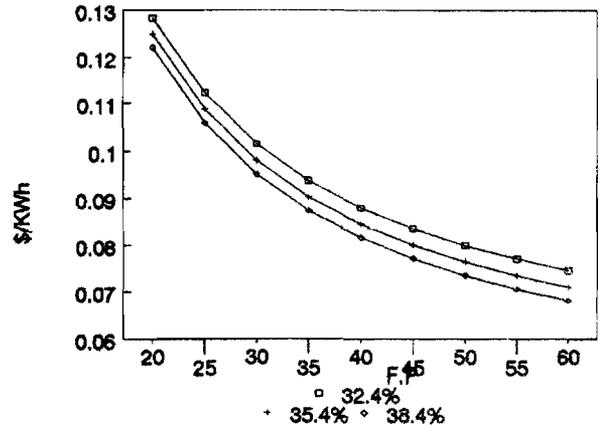


Cuadro III-3
Evaluación de la Turbina GE LM 6000. 31.6 MW

Caso 1: Costo Diesel 20 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 32.4 - 38.4%
FACTOR DE PLANTA (%) 20 - 60
COSTO DIESEL (\$/BL) 20

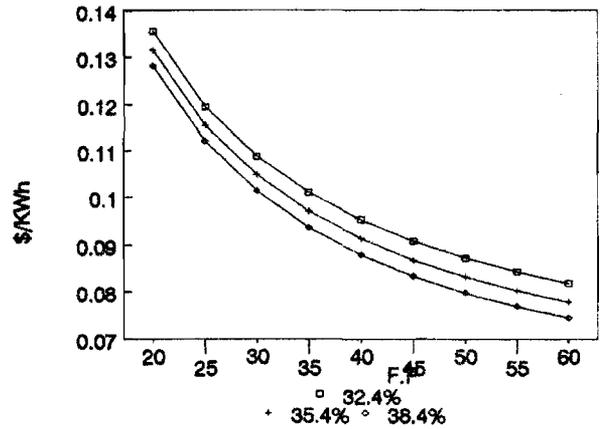
Factor de Planta	Eficiencia %		
	32.4%	35.4%	38.4%
	Costo \$/KWh		
20	0.1260	0.1220	0.1201
25	0.1100	0.1067	0.1040
30	0.0992	0.0960	0.0933
35	0.0916	0.0883	0.0856
40	0.0858	0.0826	0.0799
45	0.0813	0.0781	0.0754
50	0.0770	0.0745	0.0718
55	0.0740	0.0716	0.0689
60	0.0724	0.0692	0.0665



Caso 2: Costo Diesel 25 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 32.4 38.4%
FACTOR DE PLANTA (%) 20 - 60
COSTO DIESEL (\$/BL) 25

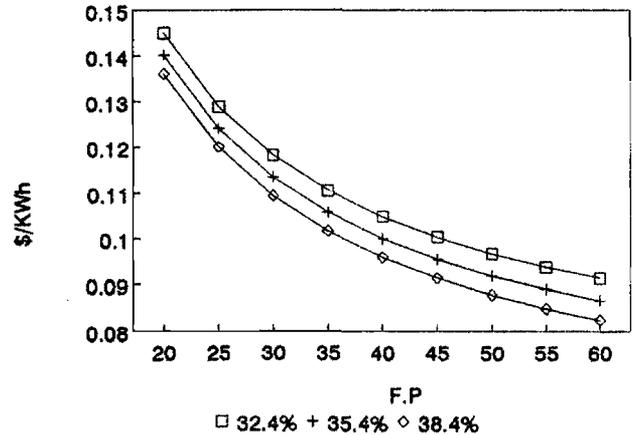
Factor de Planta	Eficiencia		
	32.4%	35.4%	38.4%
	Costo \$/KWh		
20	0.1355	0.1315	0.1281
25	0.1194	0.1154	0.1120
30	0.1087	0.1047	0.1013
35	0.1010	0.0970	0.0936
40	0.0953	0.0913	0.0879
45	0.0908	0.0868	0.0834
50	0.0873	0.0832	0.0798
55	0.0843	0.0803	0.0769
60	0.0819	0.0779	0.0745



Caso 3: Costo Diesel 20 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 32.4 - 38.4%
FACTOR DE PLANTA (%) 60 - 60
COSTO DIESEL (\$/BL) 30

Factor de Planta	Eficiencia		
	32.4%	35.4%	38.4%
	Costo \$/KWh		
20	0.1450	0.1402	0.1361
25	0.1289	0.1241	0.1200
30	0.1182	0.1134	0.1093
35	0.1105	0.1057	0.1016
40	0.1048	0.1000	0.0959
45	0.1003	0.0955	0.0914
50	0.0967	0.0919	0.0878
55	0.0938	0.0890	0.0849
60	0.0914	0.0866	0.0825



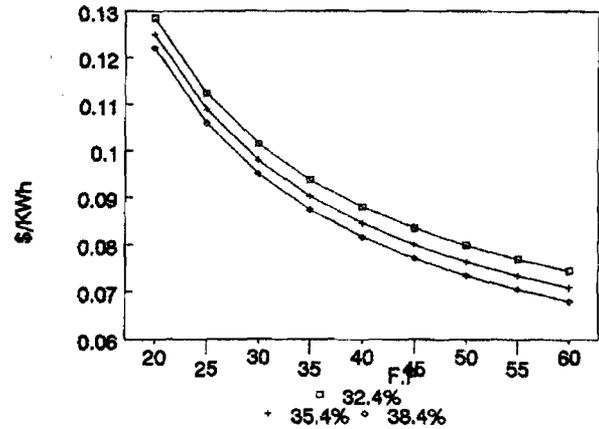
Quadro III-4
Evaluación de la Turbina GELM 5000. 27.5 MW

Caso 1: Costo Diesel 20 \$/Bbl

EFICIENCIA (%)
FACTOR DE PLANTA (%)
COSTO DIESEL (\$/BL)

31.1 - 37.1%
20 - 60
20

Factor de Planta	Eficiencia %		
	31.1	34.1	37.1
	Costo \$/KWh		
20	0.1284	0.1250	0.1221
25	0.1123	0.1088	0.1059
30	0.1015	0.0980	0.0951
35	0.0938	0.0903	0.0874
40	0.0880	0.0845	0.0816
45	0.0835	0.0800	0.0771
50	0.0799	0.0764	0.0735
55	0.0770	0.0735	0.0706
60	0.0745	0.0710	0.0681

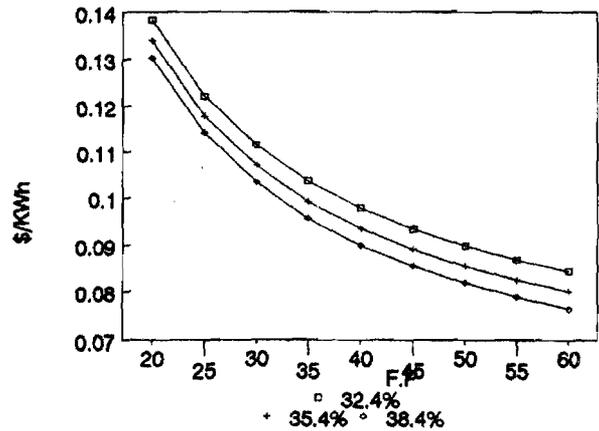


Caso 2: Costo Diesel 25 \$/Bbl

EFICIENCIA (%)
FACTOR DE PLANTA (%)
COSTO DIESEL (\$/BL)

31.1 38.4%
20 - 60
25

Factor de Planta	Eficiencia		
	31.1	34.1	37.1
	Costo \$/KWh		
20	0.1383	0.1340	0.1303
25	0.1221	0.1178	0.1142
30	0.1114	0.1070	0.1034
35	0.1037	0.0993	0.0957
40	0.0979	0.0935	0.0899
45	0.0934	0.0890	0.0854
50	0.0898	0.0854	0.0818
55	0.0868	0.0825	0.0789
60	0.0844	0.0801	0.0764

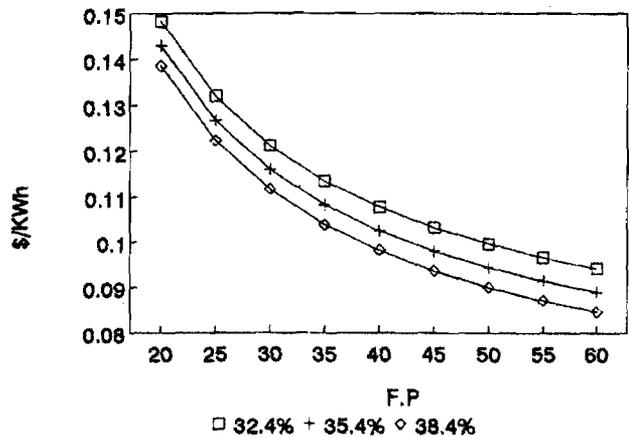


Caso 3: Costo Diesel 30 \$/Bbl

EFICIENCIA (%)
FACTOR DE PLANTA (%)
COSTO DIESEL (\$/BL)

31.1 - 38.4%
20 - 60
30

Factor de Planta	Eficiencia		
	31.1	34.1	37.1
	Costo \$/KWh		
20	0.1482	0.1430	0.1386
25	0.1320	0.1268	0.1224
30	0.1212	0.1160	0.1117
35	0.1135	0.1083	0.1039
40	0.1078	0.1025	0.0982
45	0.1033	0.0980	0.0937
50	0.0997	0.0945	0.0901
55	0.0967	0.0915	0.0871
60	0.0943	0.0891	0.0847

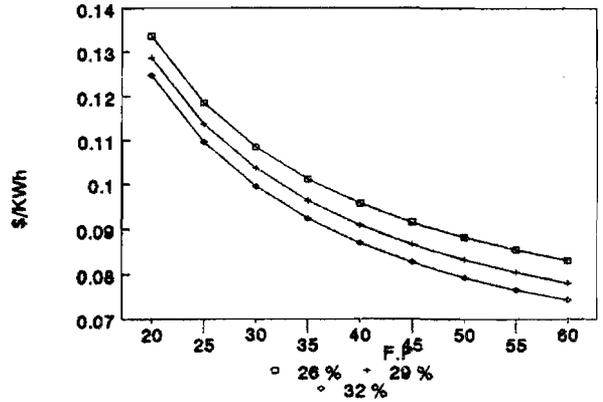


Cuadro III-5
Evaluación de la Turbina GE Frame 6. 34.0 MW

Caso 1: Costo Diesel 20 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 26 -32%
FACTOR DE PLANTA (%) 20 -60
COSTO DIESEL (\$/BL) 20

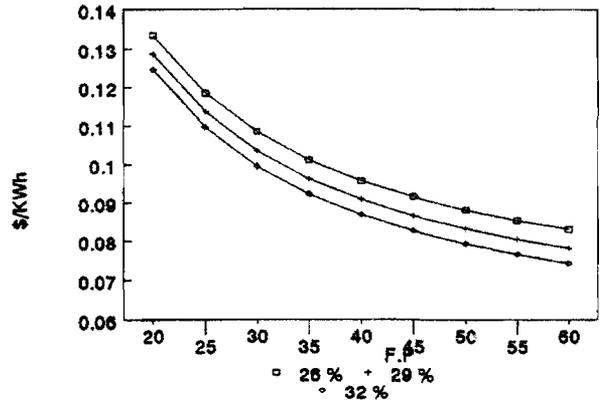
Factor de Planta	Eficiencia %		
	26	29	32
	Costo \$/KWh		
20	0.1336	0.1267	0.1247
25	0.1184	0.1136	0.1098
30	0.1084	0.1035	0.0995
35	0.1011	0.0963	0.0923
40	0.0957	0.0909	0.0869
45	0.0915	0.0866	0.0827
50	0.0882	0.0833	0.0793
55	0.0854	0.0805	0.0766
60	0.0831	0.0782	0.0743



Caso 2: Costo Diesel 25 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 26 -32%
FACTOR DE PLANTA (%) 20 -60
COSTO DIESEL (\$/BL) 25

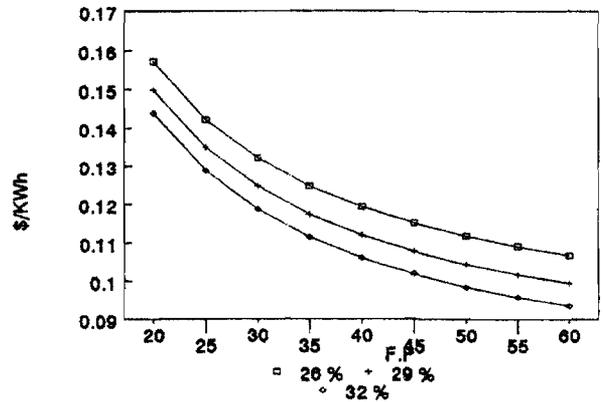
Factor de Planta	Eficiencia		
	26	29	32
	Costo \$/KWh		
20	0.1454	0.1393	0.1343
25	0.1303	0.1242	0.1192
30	0.1202	0.1141	0.1091
35	0.1130	0.1069	0.1019
40	0.1076	0.1014	0.0965
45	0.1034	0.0972	0.0923
50	0.1000	0.0939	0.0889
55	0.0972	0.0911	0.0862
60	0.0949	0.0888	0.0839



Caso 3: Costo Diesel 30 \$/Bbl

EFICIENCIA (%) 26 -32.0%
FACTOR DE PLANTA (%) 20 -60
COSTO DIESEL (\$/BL) 30

Factor de Planta	Eficiencia		
	26	29	32
	Costo \$/KWh		
20	0.1572	0.1499	0.1439
25	0.1421	0.1347	0.1288
30	0.1320	0.1247	0.1187
35	0.1248	0.1174	0.1115
40	0.1194	0.1120	0.1061
45	0.1152	0.1078	0.1019
50	0.1118	0.1045	0.0985
55	0.1091	0.1017	0.0958
60	0.1068	0.0994	0.0935





Anexo IV

CENTRAL CARBOELECTRICA PARA EXPORTACION



1. Breve análisis económico

En el presente estudio se menciona, entre las alternativas subóptimas, el equipamiento con una central carboeléctrica de dos unidades de 150 MW cada una; la primera para que entre en operación en 1977 y la segunda en el año 2001 (secuencia 1.2). El propósito de este anexo es analizar los beneficios que se obtendrían por adelantar la segunda unidad al año 1998, entre los que se pueden destacar los siguientes:

a) Obtención de economía de escala al tratarse de un proyecto de mayor capacidad, lo cual es muy importante en centrales carboeléctricas.

b) Postergación para el año 2001 de las inversiones de las unidades térmicas, que entrarían durante el período 1998-2000.

c) Disminución de la factura por concepto de combustibles utilizados en el sistema hondureño en el período 1998-2000.

d) Mayor seguridad de suministro y flexibilidad de operación al tener dos unidades en la central carboeléctrica.

e) Venta de excedentes de energía a países vecinos, al tener en varios años disponibilidad para exportar energía más barata. Esta central podría concebirse como un proyecto de alcances regionales en el que habría interés por parte de los países vecinos para su concreción.

f) La ventaja que tendría Honduras para que algunos inversionistas pudieran desarrollar proyectos industriales mayores, al poder garantizar ese país, en el mediano plazo, grandes bloques de energía a un mejor precio que el que obtendrían en otros países. Debe observarse que a la fecha no se ha iniciado en la región proyecto alguno de gran magnitud. La iniciativa existente de construir el proyecto hidroeléctrico Gran Boruca, por parte de Costa Rica, requiere de al menos 10 años de construcción, por lo que representa una opción de largo plazo. Se considera que el proyecto carboeléctrico aquí propuesto para Honduras complementaría el eventual desarrollo de Boruca.

g) El uso del carbón para la industria de la región sería una ventaja adicional, la cual deberá analizarse. Esta se obtendría al desarrollar facilidades portuarias para el manejo del carbón.

La variante estudiada, identificada como secuencia 1.2M, es la siguiente:

Secuencia 1.2 M		MW
1994	Turbinas de Gas	75
1995	Turbinas de Gas	50
1997	Vapor Carbón	150
1998	Vapor Carbón	150
2001	Turbinas de Gas	75
2002	Turbinas de Gas	75
2004	Turbinas de Gas	50
2005	Diesel Lenta	80
<u>Resumen</u>		
	Turbinas de Gas	325
	Diesel baja velocidad	80
	Vapor carbón	300
	Subtotal termo.	705
	Subtotal hidro	0
	<u>Total de la secuencia</u>	<u>705</u>

El valor presente del costo total para esta alternativa es de 681.7 millones de dólares, desglosados en 328.7 millones de costos de inversión (48%), 51.9 millones de costos fijos de operación y mantenimiento (8%), 232 millones de costos en combustibles utilizados en el sistema (34%) y 69 millones de dólares (10%) por concepto de energía no suministrada en el período de estudio. (Véase el cuadro IV-1.)

Con esta secuencia se podrían exportar, en el período 1997-2005, importantes bloques de energía a los países vecinos, principalmente hacia El Salvador y Nicaragua. Suponiendo que esta energía desplazara la producida por turbinas de gas de alta eficiencia en los países vecinos, se han calculado los beneficios que estas exportaciones representarían para Honduras para dos tarifas de venta. La primer tarifa supone un costo de 4.3 centavos de dólar por kilovatio, equivalentes al costo marginal de corto plazo (CMCP) del kilovatio-hora producido por una turbina de gas de

alta eficiencia (34%). La segunda estima un costo de 4.88 centavos de dólar por kilovatio hora, equivalente al CMCP del kilovatio hora producido por una turbina tipo industrial en buenas condiciones (eficiencia de 29%). Naturalmente, estas tarifas se proponen con fines ilustrativos, para mostrar la alta competitividad que tendrían los excedentes de energía producida con carbón, aun en los casos en que los países vecinos tuviesen costos marginales de producción muy bajos.

Para el primer caso se obtienen ingresos por exportaciones de energía del orden de los 75 millones de dólares, que en valor actual (1992) representan 30.6 millones de dólares. Para el segundo, los ingresos son de 110 millones de dólares, representando en valor presente 44.6 millones de dólares. En los cálculos anteriores se ha descontado de los excedentes de energía el 10%, correspondiente a las pérdidas de transmisión de esos excedentes (véase en el cuadro IV-2 lo referente a supuestos).

Obsérvese que el actual valor de la opción óptima es de 630.3 millones de dólares (véase el cuadro 14) y el de la secuencia aquí analizado es de 674.6 millones de dólares (véase el cuadro IV-1), es decir, 44.3 millones más cara que la óptima. Puede concluirse que las exportaciones de energía podrían pagar fácilmente el sobrecosto de esta opción, y una tarifa para exportación superior a 4.88 centavos de dólar por kilovatio-hora haría atractivo el proyecto (relación beneficio/costo superior a 1).

Este análisis permite recomendar a la ENEE que considere como una opción atractiva la construcción de una central carboeléctrica en dos etapas, de 150 MW cada una, la primera en 1997 y la segunda en 1998.

2. Perspectivas de una central carboeléctrica en América Central y definición del segundo proyecto térmico de Honduras

Existen argumentos a favor de realizar un proyecto carboeléctrico en el Istmo Centroamericano; sin embargo, también hay dudas, algunas de las cuales tienen que ver con la falta de experiencia en el manejo del carbón y la carencia de instalaciones portuarias adecuadas para su manejo. Referente a los problemas ambientales, las soluciones adoptadas en otros países y los posibles suministros de carbón colombiano con bajos

contaminantes parecen eliminar las dudas sobre los efectos de contaminación de este tipo de centrales.

Para el caso del Istmo Centroamericano, algunos países han considerado anteriormente, dentro de sus planes de expansión de generación, la posibilidad de instalar centrales carboeléctricas; no obstante, al igual que en el caso de centrales térmicas a base de petróleo, su operación dependerá de las importaciones de ese combustible, por lo que es muy importante analizar las posibilidades y condiciones para el suministro del carbón.

Entre los argumentos a favor del desarrollo de una central carboeléctrica se pueden mencionar, entre otros, los siguientes:

a) La utilización del carbón para generación de energía eléctrica ha sido una de las estrategias que se han puesto en práctica en muchos países de Latinoamérica, y en general en el mundo entero, representando una opción para hacer frente a las continuas oscilaciones en los precios del petróleo y sus derivados.

b) Organismos internacionales, como la OLADE, han sugerido destinar cada combustible al uso para el cual presenta mayores ventajas (el petróleo para el transporte, el gas para la calefacción doméstica y el carbón para la generación eléctrica). Las reservas carboníferas existentes a nivel mundial son mucho mayores que las de petróleo, situación que motivará en el largo plazo un uso más intensivo del carbón.

c) Los esfuerzos de cooperación que realizan los países de México, Venezuela y Colombia (Grupo de los Tres, G-3) para el desarrollo de una cuenca energética --dentro de la cual la utilización del carbón juega un papel muy importante-- pueden favorecer el desarrollo de una central carboeléctrica en la región centroamericana.

Como antecedentes de la participación de los países centroamericanos dentro de esta cuenca energética del G-3, se mencionan los siguientes:

a) Los suministros de hidrocarburos de México y Venezuela hacia el Istmo Centroamericano han sido significativos. Por medio del Convenio de San José se han podido financiar importantes proyectos de desarrollo en la región.

b) El progreso de la hidroelectricidad y las interconexiones eléctricas han sido consideradas como parte muy importante en el desarrollo

de la cuenca energética del G-3. Los países centroamericanos, a través de las empresas eléctricas nacionales, han participado activamente en las actividades del G-3, particularmente los Grupos de Trabajo sobre interconexión eléctrica e hidroelectricidad.

El interés mostrado por algún país del Istmo Centroamericano, para desarrollar algún proyecto carboeléctrico, podría motivar el estudio de esquemas interesantes de complementariedad energética en la región.

Es claro entonces, dados los resultados encontrados en el estudio del plan de expansión del sistema hondureño, la necesidad de realizar, en breve, un estudio para la definición del segundo proyecto térmico (el primero lo constituye la adquisición de turbinas de gas). En dicho estudio se deberá analizar con detalle las características de este proyecto, considerando, entre otras, las siguientes opciones: a) desarrollo de una central carboeléctrica, y b) desarrollo de ciclos combinados como una opción que represente centrales térmicas de alta eficiencia que permitan hacer una buena comparación con las carboeléctricas. Para ambos casos, se deberá estudiar su capacidad óptima, ubicación, facilidades portuarias, evaluación de impacto ambiental y análisis de los mercados del carbón y el petróleo, así como la comparación de ambas opciones para los escenarios más realistas de precios de los combustibles. Abordar este proyecto como uno de desarrollo regional seguramente facilitaría el financiamiento por parte del G-3 y de otros organismos internacionales.

Considerando el tiempo que podría tomar ese estudio (de 3 a 6 meses), el lapso necesario para su aprobación y la negociación del financiamiento (6 meses o un poco más), así como las actividades de contratación y construcción (3 años), puede decirse que se cuenta con el tiempo justo para que la opción que se desprenda del estudio pueda entrar en operación en 1997.



Cuadro IV-1

SUBSECTOR ELECTRICO DE HONDURAS
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES
(Valores en miles de US \$)

SECUENCIA 1.2M: CARBOELECTRICA 2X150 MW EN ETAPAS (1997 Y 1998).

	Tur. Gas Grupo 1 75 MW	Tur. Gas Grupo 2 50 MW	Vapor Carbón 150 MW	Tur. Gas Grupo 3 75 MW	Vapor Carbón 150 MW	Tur. Gas Grupo 4 75 MW	Tur. Gas Grupo 5 50 MW	Diesel Lenta 1 2x20 MW	Diesel Lenta 2 2x20 MW		
TOTAL	583953	29687	20944	177574	29687	177574	29687	20944	48933	48933	0
1992											
1993	8647	8647									
1994	70240	21040	6100	43100							
1995	126905		14844	68961	43100						
1996	134474			65513	68961						
1997	65513				65513						
1998	0										
1999	8647			8647							
2000	29687			21040			8647				
2001	21040					21040					
2002	15802						6100	4751	4751		
2003	52850						14844	19003	19003		
2004	50358							25179	25179		
2005	0										
V. R. 1/	-414609	-13359	-10472	-113647	-19297	-133181	-22265	-16755	-41593	-44040	0

FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

	TOTAL	INVER- SION	COSTOS O & M	COMBUS- TIBLES	COSTO ENS 4/
Valor Actual					
2/	674620	328705	51936	224945	69034
3/	554523	-120097			
1993	68003	8647	2156	8200	69000
1994	104683	70240	4923	19800	9720
1995	165123	126905	5698	29400	3120
1996	176995	134474	8027	34300	194
1997	99534	65513	8110	25800	111
1998	38241	0	8359	29400	482
1999	52218	8647	9368	33900	303
2000	80058	29687	9640	39900	831
2001	78472	21040	11249	45500	683
2002	83011	15802	12214	54700	495
2003	131013	52850	12472	64500	1191
2004	140863	50358	13258	75900	1347
2005	93196	0	14511	77000	1687
2005	-414609	-414609			

Tasa de actualización: 10%

1/: valores de rescate al final del período.

2/: valor actual sin contar valores de rescate al final del período.

3/: valor actual tomando en cuenta valores de rescate al final del período.

4/: costos del déficit de energía.

Fuente: CEPAL.

Cuadro IV-2
Evaluación de Beneficios por Ventas
de los Excedentes de Energía de la
Central Carboeléctrica de Honduras.

Generación Carboeléctrica sustituye generación con Turbinas de Gas.

	---Energía (GWh)---		-----miles de dolares-----				
	Requerida por Honduras	Disponibile Países Vecinos	Costos	---Ventas a Países---		--Beneficios Netos--	
			Generación Adicional Honduras	Vecinos Tarifa 1	Tarifa 2	Tarifa 1	Tarifa 2
1997	847	204	4521	7910	9457	3389	4937
1998	1244	858	19003	33250	39756	14247	20752
1999	1373	729	16148	28253	33781	12106	17634
2000	1489	613	13580	23760	28409	10180	14829
2001	1659	443	9816	17175	20535	7359	10719
2002	1641	461	10215	17872	21369	7658	11155
2003	1679	423	9373	16400	19609	7027	10236
2004	1698	404	8953	15664	18729	6712	9777
2005	1707	395	8753	15316	18312	6562	9559
Total	13337	4533	100361	175601	209958	75240	109597

Valor Presente Beneficios Netos:

Tarifa 1 30621.32 miles de US\$
Tarifa 2 44603.90

SUPUESTOS:

Capacidad de cada Unidad	150 MW		
Factor de Planta	0.8		
Poderes Calóricos:			
Carbón	5812 kcal/kg		
Diesel	1469600 kcal/Bbl		
Búnker	1592900 kcal/Bbl		
Rendimientos:			
Carboeléctrica	2726 kcal/Kwh	0.0221 \$/Kwh	
Turbina de Gas			
34 % eficiencia	2530 kcal/Kwh	0.0430 \$/Kwh	(Tarifa 1)
28.5 % eficiencia	3025 kcal/Kwh	0.0515 \$/Kwh	(Tarifa 2)
Vapor-Búnker	2837 kcal/Kwh	0.0267 \$/Kwh	
Precios:			
Carbón	47.2 \$/Ton		
Diesel	25 \$/Bbl		
Búnker	15 \$/Bbl		
Pérdidas Transmisión	10 %		

