



NACIONES UNIDAS
CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/VI/4
Mayo de 1979

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)
Sexta reunión
(San José, Costa Rica, 31 de mayo y 1 de junio de 1979)

Estudio sobre Interconexión Eléctrica del Istmo
Centroamericano

APLICACION DEL MODELO WASP-3 A LOS SISTEMAS NACIONALES

100

100

100

100

100

100

100

100

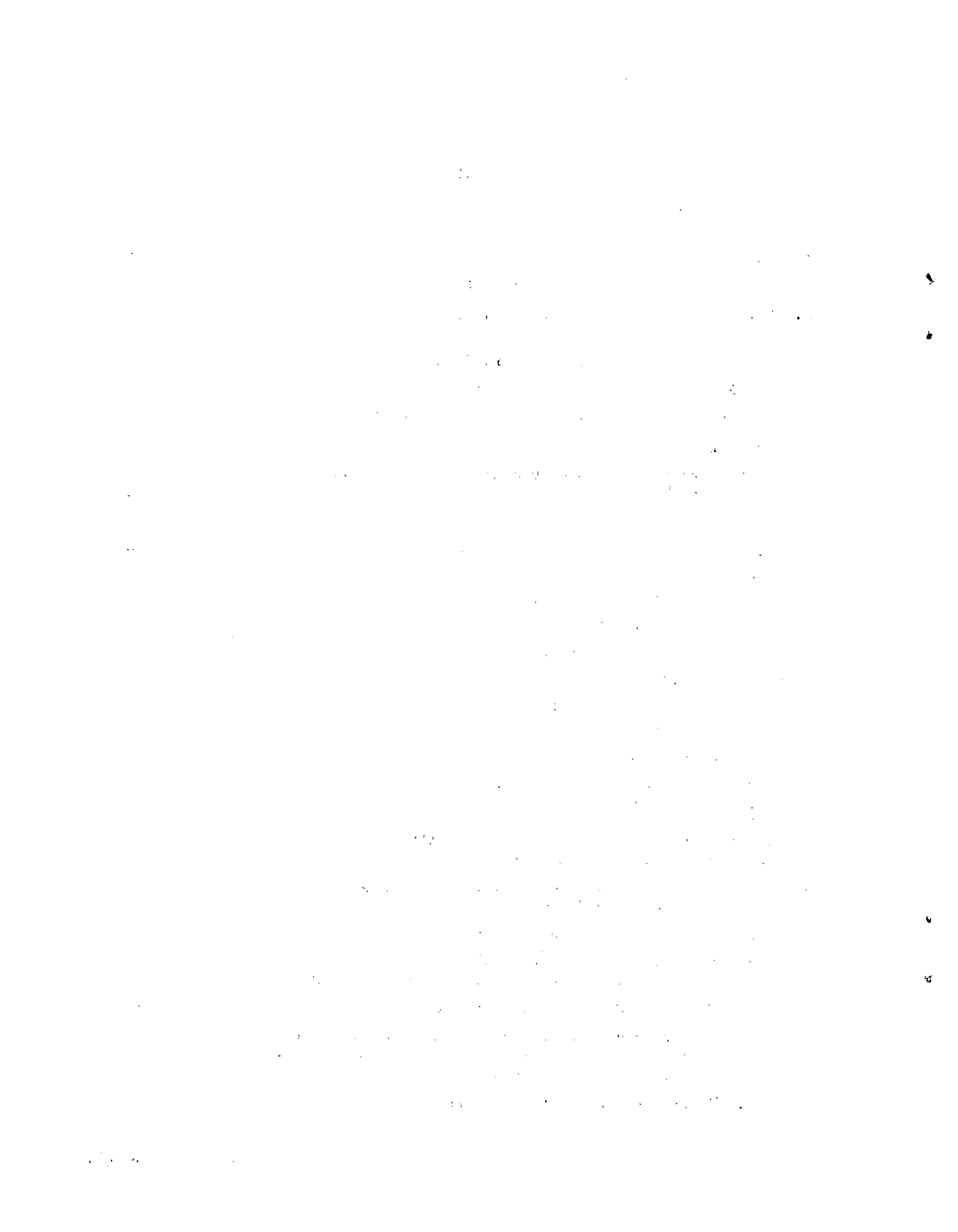
100

100

100

INDICE

	<u>Página</u>
1. Introducción	1
2. Breve descripción del modelo WASP-3	2
3. Selección de las características principales de uso del modelo	4
a) Período de estudio y partición del año	4
b) Selección de las condiciones hidrológicas	4
c) Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)	5
d) Margen de reserva	5
4. Representación de las proyecciones de la demanda (Módulo LOADSY)	5
a) Proyecciones de la demanda	5
b) Elaboración de las curvas de carga	6
5. Representación de los sistemas de generación existentes (Módulo FIXSYS)	6
a) Sistema hidroeléctrico	6
b) Sistema termoeléctrico	7
c) Resultados	7
6. Alternativas de desarrollo de los sistemas (Módulo VARSYS)	8
a) Alternativas hidroeléctricas	8
b) Alternativas termoeléctricas	8
c) Resultados	9
7. Programación de las obras de generación (Módulos CONGEN, MERSIM y DYNPRO)	9
Anexo 1: Cálculo de las probabilidades asociadas a las condiciones hidrológicas	11
Anexo 2: Proyecciones de la demanda	19
Anexo 3: Sistema termoeléctrico existente al inicio del estudio (1983) y composición de plantas térmicas	29
Anexo 4: Módulo FIXSYS. Datos de entrada	37
Anexo 5: Criterios utilizados para la definición de las características técnicas de alternativas termoeléctricas y de costos de combustibles	53
Anexo 6: Módulo VARSYS. Datos de entrada	61



1. Introducción

El esquema metodológico definido para el PRICA comprende los siguientes pasos:

a) La programación a largo plazo de las instalaciones de generación para cada uno de los países y para diferentes alternativas de interconexión, con la utilización de un modelo de optimización mediante Programación Lineal denominado Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI).^{1/} Con este modelo se obtienen los programas de instalaciones más económicos para períodos globales de tres a cinco años;

b) La determinación de la fecha precisa de la puesta en servicio de las instalaciones y la simulación de la operación de los sistemas aislados y de las diferentes alternativas de interconexión mediante la utilización del modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package)^{2/} cedido por el Organismo Internacional de Energía Eléctrica (OIEA) y adaptado especialmente para el PRICA en un programa conjunto OIEA-CEPAL;^{3/}

c) El cálculo de las transferencias de energía sobre la base de operación integrada de los sistemas para diferentes alternativas de la interconexión mediante un modelo creado especialmente al efecto (modelo TRANSF), y

d) La estimación de los beneficios de la interconexión como la diferencia de costos totales actualizados de los programas de desarrollo

1/ Véase Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Análisis, extensión y generación sintética de las series hidrológicas para los proyectos considerados en el estudio (CCE/SC.5/GRIE/V/3), marzo de 1978.

2/ Véase Wien Automatic System Planning Package (WASP). An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.2), febrero de 1977.

3/ Modificaciones introducidas al modelo WASP para su utilización en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/V/5), agosto de 1978.

eléctrico de los países aislados y los correspondientes a las diferentes alternativas de interconexión, incluyendo el costo de la red internacional de transmisión.

En este documento se describen los avances realizados hasta la fecha en la actividad señalada en el punto b) anterior, es decir, las actividades desarrolladas en relación a la adaptación y aplicación del modelo WASP al PRICA. Por razones de continuidad en la presentación, los resultados de los procesos se presentan en conjunto con los de la aplicación del modelo MGI.

2. Breve descripción del modelo WASP-3

El programa de computación Wien Automatic System Planning Package (WASP) es un modelo matemático diseñado para estudiar los programas de expansión de obras de generación en sistemas eléctricos.

La optimización se realiza a través de programación dinámica. Se limita el número de alternativas a analizar imponiendo márgenes de reserva en potencia mínima y máxima, y probabilidad de pérdida de carga a respetar.

Pueden estudiarse varios tipos de unidades termoeléctricas como alternativas de expansión. Los proyectos hidroeléctricos que son candidatos a formar parte del plan de expansión son clasificados en dos tipos y considerados dentro de cada tipo de uno en uno según un orden de prioridad preestablecido. En el caso del PRICA, este orden se obtiene de la aplicación del modelo MGI.

El cálculo del costo de operación se realiza para cada período en que se divide el año mediante el método de simulación probabilístico que toma en cuenta las desconexiones imprevistas de unidades térmicas. Estas

/se representan

se representan individualmente en dos bloques (base y punta). El efecto de la variación de los aportes hidráulicos en el costo de la operación se toma en cuenta calculando el valor esperado para varias condiciones hidrológicas.

En los cálculos de simulación, cada uno de los tipos de centrales hidroeléctricas se representan por medio de una sola central equivalente formada por dos bloques: base y punta. Las plantas compuestas se forman por la adición de la capacidad y generación de las plantas individuales de su tipo. La generación en base y en punta de cada planta individual es calculada para cada período y condición hidrológica a partir de las características de la central.

El modelo está organizado en seis módulos principales interactivos cuyas funciones son:

LOADSY: Describe las proyecciones de demanda.

FIXSYS: Describe el sistema de generación existente.

VARSYS: Describe las alternativas de expansión.

CONGEN: Forma las configuraciones posibles de ser desarrolladas.

MERSIM: Simula la operación de las configuraciones y calcula los costos esperados de operación.

DYNPRO: Efectúa la evaluación económica de las alternativas y selecciona una o varias óptimas.

La interacción entre los módulos se realiza mediante archivos formados en disco magnético.

Para su uso en el PRICA el modelo se montó en un computador IBM 370/158 de propiedad del Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS) y en un computador PDP-10 perteneciente al Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ).

3. Selección de las características principales de uso del modelo

a) Período de estudio y partición del año

Los estudios para la definición de los programas de expansión de la generación cubren el período que va desde el año hidrológico 1983-1984 al 2000-2001 (debido a la preponderancia hidráulica prevista para algunos de los sistemas del Istmo, se utilizan años hidrológicos de mayo a abril). Aunque el período de estudio de los sistemas de transmisión llega sólo hasta 1994-1995, en razón de la coherencia que debe existir entre la aplicación de los modelos MGI y WASP, se decidió que este último cubriera también el período del 1983-1984 al 2000-2001.

En lo que respecta a la partición anual y considerando la conveniencia de hacerla consistente entre ambos modelos, se utilizan cuatro períodos trimestrales.

b) Selección de las condiciones hidrológicas

En este aspecto se establece un compromiso entre la representación más precisa de la variabilidad hidrológica y las complicaciones que un número elevado de condiciones introduce en el uso del modelo, el cual acepta hasta cinco condiciones hidrológicas. Se estimó conveniente utilizar tres condiciones, con lo que se consigue representar adecuadamente el fenómeno sin aumentar demasiado el tiempo de cómputo. Los años hidrológicos seleccionados fueron: 95% (seco) utilizado también en el modelo MGI para definir las condiciones de seguridad de abastecimiento; 50% (medio) utilizado en el MGI para calcular el costo de operación y 10% (húmedo).

Los criterios utilizados para el cálculo de los factores de peso correspondiente a cada condición hidrológica utilizados en el cálculo del valor esperado del costo de operación se detallan en el anexo 1, y sus resultados son los siguientes:

/Condición

Condición hidrológica	Porcentaje	
	Probabilidad	Peso relativo
1	95	23.6
2	50	52.7
3	10	23.7
<u>Total</u>		<u>100.0</u>

c) Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)

De acuerdo a recomendaciones del GRIE en su cuarta reunión (Panamá, 24 al 26 de febrero de 1977), para los procesos del modelo WASP se aceptaron, en general, LOLP de 0.55% equivalente a dos días en el año.

d) Margen de reserva

Para la preparación del conjunto de configuraciones posibles se aceptaron márgenes de reserva en potencia de 10% (mínimo) y 50% (máximo) de la demanda máxima en cada período referidos al año seco.

4. Representación de las proyecciones de la demanda (Módulo LOADSY)

a) Proyecciones de la demanda

Las proyecciones de demanda utilizadas en el modelo WASP son las incluidas en el informe "Actualización de los estudios de mercado" (Montreal Engineering Company, MONENCO, diciembre de 1978).^{4/}

El cálculo de las demandas para el año hidrológico se preparó mediante el empleo de un programa (FACTOR) que calcula para cuatro períodos trimestrales la demanda máxima y el factor de carga correspondiente. Las proyecciones así desagregadas se presentan en los cuadros 1 al 6 del anexo 2.

^{4/} Se exceptúa el caso de Panamá, en donde se hizo una corrección derivada de una reciente reestimación de las demandas de la mina de cobre Cerros Colorados.

b) Elaboración de las curvas de carga

Para la representación de las curvas de carga de los sistemas se contó con los datos de demandas horarias de 1977 proporcionados por los países. Los datos se agruparon por trimestres y se ajustaron las curvas a un polinomio de quinto grado preparado especialmente al efecto. (Programa DUPOL).^{5/} Los resultados de los ajustes se indican en el cuadro 7 del anexo 2.

5. Representación de los sistemas de generación existentes (Módulo FIXSYS)

a) Sistema hidroeléctrico

Cada una de las plantas del sistema hidroeléctrico existente se representa mediante las siguientes variables:

- Nombre de la central
- Tipo: Se utilizaron dos tipos de plantas denominadas arbitrariamente AAAA y BBBB.
- Capacidad instalada
- Capacidad de regulación en energía. Esta se estimó mediante la generación obtenida, suponiendo que el embalse se vacía sin existir caudal afluente. En el caso de plantas a hilo de agua que son reguladas por otra central aguas arriba, se hace necesario estimar una regulación en energía ficticia compatible con su capacidad para generar en punta.
- Energía generable en cada período para cada condición hidrológica.
- Capacidad disponible en cada período para cada condición hidrológica.

Los datos de energía generable y capacidad disponible se calcularon en general mediante la utilización de un programa de operación

5/ Véase el documento Preparación de curvas de duración de potencia para la utilización del modelo WASP (CCE/SE.5/GRIE/V/4), julio de 1978.

simulada de centrales hidroeléctricas utilizando series estadísticas de caudales generalmente de 30 años de extensión.

La simulación se hizo para las capacidades previamente seleccionadas para los proyectos mediante el empleo del modelo MGI. Para las plantas que cuentan con regulación moderada se hizo un estudio de la política de operación que permitiera obtener la mayor energía firme en épocas secas, a fin de compensar la menor generación aportada en dichos períodos por las plantas a hilo de agua. Para plantas de gran regulación se operaron los embalses de forma tal que se adaptaran en lo posible a la optimización de las variables de traspaso definidas por el modelo MGI.

b) Sistema termoeléctrico

Las plantas de este tipo se introducen al modelo mediante sus características técnicas y su costo de operación. Aunque el modelo acepta un número elevado de plantas,^{6/} se consideró conveniente en este caso reducir las a unas pocas por país debido a que de otra forma el proceso de simulación de la operación (módulo MERSIM) podría requerir demasiado tiempo de computación. Se representaron plantas térmicas similares por plantas equivalentes cuyas características técnicas y de costo se calcularon como promedio ponderado de las componentes. Los detalles de las plantas tipo utilizadas para definir el sistema existente en los países al inicio del estudio (1983) y la forma de componerlas, se indican en el anexo 3.

c) Resultados

Reproducciones de las primeras páginas de los resultados de los procesos del módulo FIXSYS para los seis países, se muestran en el anexo 4. Corresponden principalmente a una presentación de los datos de entrada en que se detallan la capacidad y características de

^{6/} Aproximadamente 50 en este caso.

funcionamiento de plantas termoeléctricas compuestas y los aportes y la capacidad disponible de las plantas hidroeléctricas en las cuatro estaciones del año y para las diferentes condiciones hidrológicas.

6. Alternativas de desarrollo de los sistemas
(Módulo VARSYS)

a) Alternativas hidroeléctricas

Las alternativas hidroeléctricas incluidas en el módulo VARSYS corresponden en general a las seleccionadas mediante los procesos del MGI como las más atractivas; su ubicación en las dos filas de espera que permite el modelo WASP se elige de forma tal que proyectos de similares características queden en la misma fila, mientras que su orden de colocación corresponda al orden de entrada determinado por el MGI. Los proyectos no seleccionados por dicho modelo se colocaron al final de las correspondientes filas a fin de completar la información.

Para todos los proyectos con alguna regulación se realizaron procesos de operación simulada a fin de maximizar su energía firme. Para los proyectos de gran regulación se optimizaron además las transferencias de energía entre periodos de acuerdo a los resultados del modelo MGI.

b) Alternativas termoeléctricas

Se utilizaron las siguientes plantas termoeléctricas típicas como alternativas de expansión:

Vapor - Bunker C	50 MW
Vapor - Bunker C	100 MW
Vapor - Bunker C	150 MW
Vapor - Bunker C	200 MW
Vapor - Bunker C	300 MW
Turbina a gas - diesel	25 MW
Turbina a gas - diesel	2 x 25 MW
Geotérmica	35 MW

/Los criterios

Los criterios utilizados en la adopción de características técnicas y de costos de combustibles se detallan en el anexo 5.

c) Resultados

En el anexo 6 se reproducen algunas de las páginas de los resultados de los procesos del módulo VARSYS para los seis países. Corresponden a los datos de entrada, detallando las características de los ocho tipos de plantas termoeléctricas candidatas y los aportes de los proyectos hidroeléctricos para las cuatro estaciones y diferentes hidrologías. A fin de evitar que algunos proyectos de capacidad muy elevada frente al correspondiente sistema aislado puedan quedar fuera de las configuraciones que por razones del margen de reserva aceptado se han representado como una instalación básica seguida de un sobreequipamiento.

7. Programación de las obras de generación
(Módulos CONGEN, MERSIM y DYNPRO)

La operatoria consecuente a la formación de los archivos LOADSY, FIXSYS y VARSYS consistió en general en las siguientes etapas:

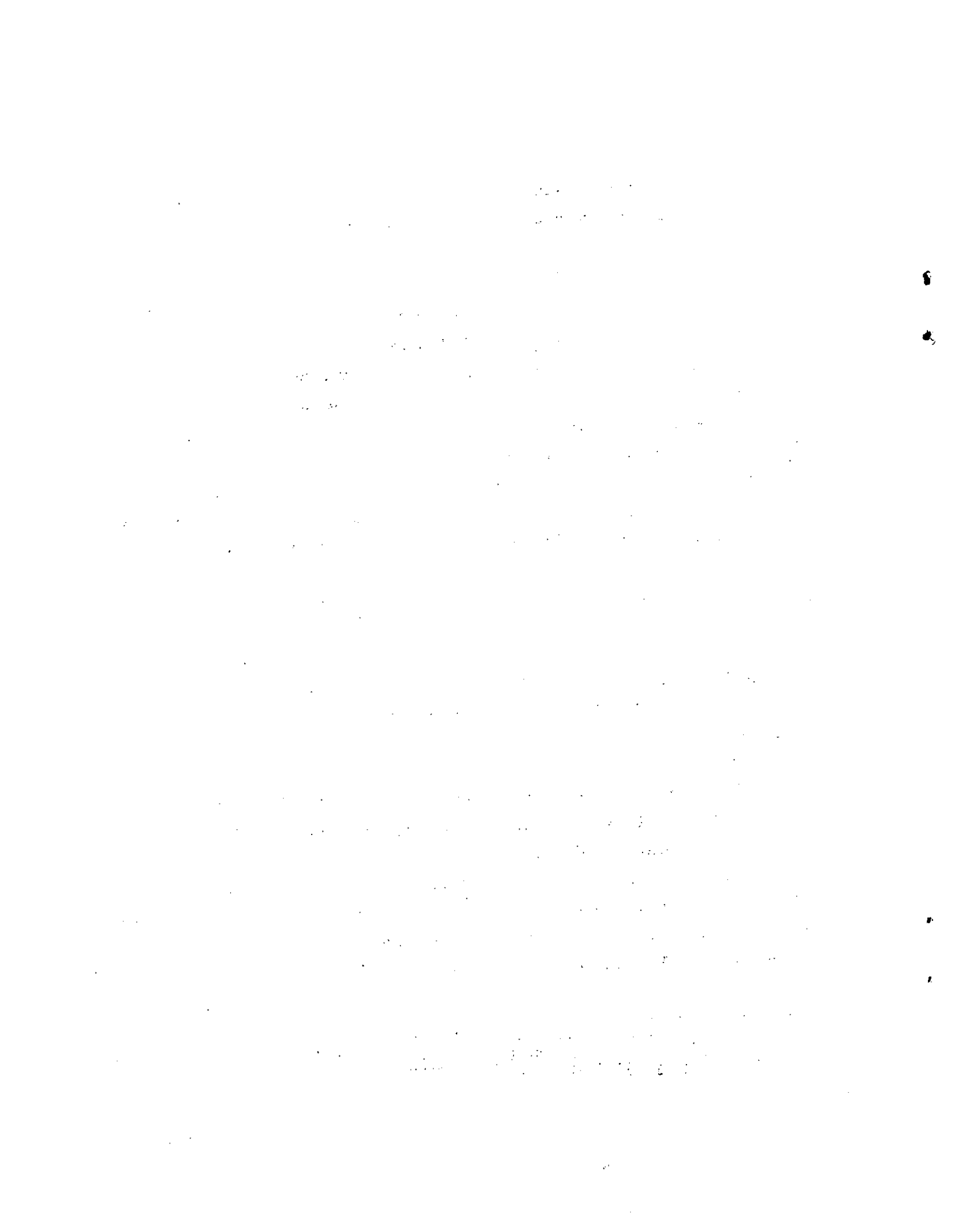
a) Formación de un "túnel" de alternativas posibles a ser desarrolladas, que fuera compatible con los resultados del modelo MGI (módulo CONGEN);

b) Simulación de la operación de todas las configuraciones generadas y cálculo del correspondiente valor esperado del costo de operación mediante el módulo MERSIM, y

c) Definición de la cadena de configuraciones más económica (o varias más económicas) mediante optimización con el uso del módulo DYNPRO.

Los resultados de los procesos se presentan en conjunto con los resultados de la aplicación del modelo MGI en un informe paralelo al presente.^{7/}

7/ Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Planeación de las adiciones de generación para los sistemas nacionales. Resultados preliminares (CCE/SC.5/GRIE/VI/5).



Anexo 1

CALCULO DE LAS PROBABILIDADES ASOCIADAS A LAS CONDICIONES
HIDROLOGICAS

1. Introducción

El costo de operación en el modelo WASP --así como en otros modelos de planeación del sector eléctrico-- se calcula como el valor esperado de los costos para varias condiciones hidrológicas. En sistemas que contienen una componente hidroeléctrica importante, la selección de las condiciones hidrológicas que se utilicen en el cálculo, así como su probabilidad asociada, deben ser cuidadosamente elegidas a fin de representar en la forma más fiel posible la variabilidad del régimen, ya que los resultados de la optimización están fuertemente influidos por dichas variables.

2. Análisis probabilístico

La producción de una planta hidroeléctrica varía con el caudal afluente a la misma, el que a su vez depende de condiciones climáticas y morfológicas de la cuenca; los análisis probabilísticos de generación requieren un registro histórico de caudales, cuya longitud mínima recomendada es de unos 20 a 30 años. Cuando los registros son más cortos pueden ser extendidos mediante correlación con otros sitios o por medio de modelos de generación estocástica.

El registro es utilizado para realizar la operación simulada de la planta y seleccionar una política de operación del embalse. La energía anual producida se ajusta a una ley de distribución de probabilidad teórica, aceptando que ésta es un modelo matemático que representa el fenómeno.

Las condiciones de seguridad de abastecimiento pueden así ser seleccionadas sobre bases estadísticas, y el valor esperado de la generación de origen hidráulico puede ser calculado como una función de un conjunto de probabilidades.

3. Leyes de distribución de probabilidades

Se utilizan varios modelos para representar la distribución de frecuencias de energías aleatorias. En algunos casos la ley normal o de Gauss representa adecuadamente el fenómeno, pero especialmente en climas con estación seca marcada, las distribuciones de energía generada son sesgadas hacia valores inferiores a la media. En tales casos las leyes normal-transformadas, especialmente la ley logarítmico-normal,^{1/} han mostrado adaptarse mejor a las series observadas.

Un caso particular de distribución aparece cuando se opera un embalse de gran regulación bajo una regla de demanda de energía firme que lleva a efectuar transferencias interanuales. En tales casos existe un valor mínimo de energía (la energía firme) y la ley de distribución es truncada, para la cual generalmente es difícil encontrar un modelo adecuado. Se recurre entonces a los ajustes de tipo empírico utilizando papeles de rayado probabilidad-normal o probabilidad logarítmico-normal. Se han desarrollado varias fórmulas empíricas para calcular la probabilidad correspondiente a la posición de graficación de los puntos observados; la más utilizada es la propuesta por Hazen.^{2/}

4. Probabilidad y valor esperado

La ley de distribución de probabilidad que representa una muestra determinada asigna una probabilidad a cada valor de la variable aleatoria. Se conoce como función de densidad de probabilidad a la relación,

$$y = p(x) \quad (1)$$

Cuando la variable es continua no acotada, la variable "normalizada" o referida a su valor medio cubre el campo $-\infty$ a $+\infty$

La probabilidad integral o frecuencia acumulada se define como la probabilidad de que la variable adopte un valor igual o menor que cierto valor determinado "a"

1/ Llamada también ley de Galton.

2/ La probabilidad de una muestra ordenada queda definida por

$$p = 100 \frac{2m-1}{2n}$$

en que

p: probabilidad en %
m: número de orden del caso
n: número total de casos

/p (a ≤ x)

$$P (a \leq x) = \int_{-\infty}^a p (x) dx \quad (2)$$

Inversamente el valor de la variable que corresponde a una determinada probabilidad se interpreta como el mayor valor de todos los que aquélla adoptó en el intervalo. En el caso de muestras de energías generadas con una serie hidrológica se adoptan para las probabilidades valores típicos que están destinados a representar las condiciones hidrológicas. (Por ejemplo, la generación en año 95% (seco) será aquella que es sobrepasada en el 95% de los casos).

Igualmente puede definirse la probabilidad de que una variable se encuentre comprendida entre dos valores a y b, como

$$P (a < x < b) = \int_a^b p (x) dx \quad (3)$$

Se define como valor esperado de una variable al valor

$$E (x) = \int_{-\infty}^{+\infty} x p (x) dx \quad (4)$$

Es el valor que representa a la variable cuando se consideran todos sus valores posibles afectando a cada uno por su probabilidad.

En el caso de distribuciones discretas en que la variable x toma los valores x_i y la probabilidad asociada correspondiente es p_i , la esperanza matemática o "valor esperado" es:

$$E (x) = \sum_{i=1}^{i=n} x_i \cdot p_i \quad (5)$$

Nótese que el concepto de valor esperado es similar al de centro de masa en física.

En el caso del modelo WASP, definidos los costos de operación para diferentes condiciones hidrológicas y las probabilidades que están asociadas a cada una de ellas, el cálculo del valor esperado del costo de operación se efectúa según la fórmula (5).

6. Cálculo de la probabilidad de cada condición hidrológica

Sea $p(x)$ la función de densidad que se ha adoptado, para definir el fenómeno (véase la figura 1) y cuya probabilidad integral queda definida como

$$P(x \leq X) = \int_{-\infty}^x p(x) dx \quad (6)$$

Puede aceptarse que existe un valor esperado de la variable en el intervalo $-\infty, X$. E puede definirse a partir de la ecuación del cálculo del centro de masa del área bajo la curva entre los límites correspondientes.

$$E \int_{-\infty}^x p(x) dx = \int_{-\infty}^x p(x) x dx \quad (7)$$

Ecuación que establece que E se encuentra ubicado en el centro de masa del área comprendida entre $-\infty$ y X.

Dado que la probabilidad integral del evento es conocida y corresponde al centro de masa de un área por determinar, el límite de las integrales (x) en la ecuación (4) es la variable que queda por definir.

Cuando existen más de una condición hidrológica, la ecuación (4) puede aplicarse reiteradamente eligiendo convenientemente los límites (véase la figura 2 en la que aparece el caso de 3 condiciones hidrológicas

$$E_1 \int_{-\infty}^{X_1} p(x) dx = \int_{-\infty}^{X_1} p(x) x dx \quad (8a)$$

$$E_3 \int_{X_1}^{X_2} p(x) dx = \int_{X_1}^{X_2} p(x) x dx \quad (8b)$$

$$E_2 \int_{X_2}^{\infty} p(x) dx = \int_{X_2}^{\infty} p(x) x dx \quad (8c)$$

7. Aplicación al caso en estudio-

En el análisis que sigue se acepta que la distribución de energía puede ser ajustado a una distribución logarítmica-normal, ya que ésta representa casi todos los casos prácticos^{4/} y es ampliamente utilizada para ajustes de fenómenos de origen hidrológico. En todo caso el método puede ser aplicado a otras distribuciones continuas no truncadas.

7.1 Distribución normal y logarítmico-normal

La función de densidad de la distribución normal o de Gauss en su forma normalizada es:

$$p(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} \quad (9)$$

en que

$$z = \frac{x - \bar{x}}{\sigma} \quad (10)$$

siendo

x: el valor de la variable

\bar{x} : el valor medio de la variable

σ : la desviación típica de x

En el caso de la distribución logarítmico-normal o de Galton la variable es reemplazada por su logaritmo. La función de densidad de probabilidad tiene la misma expresión.

$$p(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{y^2}{2}} \quad (11)$$

siendo

$$y = \text{Log } x \quad (12)$$

La asimetría de la distribución se mide mediante el coeficiente de asimetría:

$$Cs = 3 Cv^2 + Cv^3 \quad (13)$$

en que

$$Cv = (e^{\tau} y^2 - 1)^{1/2} \text{ es el coeficiente de variación}$$

siendo τ y la desviación típica de y. (14)

^{4/} La distribución normal puede considerarse como un caso especial de la logarítmico-normal en que el coeficiente de asimetría es nulo.

El estudio puede hacerse, por lo tanto, para la distribución normal y aplicar sus conclusiones a la distribución logarítmico-normal transformando convenientemente la variable.

La función de probabilidad integral es:

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z e^{-\frac{1}{2} z^2} dz \quad (15)$$

y la integral que define el centro de masa en este caso tiene la misma expresión que la función de densidad.^{5/}

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z e^{-\frac{1}{2} z^2} dz = -\frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} \quad (16)$$

7.3 Ejemplo de cálculo

En el caso un estudio definió la probabilidad integral de tres condiciones hidrológicas:

Seca	95%
Media	50%
Húmeda	10%

En la función de densidad normalizada para el caso de la condición seca se conoce el centro de masa E_1 del área bajo la curva hasta X_1 .

5/ Haciendo un cambio de variables

$$-\frac{1}{2} z^2 = u$$

$$du = -\frac{dz}{z} \quad \text{de donde resulta:}$$

$$\int \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} z^2} dz = -\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int e^u \frac{du}{u} = -\frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^u = -\frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}}$$

El cambio de signo no tiene consecuencia al trabajar con integrales entre límites.

$/E_1$

(E_1 es - 1.30 y el área acumulada hasta E_1 es 0.05).

X_1 se calcula a partir de la relación del centro de masa

$$E_1 \int_{-\infty}^{X_1} p(x) dx = \int_{-\infty}^{X_1} p(x) x dx \quad (17)$$

El cálculo debe organizarse mediante aproximaciones sucesivas

Resulta $X_1 = -0.76$

Para el cálculo del caso de la condición húmeda se sabe que el área bajo la curva desde E_2 hasta ∞ es 0.10, E_2 vale 1.31. Nuevamente

$$E_2 \int_{X_2}^{\infty} p(x) dx = \int_{X_2}^{\infty} p(x) x dx \quad (18)$$

El cálculo lleva a $X_2 = 0.57$

Definidas las variables reducidas puede calcularse la probabilidad de los casos

Caso	Variable reducida	Probabilidad integral
Seco	- 0.76	0.236
Húmedo	+ 0.57	0.237
Medio	- 0.11	0.527

El cálculo requiere el uso de tablas de densidad de probabilidad y de probabilidad integral, o de un programa de cómputo.

Gráfico 1

PROBABILIDAD DE UNA CONDICIÓN HIDROLOGICA

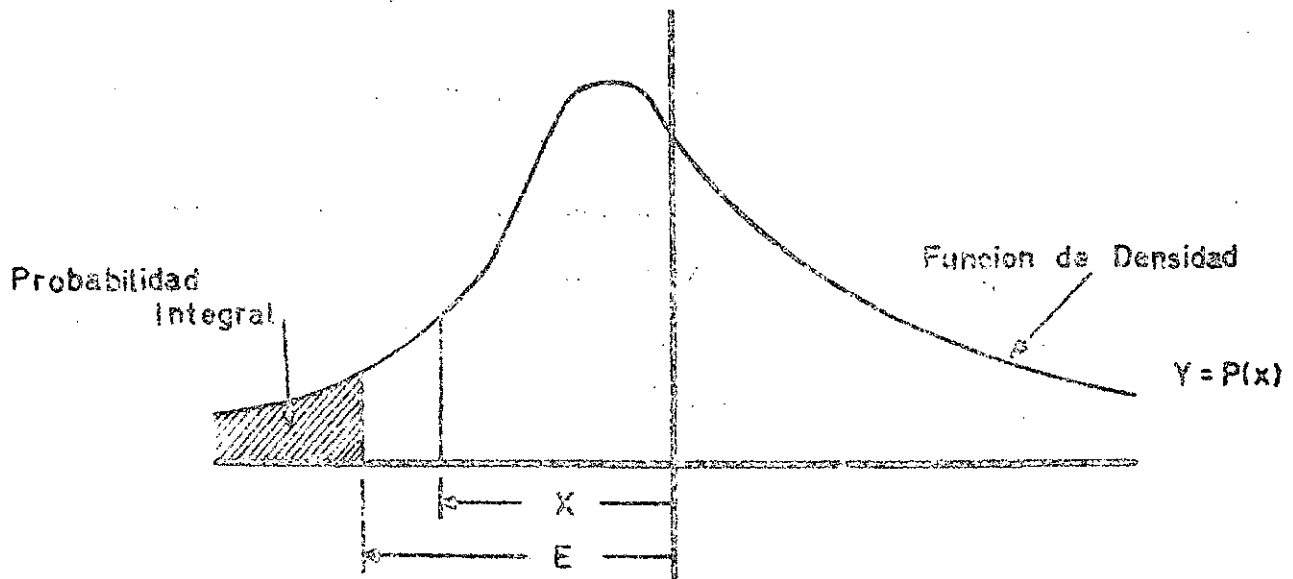
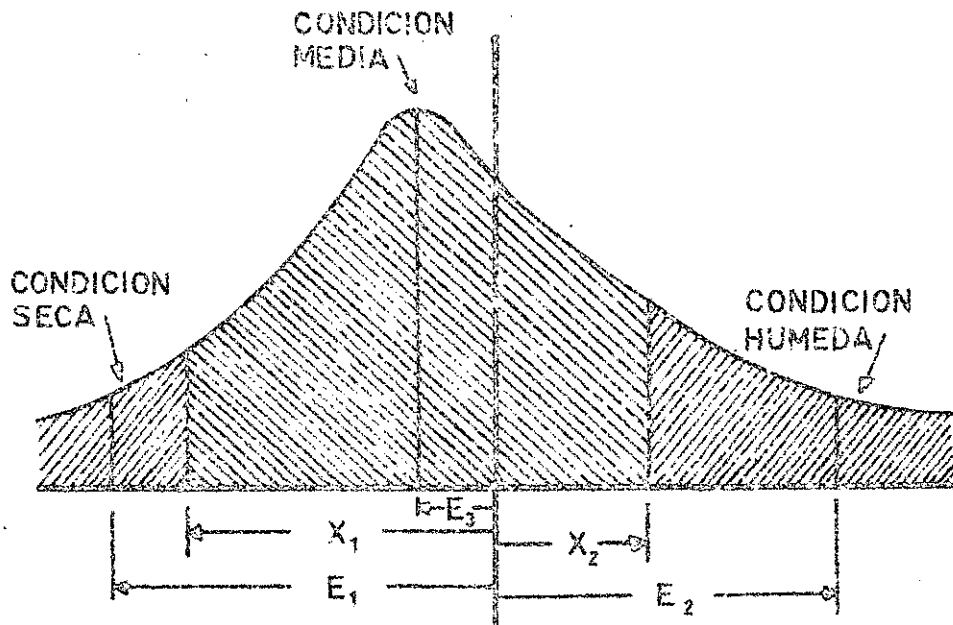


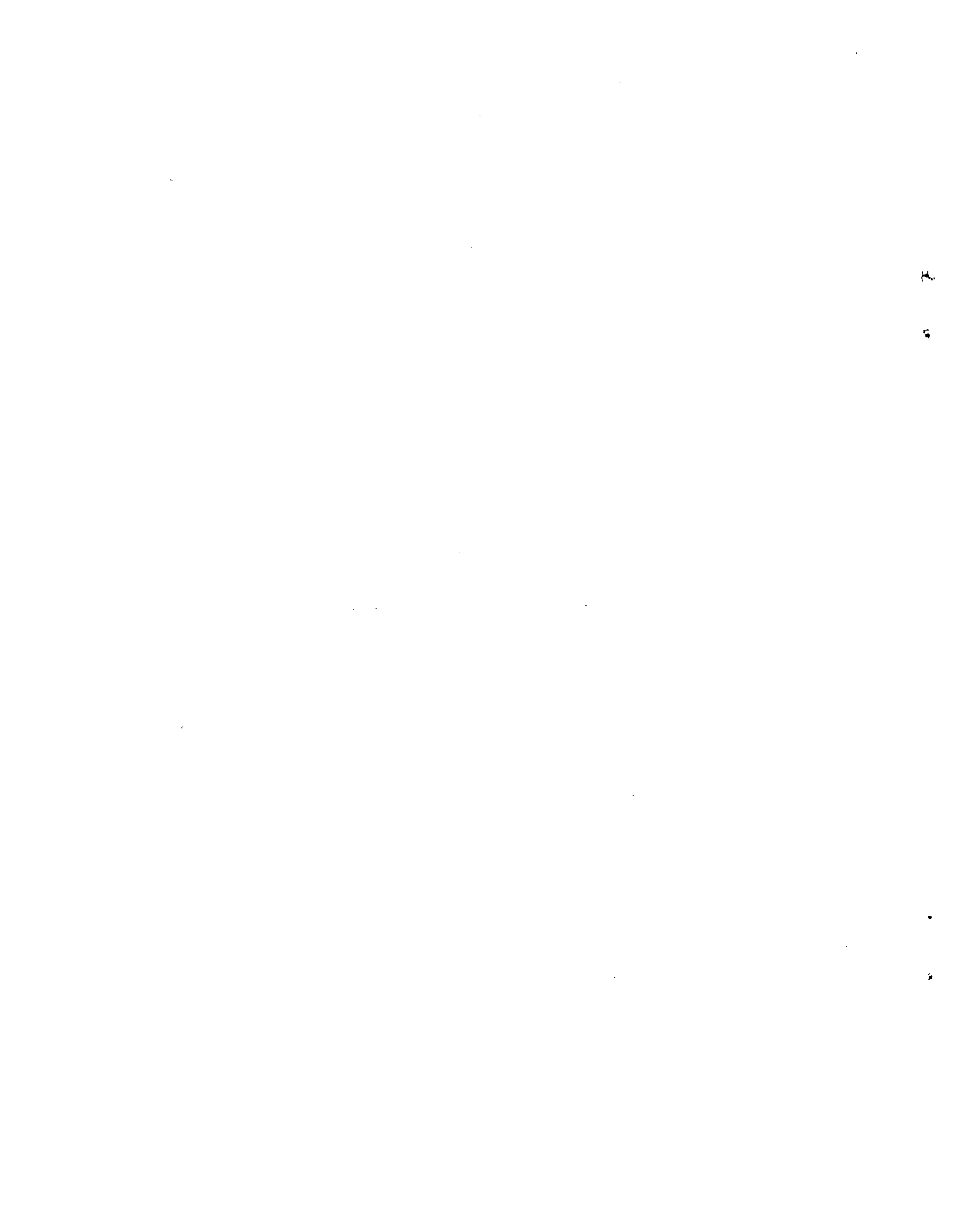
Gráfico 2

CASO DE TRES CONDICIONES HIDROLOGICAS



Anexo 2

PROYECCIONES DE LA DEMANDA



Cuadro 2.1

CALCULO DE DEMANDA POR PERIODO

GUATEMALA

AÑO	PERIODO 1 (MAY JUN JUL)			PERIODO 2 (AGO SEP OCT)			PERIODO 3 (NOV DIC ENE)			PERIODO 4 (FEB MAR ABR)			
	DEM. MAX. P.U.	FACT. CARGA (GWH)	ENERGIA (GWH)	VEH. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (GWH)	ENERGIA (GWH)	VEH. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (GWH)	ENERGIA (GWH)	VEH. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)
83-84	0.845	0.567	648.	+ 0.919	470.	0.677	663.	+ 1.000	520.	0.538	731.	+ 0.989	515.
84-85	0.839	0.666	722.	+ 0.913	524.	0.626	730.	+ 1.000	585.	0.633	805.	+ 0.989	579.
85-86	0.857	0.662	807.	+ 0.932	600.	0.622	825.	+ 1.000	604.	0.639	894.	+ 0.989	637.
86-87	0.855	0.661	806.	+ 0.930	661.	0.621	904.	+ 1.000	711.	0.626	982.	+ 0.989	703.
87-88	0.799	0.659	975.	+ 0.869	729.	0.619	997.	+ 1.000	839.	0.602	1115.	+ 0.989	830.
88-89	0.858	0.671	1173.	+ 0.933	861.	0.631	1199.	+ 1.000	923.	0.637	1297.	+ 0.989	913.
89-90	0.858	0.667	1262.	+ 0.934	947.	0.627	1318.	+ 1.000	1019.	0.634	1419.	+ 0.989	1003.
90-91	0.865	0.665	1604.	+ 0.941	1041.	0.625	1456.	+ 1.000	1166.	0.635	1551.	+ 0.989	1094.
91-92	0.865	0.663	1528.	+ 0.941	1136.	0.623	1564.	+ 1.000	1206.	0.644	1689.	+ 0.989	1193.
92-93	0.826	0.663	1685.	+ 0.890	1238.	0.623	1706.	+ 1.000	1379.	0.618	1875.	+ 0.989	1363.
93-94	0.865	0.667	1916.	+ 0.941	1415.	0.627	1959.	+ 1.000	1508.	0.637	2115.	+ 0.989	1486.
94-95	0.865	0.685	2083.	+ 0.941	1543.	0.625	2130.	+ 1.000	1640.	0.635	2300.	+ 0.989	1622.
95-96	0.871	0.663	2267.	+ 0.947	1683.	0.624	2348.	+ 1.000	1777.	0.647	2500.	+ 0.989	1757.
96-97	0.866	0.663	2455.	+ 0.942	1824.	0.624	2511.	+ 1.000	1936.	0.634	2709.	+ 0.989	1915.
97-98	0.867	0.660	2662.	+ 0.944	1987.	0.623	2733.	+ 1.000	2105.	0.632	2938.	+ 0.989	2002.
98-99	0.867	0.659	2889.	+ 0.943	2161.	0.619	2955.	+ 1.000	2295.	0.630	3109.	+ 0.989	2266.
99-00	0.869	0.657	3130.	+ 0.945	2322.	0.610	3309.	+ 1.000	2409.	0.630	3464.	+ 0.989	2451.
0-1	0.869	0.658	3411.	+ 0.945	2584.	0.610	3400.	+ 1.000	2765.	0.631	3785.	+ 0.989	2673.

EL SALVADOR
 CALCULO DE DEMANDAS POR PERIODO

AÑO	PERIODO 1 (MAY JUN JUL)			PERIODO 2 (AGO SEP OCT)			PERIODO 3 (NOV DIC ENE)			PERIODO 4 (FEB MAR ABR)		
	POT. MAX. (MW)	DEMANDA MAX. (MW)	FACT. CARGA (MW)	POT. MAX. (MW)	DEMANDA MAX. (MW)	FACT. CARGA (MW)	POT. MAX. (MW)	DEMANDA MAX. (MW)	FACT. CARGA (MW)	POT. MAX. (MW)	DEMANDA MAX. (MW)	FACT. CARGA (MW)
83-84	420	598	0.644	439	615	0.635	484	646	0.605	450	659	0.685
84-85	457	651	0.644	470	670	0.635	527	704	0.605	492	718	0.684
85-86	499	709	0.644	522	730	0.634	575	767	0.604	535	783	0.684
86-87	543	772	0.644	560	779	0.634	626	835	0.604	583	853	0.685
87-88	592	842	0.644	619	867	0.635	682	911	0.605	636	930	0.685
88-89	646	918	0.644	675	946	0.635	744	974	0.605	694	1015	0.685
89-90	705	1002	0.644	737	1032	0.635	812	1085	0.605	758	1109	0.685
90-91	770	1095	0.644	805	1120	0.635	887	1195	0.605	827	1210	0.685
91-92	840	1195	0.644	878	1231	0.635	968	1293	0.605	904	1321	0.685
92-93	917	1305	0.644	959	1344	0.635	1057	1412	0.605	987	1444	0.685
93-94	1002	1426	0.644	1048	1468	0.635	1157	1543	0.605	1079	1570	0.685
94-95	1095	1558	0.644	1145	1603	0.635	1252	1607	0.605	1180	1725	0.685
95-96	1197	1704	0.644	1252	1753	0.635	1386	1843	0.605	1286	1881	0.685
96-97	1306	1857	0.644	1365	1912	0.635	1503	2009	0.605	1403	2051	0.685
97-98	1424	2026	0.644	1489	2086	0.635	1641	2174	0.605	1531	2238	0.684
98-99	1554	2210	0.644	1625	2276	0.635	1791	2391	0.605	1670	2442	0.685
99-00	1695	2412	0.644	1772	2494	0.635	1954	2610	0.605	1823	2666	0.685
00-01	1831	2632	0.644	1935	2711	0.635	2133	2849	0.605	1959	2912	0.685

Cuadro 2.3
CALCULO DE DEMANDAS POR PERIODO

HONDURAS

AÑO	PERIODO 1 (MAY - JUN JUL)			PERIODO 2 (AGO - SEPT OCT)			PERIODO 3 (NOV - DIC ENE)			PERIODO 4 (FEB - MAR ABR)		
	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (CARGA)	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (CARGA)	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (CARGA)	ENERGIA (GWH)
83-84	0.906	212.	0.606	321.	0.970	227.	0.691	367.	0.970	227.	0.700	339.
84-85	0.906	234.	0.605	358.	0.970	250.	0.692	303.	0.972	251.	0.699	373.
85-86	0.906	258.	0.605	391.	0.970	276.	0.692	422.	0.963	276.	0.699	410.
86-87	0.906	283.	0.605	427.	0.970	303.	0.691	462.	0.965	301.	0.699	449.
87-88	0.906	310.	0.605	468.	0.970	332.	0.691	506.	0.965	330.	0.699	493.
88-89	0.906	340.	0.605	514.	0.970	364.	0.691	555.	0.967	363.	0.699	541.
89-90	0.906	373.	0.605	564.	0.970	400.	0.691	610.	0.966	398.	0.700	595.
90-91	0.906	410.	0.604	620.	0.970	438.	0.692	670.	0.960	434.	0.699	647.
91-92	0.906	447.	0.604	675.	0.970	478.	0.691	730.	0.957	475.	0.700	705.
92-93	0.906	484.	0.605	735.	0.970	520.	0.692	794.	0.961	515.	0.699	769.
93-94	0.906	530.	0.605	801.	0.970	568.	0.691	866.	0.950	562.	0.699	838.
94-95	0.906	576.	0.604	874.	0.970	615.	0.691	944.	0.960	613.	0.699	915.
95-96	0.906	631.	0.605	954.	0.970	675.	0.692	1021.	0.952	663.	0.699	990.
96-97	0.906	682.	0.605	1032.	0.970	730.	0.692	1115.	0.953	717.	0.699	1071.
97-98	0.906	738.	0.605	1117.	0.970	791.	0.692	1207.	0.954	777.	0.699	1161.
98-99	0.906	800.	0.605	1210.	0.970	857.	0.691	1308.	0.954	841.	0.699	1257.
99-00	0.906	866.	0.605	1310.	0.970	927.	0.692	1416.	0.954	912.	0.699	1362.
0-1	0.906	939.	0.605	1420.	0.970	1005.	0.692	1535.	0.953	987.	0.700	1477.

Cuadro 2.4

CALCULO DE DEMANDAS POR PERIODO

NICARAGUA

AÑO	PERIODO 1 (MAY JUN JUL)			PERIODO 2 (AGO SEP OCT)			PERIODO 3 (NOV DIC ENE)			PERIODO 4 (FEB MAR ABR)		
	DEM. MAX. P.U.	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)
83-84	0.880	0.656	488.	0.843	0.632	427.	0.933	0.664	496.	1.000	0.741	574.
84-85	0.874	0.638	492.	0.837	0.623	467.	0.933	0.662	543.	1.000	0.740	632.
85-86	0.875	0.637	542.	0.839	0.634	517.	0.933	0.662	601.	1.000	0.740	696.
86-87	0.874	0.637	597.	0.837	0.634	569.	0.933	0.661	642.	1.000	0.739	767.
87-88	0.877	0.636	638.	0.833	0.633	627.	0.933	0.663	779.	1.000	0.741	846.
88-89	0.869	0.636	726.	0.833	0.635	692.	0.933	0.659	804.	1.000	0.737	933.
89-90	0.875	0.635	801.	0.830	0.632	765.	0.933	0.661	888.	1.000	0.739	1031.
90-91	0.881	0.636	884.	0.844	0.633	841.	0.933	0.665	977.	1.000	0.739	1127.
91-92	0.882	0.637	967.	0.845	0.634	922.	0.933	0.666	1045.	1.000	0.740	1224.
92-93	0.879	0.638	1039.	0.842	0.634	1009.	0.933	0.665	1170.	1.000	0.739	1351.
93-94	0.881	0.637	1159.	0.843	0.633	1104.	0.933	0.665	1291.	1.000	0.739	1479.
94-95	0.880	0.637	1267.	0.843	0.633	1309.	0.933	0.664	1403.	1.000	0.739	1619.
95-96	0.882	0.636	1389.	0.845	0.633	1324.	0.933	0.666	1536.	1.000	0.741	1774.
96-97	0.877	0.638	1522.	0.841	0.635	1451.	0.933	0.666	1683.	1.000	0.739	1949.
97-98	0.879	0.636	1668.	0.842	0.633	1596.	0.933	0.664	1848.	1.000	0.739	2131.
98-99	0.880	0.636	1820.	0.843	0.633	1742.	0.933	0.664	2022.	1.000	0.739	2336.
99-00	0.879	0.637	2004.	0.842	0.633	1910.	0.933	0.664	2217.	1.000	0.739	2562.
0-1	0.879	0.636	2190.	0.842	0.633	2095.	0.933	0.663	2331.	1.000	0.739	2809.

/Cuadro 2.5

CUADRO 2.5

CALCULO DE DEMANDAS POR PERIODO

COSTA RICA

AÑO	PERIODO 1 (MAY JUN JUL)			PERIODO 2 (AGO SEP OCT)			PERIODO 3 (NOV DIC ENE)			PERIODO 4 (FEB MAR ABR)				
	DEM. MAX. (MW)	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	FOT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	FOT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	FOT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)
83-84	0.906	667.	1.0.989	522.	0.599	691.	1.0.000	528.	0.504	704.	1.0.996	526.	0.647	779.
84-85	0.704	715.	1.0.987	559.	0.600	740.	1.0.000	566.	0.603	754.	1.0.996	564.	0.649	791.
85-86	0.094	766.	1.0.977	600.	0.600	794.	1.0.000	614.	0.599	812.	1.0.996	612.	0.648	846.
86-87	0.904	830.	1.0.987	650.	0.599	860.	1.0.000	659.	0.602	876.	1.0.996	656.	0.648	900.
87-88	0.903	891.	1.0.986	698.	0.599	923.	1.0.000	708.	0.602	941.	1.0.996	705.	0.648	975.
88-89	0.902	957.	1.0.985	749.	0.599	991.	1.0.000	761.	0.602	1011.	1.0.996	758.	0.648	1039.
89-90	0.901	1029.	1.0.984	806.	0.599	1066.	1.0.000	819.	0.602	1088.	1.0.996	816.	0.648	1129.
90-91	0.905	1108.	1.0.988	867.	0.599	1147.	1.0.000	878.	0.602	1169.	1.0.996	874.	0.648	1211.
91-92	0.906	1187.	1.0.987	920.	0.599	1230.	1.0.000	942.	0.603	1254.	1.0.996	930.	0.648	1299.
92-93	0.905	1274.	1.0.986	977.	0.599	1326.	1.0.000	1011.	0.603	1345.	1.0.996	1007.	0.649	1373.
93-94	0.902	1368.	1.0.985	1070.	0.600	1417.	1.0.000	1087.	0.602	1445.	1.0.996	1082.	0.648	1499.
94-95	0.902	1470.	1.0.984	1151.	0.599	1523.	1.0.000	1169.	0.602	1553.	1.0.996	1164.	0.648	1612.
95-96	0.899	1581.	1.0.982	1230.	0.599	1638.	1.0.000	1261.	0.601	1672.	1.0.996	1256.	0.648	1739.
96-97	0.898	1705.	1.0.981	1335.	0.599	1767.	1.0.000	1361.	0.601	1804.	1.0.996	1355.	0.648	1877.
97-98	0.898	1841.	1.0.981	1441.	0.599	1907.	1.0.000	1470.	0.600	1948.	1.0.996	1464.	0.648	2027.
98-99	0.897	1988.	1.0.980	1556.	0.599	2060.	1.0.000	1588.	0.600	2104.	1.0.996	1582.	0.648	2191.
99-0	0.897	2149.	1.0.979	1682.	0.599	2226.	1.0.000	1718.	0.600	2279.	1.0.996	1711.	0.648	2369.
0-1	0.897	2325.	1.0.979	1819.	0.599	2407.	1.0.000	1857.	0.600	2460.	1.0.996	1849.	0.648	2562.

Cuadro 2.6

CALCULO DE DEMANDAS POR PERIODO

PANAMA

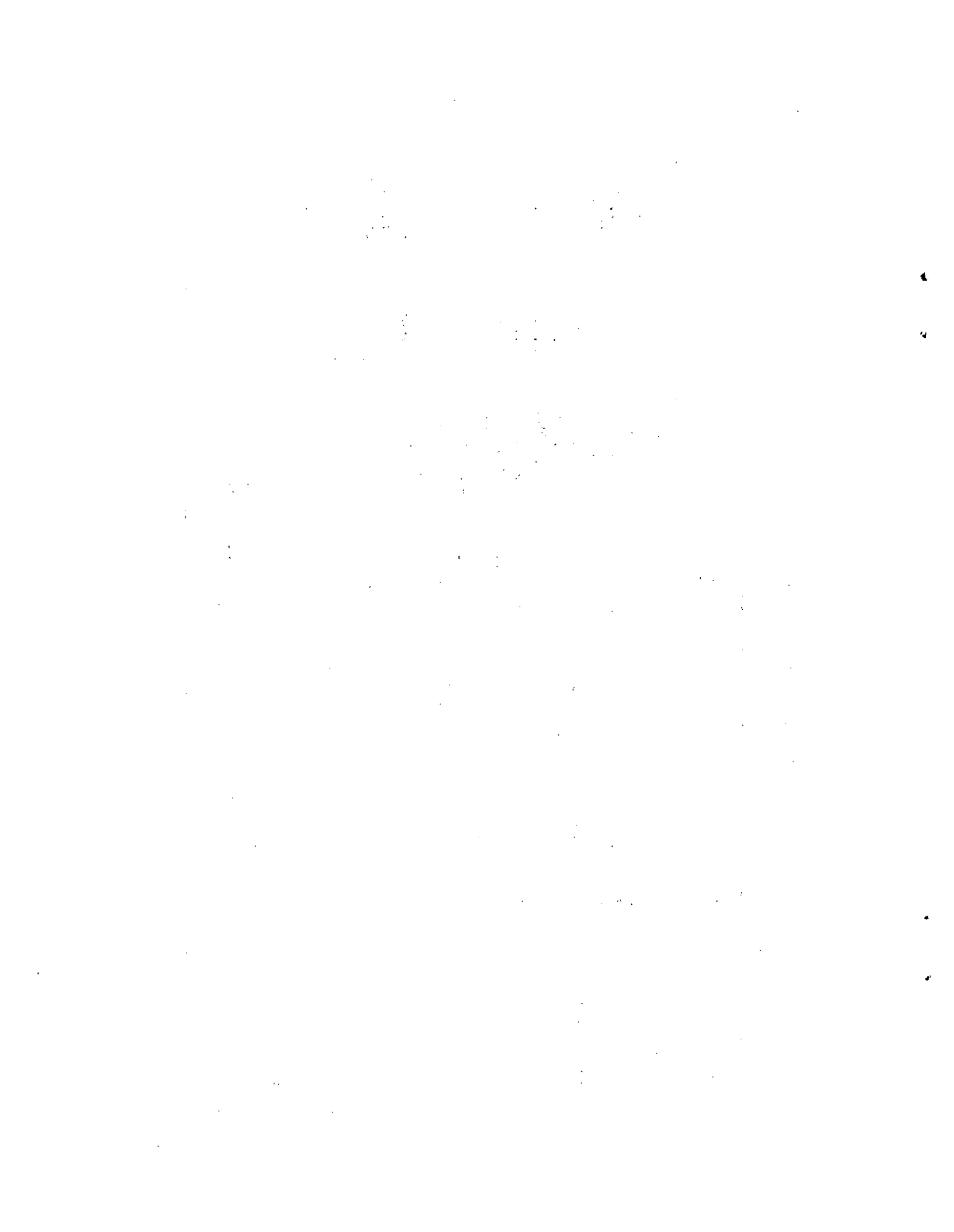
ANNO	P E R I O D O 1 (MAY JUN JUL)			P E R I O D O 2 (AGO SEP OCT)			P E R I O D O 3 (NOV DIC ENE)			P E R I O D O 4 (FEB MAR ABR)			
	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA (GWH)	
83-84	0.986	504	0.701	0.960	491	0.711	1.000	511	0.690	0.971	494	0.728	771
84-85	0.986	540	0.702	0.960	526	0.711	1.000	540	0.691	0.976	535	0.728	829
85-86	0.986	583	0.699	0.960	567	0.709	1.000	591	0.687	0.971	574	0.724	888
86-87	0.986	633	0.698	0.925	609	0.708	0.924	634	0.706	1.000	658	0.736	1034
87-88	0.986	717	0.709	0.862	698	0.719	0.951	770	0.698	1.000	810	0.762	1319
88-89	0.986	882	0.735	0.960	859	0.745	1.000	895	0.750	0.964	863	0.758	1356
89-90	0.986	939	0.730	0.960	915	0.740	1.000	953	0.716	0.963	910	0.755	1480
90-91	0.986	1000	0.727	0.960	973	0.730	1.000	1014	0.712	0.960	973	0.751	1654
91-92	0.986	1060	0.725	0.960	1032	0.725	1.000	1075	0.709	0.959	1031	0.751	1752
92-93	0.986	1123	0.724	0.960	1093	0.734	1.000	1139	0.706	0.964	1098	0.747	1852
93-94	0.986	1192	0.720	0.960	1164	0.730	1.000	1213	0.706	0.963	1160	0.745	1959
94-95	0.986	1273	0.718	0.960	1239	0.728	1.000	1291	0.704	0.964	1245	0.743	2074
95-96	0.986	1355	0.716	0.960	1320	0.726	1.000	1375	0.701	0.958	1317	0.743	2189
96-97	0.986	1434	0.716	0.960	1397	0.726	1.000	1455	0.701	0.962	1401	0.739	2312
97-98	0.986	1526	0.712	0.960	1486	0.722	1.000	1548	0.698	0.962	1489	0.737	2445
98-99	0.986	1622	0.711	0.960	1579	0.721	1.000	1645	0.697	0.962	1583	0.736	2488
99-0	0.986	1724	0.709	0.960	1679	0.719	1.000	1749	0.695	0.962	1682	0.736	2642
0-1	0.986	1832	0.709	0.960	1784	0.719	1.000	1858	0.695	0.961	1786	0.736	2806

/Cuadro 2.7

Cuadro 2.7

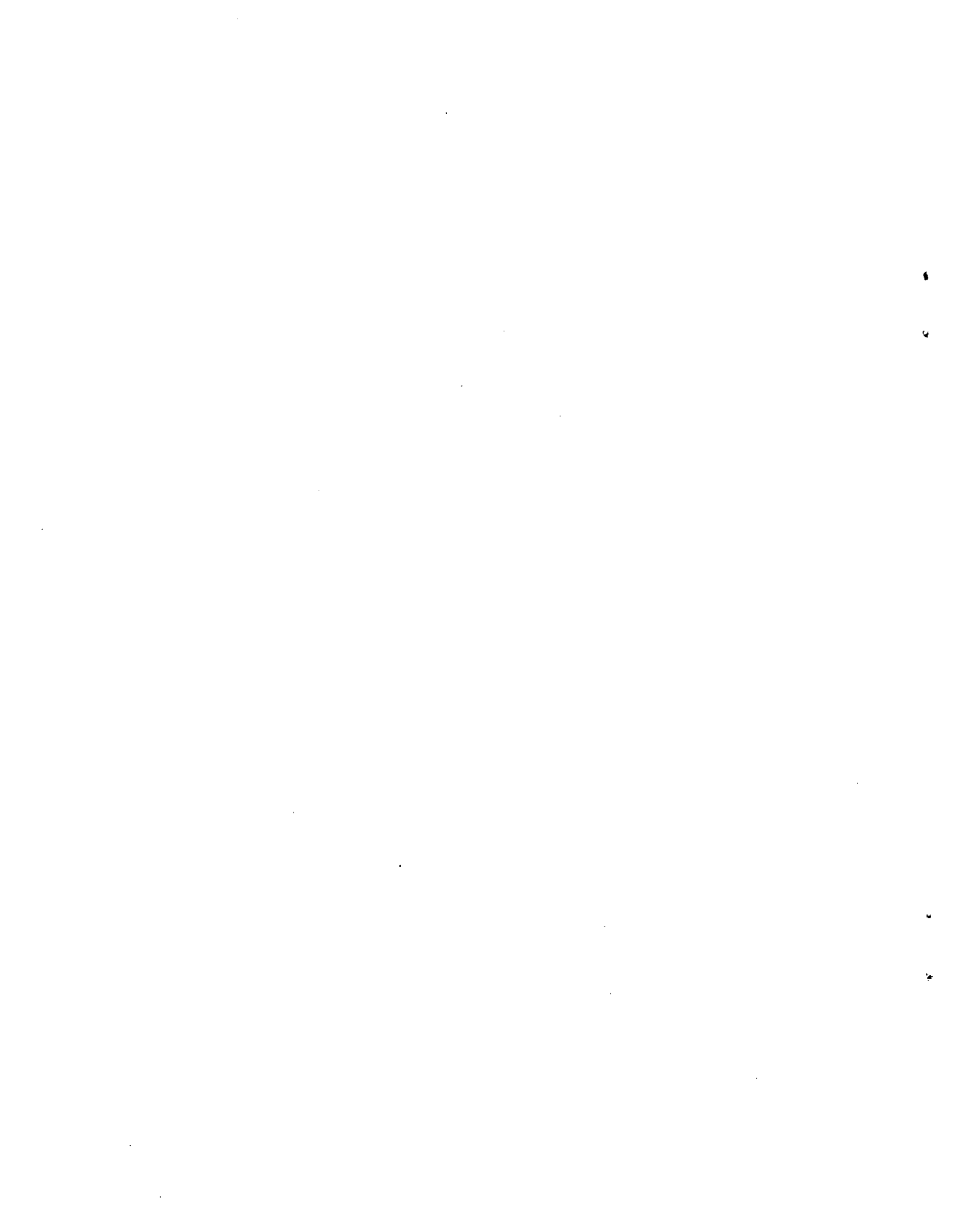
COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE QUINTO GRADO PARA AJUSTE DE LAS CURVAS DE CARGA

	Período	Coeficientes					
		A0	A1	A2	A3	A4	A5
Guatemala	1	1.00000	-2.43109	12.26242	-31.28808	34.35639	-13.54912
	2	1.00000	-2.96725	14.10239	-33.28660	34.33465	-12.83670
	3	1.00000	-2.84005	13.44209	-32.21532	33.95140	-13.00872
	4	1.00000	-2.71720	14.97430	-39.27431	44.13585	-17.79857
El Salvador	1	1.00000	-2.48964	13.29353	-35.30790	39.33447	-15.49363
	2	1.00000	-2.86706	15.71467	-41.87636	47.22529	-18.88597
	3	1.00000	-2.66661	12.55550	-30.70788	32.71629	-12.58888
	4	1.00000	-1.84707	10.02779	-28.69021	33.96473	-14.13272
Honduras	1	1.00000	-2.50835	15.42076	-43.90704	51.67186	-21.34615
	2	1.00000	-2.05222	12.40119	-36.24422	43.19831	-17.95935
	3	1.00000	-3.01444	16.17828	-41.62331	45.62535	-17.84267
	4	1.00000	-1.60589	8.52420	-24.81909	29.83308	-12.60179
Nicaragua	1	1.00000	-2.67037	12.36071	-29.93266	31.91679	-12.31346
	2	1.00000	-3.07380	16.98246	-43.50721	46.68630	-17.72625
	3	1.00000	-2.26625	11.50646	-29.67524	32.46636	-12.67096
	4	1.00000	-1.65785	8.61247	-24.08368	28.96138	-12.46326
Costa Rica	1	1.00000	-1.48555	2.57957	-0.00089	-5.78866	4.03719
	2	1.00000	-1.64677	1.45258	5.94254	-14.31949	7.90472
	3	1.00000	-2.07097	5.96889	-8.32658	3.14637	0.61336
	4	1.00000	-1.60748	5.63604	-11.42629	9.17226	-2.42893
Panamá	1	1.00000	-1.63321	8.95386	-27.54175	34.66313	-15.07923
	2	1.00000	-1.12143	5.64923	-20.10784	27.75873	-12.81088
	3	1.00000	-1.46324	7.42421	-23.72167	30.72363	-13.59856
	4	1.00000	-1.05225	5.86290	-21.78568	30.91566	-14.57330



Anexo 3

SISTEMA TERMOELECTRICO EXISTENTE AL INICIO DEL ESTUDIO
(1983) Y COMPOSICION DE PLANTAS TERMICAS



1. Tipos de plantas utilizadas

<u>Nombre</u>	<u>Clave</u>	<u>Tipo</u>	<u>Combustible</u>
DB	0	Motor diesel	Bunker C
TB	0	Turbina	Bunker C
CC	0	Ciclo combinado	Bunker C
VP	1	Vapor	Bunker C
TD	2	Turbina	Diesel
DD	3	Motor diesel	Diesel
GE	4	Geotérmica	-

2. Observaciones sobre la composición de plantas termoeléctricas

- Se compusieron plantas del mismo tipo de manera que la potencia total neta se conservase.

- El número de unidades se eligió de forma que la potencia unitaria representara aproximadamente en promedio la capacidad de las unidades existentes.

- Las características de funcionamiento de la planta compuesta se calcularon como promedio ponderado de las plantas componentes tomando además en consideración las correspondientes fechas de retiro para lo cual se adoptaron las siguientes cifras para vida útil:

Vapor petróleo	30 años
Turbina a gas	20 años
Motor diesel a diesel	20 años
Geotérmica	30 años
Ciclo combinado	30 años
Turbina a gas con bunker	20 años
Motor diesel con bunker	30 años

- Las cifras de rendimiento están referidas al Poder Calorífico Inferior (PCI) del combustible.

Cuadro 3.1

GUATEMALA: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (Kcal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Minima	Base	Plena carga	Incremental	
GUVP ^{a/}	<u>146</u>	<u>3 x 45.7</u>	<u>20.0</u>	<u>3 089</u>	<u>2 878</u>	<u>2 714</u>	No hay
Escuintla	1 x 33	1 x 31.0	20.0	3 020	2 933	2 800	
Escuintla	1 x 53	1 x 49.8	30.0	2 930	2 874	2 800	
Exmibal	1 x 60	1 x 56.4	20.3	3 352	2 846	2 588	
GUTD ^{a/}	<u>74</u>	<u>5 x 22.2</u>	<u>5.0</u>	<u>3 572</u>	<u>3 507</u>	<u>3 392</u>	1988 (1) 1996 (2)
Sanarate	1 x 25	1 x 22.2	
San Felipe	1 x 25	1 x 22.2	
Escuintla	2 x 12	1 x 10.8	...	6 985	5 483	4 409	
Escuintla	2 x 25	1 x 22.5	...	3 572	3 507	3 392	
GUCC ^{a/b/}	<u>2 x 33</u>	<u>2 x 27.0</u>	<u>20.0</u>	<u>3 073</u>	<u>2 572</u>	<u>1 800</u>	No hay
GUGE ^{a/}	1 x 35	1 x 31.3	26.9				

a/ Central equivalente.

b/ Se adoptaron cifras del informe termoeléctrico de la MONENCO.

Cuadro 3.2

EL SALVADOR: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incre- mental	Plena carga	
SA VB ^{a/}	63.0	2 x 29.6	15.5	2 664	2 246	2 465	1996 (1)
Acajutla	1 x 30.0	1 x 28.2	15.5	2 664	2 237	2 470	
Acajutla	1 x 33.0	1 x 31.0	15.5	2 664	2 256	2 460	
SA TD ^{a/}	48.0	3 x 14.4	3.3	6 740	2 617	3 562	1993 (3)
Soyapango	2 x 14.0	2 x 14.0	2.9	7 880	2 703	3 682	
Soyapango	1 x 20.0	1 x 19.0	4.0	7 950	2 382	3 524	
SA TB ^{a/}	1 x 6.6	1 x 5.9	2.0	3 445	2 968	3 112	
SA GE ^{a/}	95.0	3 x 30.4	28.0	-	-	-	
Ahuachapán	2 x 30.0	2 x 28.8	28.0	-	-	-	
Ahuachapán	1 x 35.0	1 x 32.9	28.0	-	-	-	

^{a/} Central equivalente.

Cuadro 3.3

HONDURAS: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incremental	Plena carga	
<u>HOTD^{a/}</u>	<u>28.6</u>	<u>2 x 12.9</u>	<u>3.6</u>	<u>6 426</u>	<u>2 739</u>	<u>3 768</u>	1992 (2)
La Puerta	1 x 15.0	1 x 13.5	4.0	7 170	3 031	3 731	
Miraflores	1 x 13.6	1 x 12.2	4.0	7 155	2 417	3 810	
<u>HODD^{a/}</u>	<u>9.9</u>	<u>1 x 8.7</u>	<u>5.4</u>	<u>2 615</u>	<u>2 628</u>	<u>2 623</u>	1988
San Lorenzo	3 x 0.8	3 x 0.8	0.8	2 660	2 660	2 660	
Santa Fe	3 x 2.5	3 x 2.1	1.0	2 615	2 615	2 615	
<u>HODE^{a/}</u>	<u>54.4</u>	<u>4 x 13.2</u>	<u>6.0</u>	<u>2 073</u>	<u>1 818</u>	<u>1 934</u>	-
La Ceiba	4 x 6.6	4 x 6.4	3.0	2 064	1 826	1 934	
Puerto Cortés	4 x 7.0	4 x 6.8	3.5	2 058	1 810	1 934	

a/ Central equivalente.

Cuadro 3.4

NICARAGUA: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incremental	Plena carga	
<u>NIVB^{a/}</u>	<u>175.0</u>	<u>4 x 41.1</u>	<u>16.4</u>	<u>2 953</u>	<u>2 600</u>	<u>2 741</u>	
Managua	2 x 15.0	2 x 14.1	6.0	3 733	2 789	3 162	
Managua	1 x 45.0	1 x 42.3	18.0	2 960	2 378	2 611	
Nicaragua	2 x 50.0	2 x 47.0	20.0	2 950	2 700	2 800	
<u>NITD^{a/}</u>	<u>14.0</u>	<u>1 x 13.0</u>	<u>3.3</u>	<u>7 823</u>	<u>2 339</u>	<u>3 731</u>	
Chinandega	1 x 14.0	1 x 13.0	3.3	7 823	2 339	3 731	
<u>NIGE^{a/}</u>	<u>3 x 35.0</u>	<u>3 x 31.3</u>	<u>26.9</u>	-	-	-	

a/ Central equivalente.

/Cuadro 3.5

Cuadro 3.5

COSTA RICA: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incremental	Plena carga	
<u>COTD</u> ^{a/}	<u>79.6</u>	<u>4 x 18.0</u>	<u>4.5</u>	<u>6 476</u>	<u>2 416</u>	<u>3 431</u>	1993 (2) 1994 (2)
San Antonio	2 x 19.0	2 x 18.5	4.8	6 215	2 491	3 422	
Barranca	2 x 20.8	2 x 20.2	5.2	6 718	2 348	3 440	
<u>CODE</u> ^{a/}	<u>38.8</u>	<u>3 x 12.7</u>	<u>3.3</u>	<u>2 391</u>	<u>1 887</u>	<u>2 018</u>	1991 (1)
Colima	2 x 3.8	2 x 3.7	1.9	2 322	1 950	2 136	
Mofin	4 x 7.8	4 x 7.6	1.9	2 276	1 872	1 970	

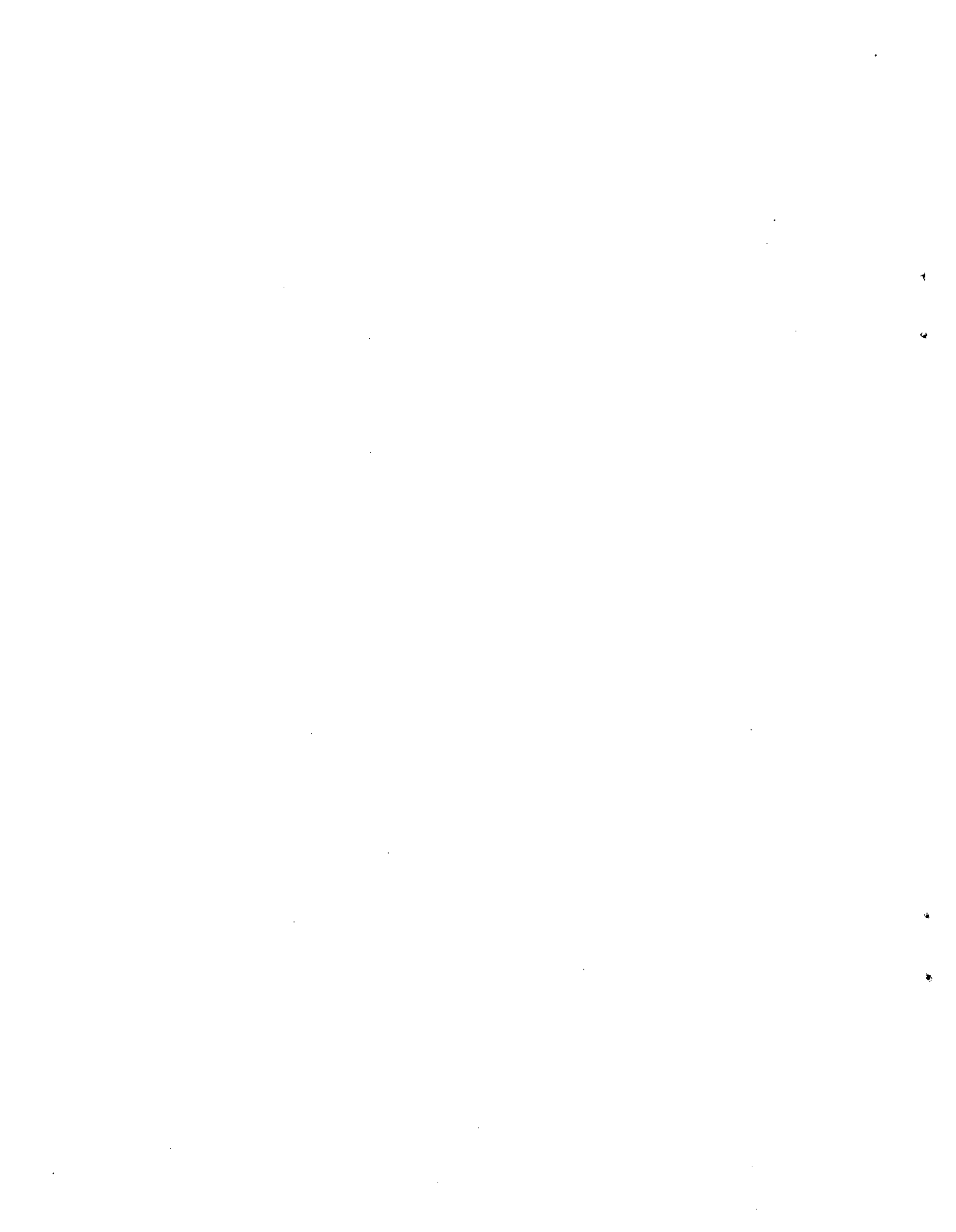
a/ Central equivalente.

Cuadro 3.6

PANAMA: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incremental	Plena carga	
<u>PAVB</u> ^{a/}	...	<u>4 x 49.1</u>	<u>30.0</u>	<u>3 525</u>	<u>3 320</u>	<u>3 435</u>	<u>1985 (1)</u>
San Francisco	...	2 x 5.5	4.0	4 284	4 125	4 231	
Las Minas	...	1 x 21.0	12.0	3 560	3 498	3 522	
Las Minas	...	3 x 37.5	24.0	3 204	3 027	3 133	
Miraflores	1 x 22.0	1 x 21.1	
Miraflores	1 x 33.0	1 x 31.1	
<u>PATD</u> ^{a/}	...	<u>2 x 26.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3 998</u>	<u>3 964</u>	<u>3 968</u>	<u>1996 (1)</u>
San Francisco	...	1 x 12.0	8.0	3 984	3 964	3 968	
Miraflores	1 x 20.0	1 x 19.5	
Mt. Hope	1 x 20.0	1 x 19.5	
<u>PADD</u> ^{a/}	<u>61.5</u>	<u>4 x 15.0</u>	<u>5.3</u>	<u>2 493</u>	<u>2 487</u>	<u>2 489</u>	
San Francisco	4 x 7.0	4 x 7.0	4.0	2 309	2 302	2 307	
Varios	33.5	32.0	...	2 645	2 645	2 645	

a/ Central equivalente.



Anexo 4

MODULO FIXSYS. DATOS DE ENTRADA



Tipos de plantas

WASP COMPUTER PROGRAM PACKAGE

FIXSYS MODULE

CASE STUDY

```

*****
*
*           THERMAL   PLANTS
*
*           FUEL TYPE      DESCRIPTION
*           0              DIESEL-BUNK.
*           1              VAPOR-PETROL
*           2              TURBINA GAS
*           3              DIESEL-DIES.
*           4              GEDTERMICA
*
*****
*
*           HYDROELECTRIC PLANTS
*
*           PLANT TYPE      DESCRIPTION
*           AAAA            TIPO 1
*           BBBB            TIPO 2
*
* IDENTIFICATION OF HYDROPLANT CASES:
*
* KEY           DESCRIPTION
* 1  RUN OF RIVER-RESERVOIR EMPTY IN LESS THAN 2 HRS
* 2  DAILY REGULATING RESERVOIR
* 3  WEEKLY REGULATING RESERVOIR
* 4  ALL INFLOW ENERGY MAY BE STORED FOR PEAKING
* 5  INFLOW ENERGY EXCEEDS PLANT GENERATING CAPACITY
* 6  MINIMUM REQUIRED ENERGY EXCEEDS INFLOW ENERGY
* 7  PLANT OPERATES IN PEAK MORE THAN 5 DAYS/WEEK
*
*****

```

Cuadro 4.1

GUATEMALA

FIXED SYSTEM INPUT DATA INFORMATION OF YEAR 1984

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITIONS		
								1	2	3
1984	4	3	3	AAAA	0.00	BBBB	0.00	0.236	0.527	0.237

NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAPA CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS		FUEL TYPE	S P N	FRCD OUT-AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	MAIN CLAS	O&M (FIX)	O&M (VAR)
						DMSTC	FORGN							
GUVB	3	20.	46.	3089.	2714.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	50.	1.00	0.52
GUTD	5	5.	22.	3572.	3392.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	30.	0.00	3.00
GUCC	2	20.	27.	3073.	1800.	0.0	1087.0	0	10	7.0	25	30.	1.00	0.52

PROJECT 1 (NAME, LESC) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 14. REG. ENERGY: 0.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
18.	0.	14.	22.	0.	14.	24.	0.	14.
28.	0.	14.	30.	0.	14.	29.	0.	14.
8.	0.	14.	12.	0.	14.	19.	0.	14.
5.	0.	14.	6.	0.	14.	11.	0.	14.

PROJECT 2 (NAME, MLIN) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 90. REG. ENERGY: 0.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
53.	0.	90.	78.	0.	90.	112.	0.	90.
82.	0.	90.	152.	0.	90.	193.	0.	90.
48.	0.	90.	61.	0.	90.	78.	0.	90.
38.	0.	90.	45.	0.	90.	58.	0.	90.

Hydro 4.1 (Conclusion)

PROJECT 3 (NAME, SMAR) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP, 60, REG, ENERGY: 0.0

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	EA	EMIN	EA	EMIN
30.	0.	50.	0.	58.	0.
30.	0.	58.	0.	58.	0.
30.	0.	55.	0.	58.	0.
30.	0.	50.	0.	58.	0.

PROJECT 4 (NAME, GHEN) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP, 21, REG, ENERGY: 0.0

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	EA	EMIN	EA	EMIN
35.	0.	35.	0.	35.	0.
35.	0.	36.	0.	36.	0.
33.	0.	33.	0.	33.	0.
33.	0.	33.	0.	33.	0.

PROJECT 5 (NAME, RU) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP, 58, REG, ENERGY: 15.0

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	EA	EMIN	EA	EMIN
27.	0.	58.	0.	73.	0.
43.	0.	58.	0.	110.	0.
25.	0.	58.	0.	34.	0.
20.	0.	58.	0.	27.	0.

PROJECT 1 (NAME, PVIE) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP, 300, REG, ENERGY: 335.0

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	EA	EMIN	EA	EMIN
316.	0.	295.	0.	387.	0.
394.	0.	299.	0.	648.	0.
364.	0.	300.	0.	508.	0.
326.	0.	300.	0.	372.	0.

Cuadro 4.2

EL SALVADOR

FIXED SYSTEM INPUT DATA INFORMATION OF YEAR 1984

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS		HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITION:		
									1	2	3
1984	4	4		3	AAAA	0.37	BBBB	0.37	0.236	0.527	0.237

NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAPA CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS CENTS/MILLION		FUEL TYPE	S F I N	FRCD OUT-AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	MAIN CLAS	O&M (FIX)	O&M (VAR)
						DMSTC	FORGN							
SAVB	2	14.	30.	2664.	2246.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	30.	1.00	0.52
SATD	3	3.	14.	6740.	2617.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	15.	0.00	3.00
SATB	1	2.	6.	3445.	2968.	0.0	1087.0	0	60	7.0	25	15.	0.00	3.00
SAGE	3	30.	30.	0.	0.	0.0	0.0	4	10	5.0	25	30.	1.60	0.52

PROJECT 1 (NAME, GUAJ) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 15. REG. ENERGY: 56.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
14.	0.	12.	28.	0.	13.	30.	0.	15.
7.	0.	13.	25.	0.	14.	32.	0.	15.
7.	0.	15.	15.	0.	15.	26.	0.	15.
19.	0.	14.	25.	0.	14.	26.	0.	13.

Cuadro 4.2 (Conclusión)

PROJECT 1 (NAME. CGDE) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP. 135. REG. ENERGY: 184.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
101.	0.	96.	147.	0.	100.	196.	0.	110.
143.	0.	117.	231.	0.	120.	282.	0.	129.
72.	0.	126.	119.	0.	128.	144.	0.	128.
96.	0.	110.	116.	0.	110.	135.	0.	110.

PROJECT 2 (NAME. SNOV) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 81. REG. ENERGY: 34.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
140.	0.	77.	169.	0.	78.	164.	0.	78.
150.	0.	82.	174.	0.	81.	174.	0.	81.
62.	0.	81.	111.	0.	81.	164.	0.	81.
119.	0.	80.	137.	0.	80.	137.	0.	80.

PROJECT 3 (NAME. SLOR) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 180. REG. ENERGY: 2.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
133.	0.	160.	236.	0.	165.	315.	0.	165.
273.	0.	160.	305.	0.	162.	367.	0.	168.
70.	0.	168.	113.	0.	170.	117.	0.	170.
85.	0.	168.	96.	0.	169.	87.	0.	170.

Cuadro 4.3

HONDURAS

FIXED SYSTEM INPUT DATA INFORMATION OF YEAR 1984

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS		HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)		TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)		PROBABILITY OF HYDROCONDITIONS				
		MIN. LOAD MW	CAPA CITY MW			DMSTC	FORGN		AGE RATE	1	2	3			
1984	4		3	3	AAAA	0.00		BBBB	0.00		0.236	0.527	0.237		
	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAPA CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS CENTS/MILLION		FUEL TYPE	S P N	FRCD OUT-AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	O&M (FIX)	O&M (VAR)		
	HOTD	3	4.	24.	7550.	2376.	0.0	1087.0	2	60	7.0	25	30.	0.00	3.00
	HODD	1	5.	14.	2615.	2628.	0.0	1576.0	3	60	7.0	25	15.	1.13	2.00
	HODB	4	6.	13.	2073.	1818.	0.0	1087.0	0	60	7.0	25	15.	1.13	2.00

PROJECT 1 (NAME, CANA) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP, 30. REG. ENERGY: 181.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
29.	0.	29.	42.	0.	29.	50.	0.	30.
31.	0.	29.	43.	0.	30.	50.	0.	30.
31.	0.	29.	43.	0.	29.	49.	0.	30.
36.	0.	29.	45.	0.	29.	58.	0.	30.

Cuadro 4.3 (Conclusión)

PROJECT 2 (NAME, RLIN) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 80. REG. ENERGY: 40.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
85.	0.	80.	121.	0.	80.	142.	0.	80.
91.	0.	80.	119.	0.	80.	133.	0.	80.
91.	0.	80.	121.	0.	80.	141.	0.	80.
98.	0.	80.	131.	0.	80.	136.	0.	80.

PROJECT 1 (NAME, NISP) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP. 22. REG. ENERGY: 500.4

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
14.	0.	23.	17.	0.	23.	18.	0.	23.
17.	0.	23.	34.	0.	23.	45.	0.	23.
7.	0.	23.	16.	0.	23.	20.	0.	23.
3.	0.	23.	15.	0.	23.	28.	0.	23.

PROJECT 2 (NAME, CAJD) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP. 292. REG. ENERGY: 1529.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
299.	0.	250.	303.	0.	292.	326.	0.	292.
238.	0.	264.	376.	0.	292.	570.	0.	292.
299.	0.	284.	350.	0.	292.	543.	0.	292.
355.	0.	262.	360.	0.	292.	358.	0.	292.

Cuadro 4.4

NICARAGUA

FIXED SYSTEM INPUT DATA INFORMATION OF YEAR 1984

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITION		
								1	2	3
1984	4	3	3	AAAA	0.00	BBBB	0.00	0.236	0.527	0.237

NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAPA CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS CENTS/MILLION		S FUEL TYPE	FRCD P AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	KAIN CLAS	O&M (FIX)	O&M (VAR)
						DMSTC	FORGN						
NIVB	4	16.	41.	2953.	2600.	0.0	1087.0	1 10	5.0	25	50.	1.00	0.52
NITD	1	3.	13.	7823.	2339.	0.0	1576.0	2 60	7.0	25	15.	0.00	3.00
NIGE	3	27.	31.	0.	0.	0.0	0.0	4 10	5.0	25	30.	1.60	0.52

PROJECT 1 (NAME, BSOM) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 50. REG. ENERGY: 50.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
17.	0.	50.	23.	0.	50.	23.	0.	50.
17.	0.	50.	26.	0.	50.	60.	0.	50.
22.	0.	50.	45.	0.	50.	64.	0.	50.
56.	0.	50.	55.	0.	50.	62.	0.	50.

PROJECT 1 (NAME, CENT) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP. 50. REG. ENERGY: 176.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
22.	0.	48.	33.	0.	48.	59.	0.	48.
22.	0.	48.	36.	0.	49.	71.	0.	49.
33.	0.	49.	60.	0.	49.	84.	0.	49.
80.	0.	48.	80.	0.	48.	78.	0.	48.

Quadro 4.5

COSTA RICA

FIXED SYSTEM INPUT DATA INFORMATION OF YEAR 1984

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITION:					
								1	2	3			
1984	4	2	3	AAAA	0.00	BBBB	0.00	0.234	0.527	0.237			
	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAPA CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS CENTS/MILLION DMSTC FORGN	S FRCO P OUT-AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	O&M (FIX)	O&M (VAR)			
	COTD	4	5.	18.	6476.	2416.	0.0 1576.0	2 60	7.0	25	15.	0.00	3.00
	CODR	3	3.	13.	2391.	1887.	0.0 1087.0	0 60	7.0	25	15.	1.13	2.00

PROJECT 1 (NAME. CORD) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 174. REG. ENERGY: 60.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
151.	0.	171.	154.	0.	171.	154.	0.	171.
138.	0.	171.	140.	0.	171.	141.	0.	171.
160.	0.	171.	161.	0.	171.	163.	0.	171.
208.	0.	171.	210.	0.	171.	213.	0.	171.

PROJECT 2 (NAME. CMEN) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 38. REG. ENERGY: 0.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
68.	0.	36.	73.	0.	36.	73.	0.	36.
75.	0.	36.	76.	0.	36.	76.	0.	36.
73.	0.	36.	75.	0.	36.	75.	0.	36.
52.	0.	36.	62.	0.	36.	62.	0.	36.

Quadro 4.5 (Conclusión)

PROJECT 3 (NAME. GARI) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 30. REG. ENERGY: 190.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
50.	0.	30.	63.	0.	30.	63.	0.	30.
64.	0.	30.	64.	0.	30.	64.	0.	30.
64.	0.	30.	64.	0.	30.	64.	0.	30.
50.	0.	30.	52.	0.	30.	62.	0.	30.

PROJECT 4 (NAME. MACH) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 120. REG. ENERGY: 462.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
45.	0.	120.	45.	0.	120.	45.	0.	120.
45.	0.	120.	45.	0.	120.	45.	0.	120.
45.	0.	120.	45.	0.	120.	45.	0.	120.
62.	0.	120.	62.	0.	120.	62.	0.	120.

PROJECT 5 (NAME. CACH) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 100. REG. ENERGY: 26.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
216.	0.	100.	216.	0.	100.	216.	0.	100.
216.	0.	100.	216.	0.	100.	216.	0.	100.
176.	0.	100.	205.	0.	100.	214.	0.	100.
100.	0.	100.	128.	0.	100.	143.	0.	100.

PROJECT 1 (NAME. AREN) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP. 312. REG. ENERGY: 764.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
140.	0.	283.	140.	0.	295.	141.	0.	279.
128.	0.	286.	128.	0.	298.	128.	0.	282.
149.	0.	291.	149.	0.	302.	151.	0.	288.
199.	0.	290.	200.	0.	298.	201.	0.	287.

Cuadro 4.6

PANAMA

FIXED SYSTEM INPUT DATA INFORMATION OF YEAR 1984

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N. THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITION:		
								1	2	3
1984	4	3	3	AAAA	0.00	BBBB	0.00	0.236	0.527	0.237

NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAPA CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS CENTS/MILLION		S FRCO P OUT-AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	O&M (FIX)	O&M (VAR)		
						DMSTC	FORGN						
PAVB	4	30.	49.	3525.	3320.	0.0	1087.0	1 10	5.0	25	50.	1.00	0.52
PATD	2	3.	26.	3998.	3964.	0.0	1576.0	2 60	7.0	25	15.	0.00	3.00
PADD	4	5.	15.	2493.	2487.	0.0	1576.0	3 60	7.0	25	15.	1.13	2.00

PROJECT 1 (NAME. ESTR) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 39. REG. ENERGY: 0.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
34.	0.	38.	43.	0.	38.	68.	0.	38.
68.	0.	38.	79.	0.	38.	68.	0.	38.
49.	0.	38.	62.	0.	38.	72.	0.	38.
21.	0.	38.	32.	0.	38.	44.	0.	38.

PROJECT 2 (NAME. VALL) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 42. REG. ENERGY: 0.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
47.	0.	42.	55.	0.	42.	74.	0.	42.
66.	0.	42.	78.	0.	42.	84.	0.	42.
61.	0.	42.	76.	0.	42.	68.	0.	42.
33.	0.	42.	42.	0.	42.	58.	0.	42.

Cuadro 4.6 (Continuación)

PROJECT 3 (NAME, MENO) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 11, REG. ENERGY: 0.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
17.	0.	11.	17.	0.	11.	17.	0.	11.
17.	0.	11.	17.	0.	11.	17.	0.	11.
17.	0.	11.	17.	0.	11.	17.	0.	11.
17.	0.	11.	17.	0.	11.	17.	0.	11.

PROJECT 4 (NAME, GATU) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 23, REG. ENERGY: 40.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
5.	0.	23.	5.	0.	23.	10.	0.	23.
20.	0.	23.	40.	0.	23.	40.	0.	23.
20.	0.	23.	30.	0.	23.	40.	0.	23.
5.	0.	23.	5.	0.	23.	10.	0.	23.

PROJECT 5 (NAME, MADD) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP. 24, REG. ENERGY: 40.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
40.	0.	24.	50.	0.	24.	50.	0.	24.
10.	0.	24.	35.	0.	24.	40.	0.	24.
10.	0.	24.	35.	0.	24.	40.	0.	24.
40.	0.	24.	50.	0.	24.	50.	0.	24.

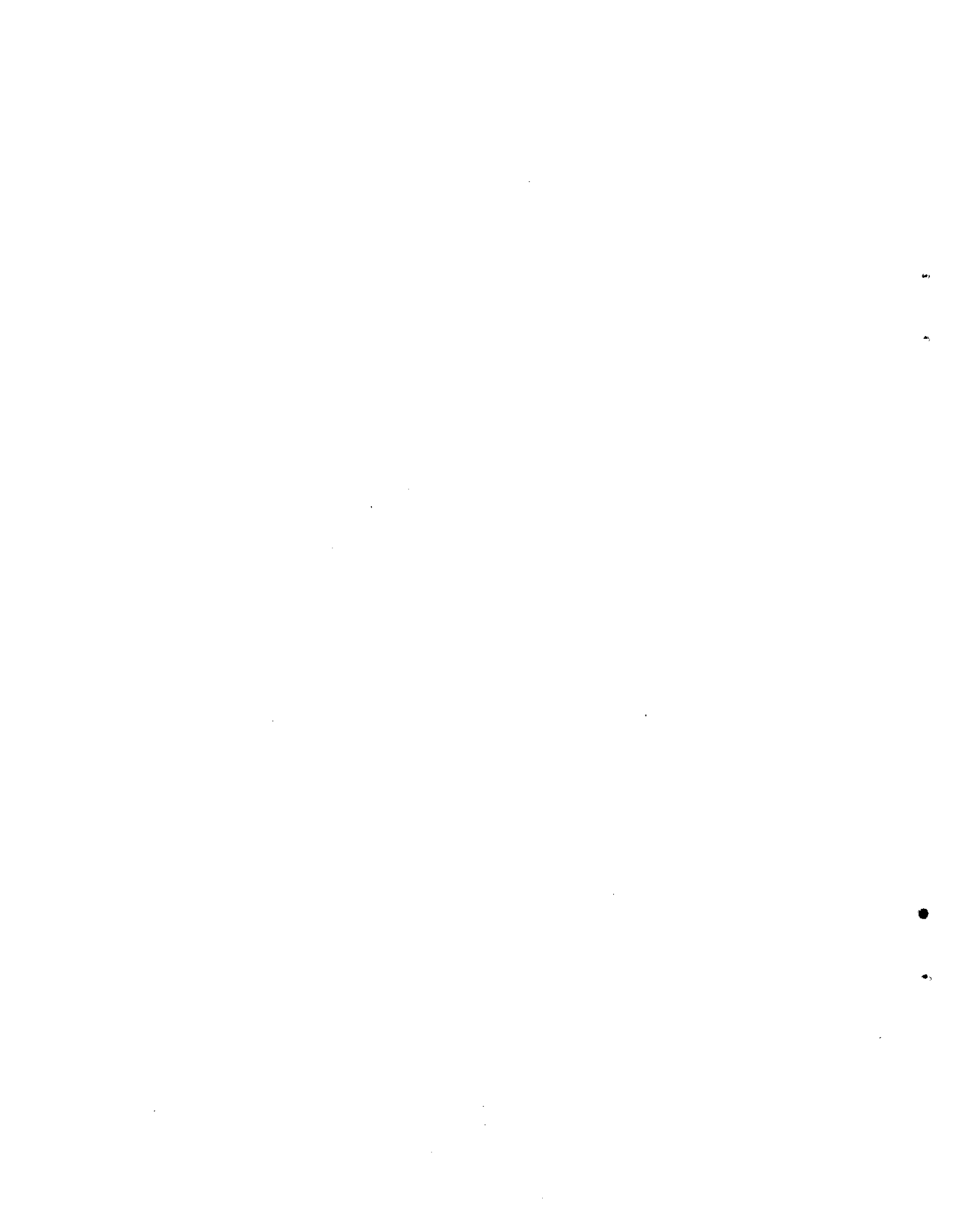
PROJECT 1 (NAME, BAYA) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP. 150, REG. ENERGY: 485.0

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
119.	0.	116.	119.	0.	127.	144.	0.	141.
89.	0.	126.	105.	0.	137.	238.	0.	150.
179.	0.	142.	245.	0.	150.	255.	0.	150.
216.	0.	124.	216.	0.	138.	216.	0.	136.

Quadro 4.6 (Conclusión)

PROJECT 2 (NAME, FORT) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP. 255. REG. ENERGY: 313.0

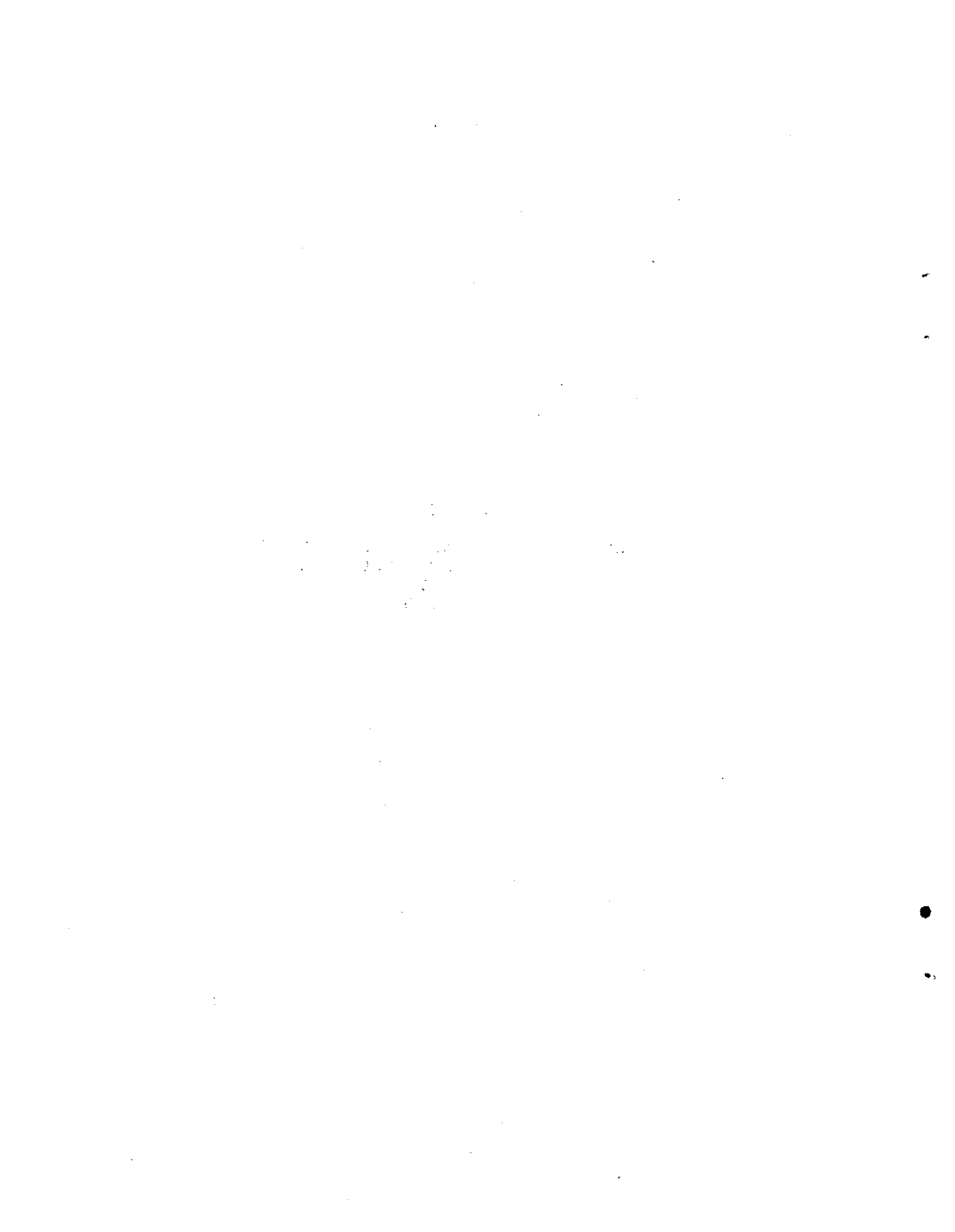
HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
308.	0.	239.	315.	0.	247.	330.	0.	250.
205.	0.	244.	227.	0.	250.	342.	0.	254.
285.	0.	251.	455.	0.	254.	529.	0.	255.
424.	0.	248.	448.	0.	251.	436.	0.	250.



Anexo 5

CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA DEFINICION DE LAS
CARACTERISTICAS TECNICAS DE ALTERNATIVAS
TERMoeLECTRICAS Y DE COSTOS
DE COMBUSTIBLES

/1. Potencia



1. Potencia máxima disponible

a) Unidades de vapor

Se reduce la potencia instalada en los consumos propios indicados en el informe termoeléctrico de la MONENCU^{1/} más 1% de pérdidas por transformación.

b) Turbinas a gas

Debido a que las capitales de los países en los cuales es más probable la instalación de turbinas a gas (El Salvador, Nicaragua y Panamá) se encuentran ubicadas a alturas relativamente bajas, se decidió utilizar las características de las turbinas instaladas a nivel del mar (temperatura del aire 32°C). Las características de funcionamiento son las indicadas en el informe GRIE/V/6/Rev.1.

c) Geotérmicas

De acuerdo al informe de la MONENCO se utilizó factor de consumo propio 4%. La capacidad neta de las unidades de 35 MW resulta así de 33.6 MW.

2. Potencia mínima de funcionamiento

De acuerdo con las recomendaciones de la MONENCO se adoptaron las siguientes cifras:

Vapor	15% de la potencia nominal
Gas	3 MW
Geotérmicas	28 MW ^{2/}

1/ Montreal Engineering Company, Costos de inversión, operación y mantenimiento y características técnicas de alternativas termoeléctricas, febrero, 1979.

2/ Dato aportado por Nicaragua.

3. Consumo

3. Consumo específico

Todos los consumos se refieren al poder calorífico inferior (PCI) del combustible. Las cifras de consumo específico se obtuvieron del informe de la MONENCO. Para potencias intermedias se interpolaron los valores en una curva dibujada con los datos disponibles.

4. Características y precios del combustible

El nivel de precios de referencia será diciembre de 1977 y se supondrá un aumento de 3.526% anual.^{3/}

	<u>Petróleo combustible</u>	<u>Diesel</u>
Precio por barril (dólares/barril), 1977	12.50	17.25
Precio por barril (dólares/barril), 1983-1984	15.93	21.99
Poder calorífico inferior (kCal/kg)	9 700	10 200
Peso específico (m ³)	0.95	0.86
Precio en centavos de dólar por millones de kCal, 1977	853	1 237
Precio en centavos de dólar por millones de kCal, 1983-1984	1 087	1 576

3/ Correspondiente a duplicación del precio en 20 años.

5. Tipos de plantas y de combustible utilizado

Para efectos del Modelo WASP se normalizarán los siguientes tipos:

<u>Clave</u>	<u>Tipo</u>
0 ^{4/}	Motor Diesel a petróleo combustible o turbina a petróleo combustible o planta de ciclo combinado
1	Planta a vapor a petróleo combustible
2	Turbina a gas a petróleo diesel
3	Motor diesel a petróleo diesel
4	Geotérmicas

6. Reserva rodante

Se utilizaron estimaciones del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

7. Índice de salidas forzadas

Tanto para plantas de vapor como para turbinas a gas se usaron las cifras del informe de la MONENCO. Para las plantas geotérmicas se utilizó la cifra de plantas de vapor de 50 MW.

8. Salida para mantenimiento programado

Se utilizó una aproximación de las cifras proporcionadas en el informe de la MONENCO. Para plantas geotérmicas se adoptó la cifra de plantas de vapor pequeñas.

9. Clase de mantenimiento

Se definieron las siguientes clases: 15, 30, 50, 141, 188 y 282 MW, dentro de las cuales se clasifican tanto las plantas existentes como las candidatas para efectos de programación de mantenimiento.

^{4/} Se utilizó para varias categorías de las cuales existen muy pocas unidades.

10. Costos fijos de operación y mantenimiento

Se utilizaron las cifras del informe de la MONENCO a las que se sumó una estimación promedio de la operación y mantenimiento de las líneas. Para plantas de vapor de 150 y 300 MW se interpolaron valores a partir de una curva.

11. Costos variables de operación y mantenimiento

Se usaron las cifras proporcionadas por la MONENCO.

12. Resumen de los datos

Se detallan en el siguiente cuadro.

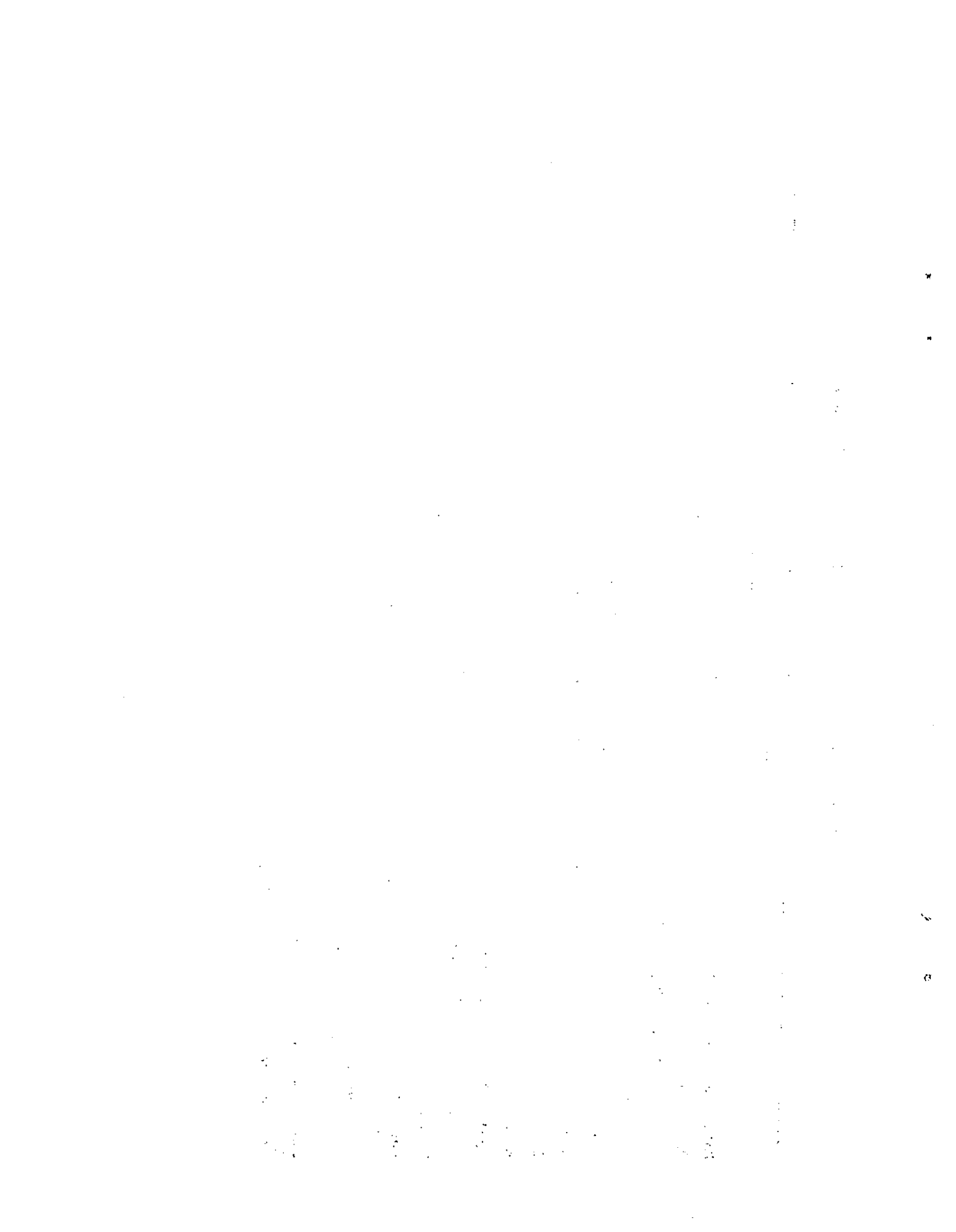
/CARACTERISTICAS

CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE ALTERNATIVAS TERMoeLECTRICAS

	VO50	V100	V150	V200	V300	TG25	TG50	GE35
Potencia mínima (MW)	8.0	15.0	23.0	30.0	45.0	3.0	6.0	28.0
Potencia máxima (MW) ^{a/}	47.0	94.0	141.0	188.0	282.0	20.5	41.0	33.6
Consumo calórico (kCal/kWh) ^{a/b/}								
A potencia mínima	4 109	3 979	3 670	3 377	3 340	8 949	8 949	-
Incremental	2 588	2 444	2 255	2 073	2 055	2 278	2 278	-
Costo del combustible (¢/kCal x 10 ⁶) ^{b/}	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 576	1 576	-
Tipo	1	1	1	1	1	2	2	4
Reserva rodante (%)	10	10	10	10	10	60	60	5
Indice de salidas forzadas (%)	5	5	5	6	7	7	7	5
Salidas programadas (día/año)	25	25	25	30	30	25	25	25
Clase de mantenimiento	50	94	141	188	282	30	50	30
Costo fijo de operación y mantenimiento (dólares/kW-mes)	1.00	0.62	0.47	0.43	0.38	-	-	1.60
Costo variable de operación y mantenimiento (10 ⁻³ \$/kWh)	0.84	0.88	0.73	0.71	0.68	3.00	3.00	0.52

a/ Neto.

b/ Considerando poder calorífico inferior del combustible.



Anexo 6

MODULO VARSYS. DATOS DE ENTRADA



Cuadro 6.1

GUATEMALA

VARIABLE SYSTEM INPUT DATA INFORMATION

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	D&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	D&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITIONS
0	4	8	3	AAAA	0.35	BBBB	0.35	1 2 3 0.236 0.527 0.237

NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAP-CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS CENTS/MILLION	D&M FORGN	TYPE	S FRCD P OUT-AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	MAIN CLAS	D&M (FIX)	D&M (VAR)
V050	0	8.	47.	4109.	2588.	0.0 1087.0	1	10	5.0	25	50.	1.00	0.84
V100	0	15.	94.	3979.	2444.	0.0 1087.0	1	10	5.0	25	94.	0.62	0.77
V150	0	23.	141.	3670.	2255.	0.0 1087.0	1	10	5.0	25	141.	0.47	0.73
V200	0	30.	188.	3377.	2073.	0.0 1087.0	1	10	6.0	30	188.	0.43	0.71
V300	0	45.	282.	3340.	2055.	0.0 1087.0	1	10	7.0	30	282.	0.38	0.68
TG25	0	8.	21.	4779.	2278.	0.0 1576.0	2	60	7.0	25	15.	0.00	3.00
TG50	0	16.	41.	4779.	2278.	0.0 1576.0	2	60	7.0	25	50.	0.00	3.00
GE35	0	28.	34.	0.	0.	0.0 0.0	4	5	5.0	25	30.	1.40	0.52

PROJECT 1 (NAME: ATIT) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 42. REG. ENERGY: 320.0 AVAILABLE YEAR: 1984

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
75.	0.	42.	82.	0.	42.	88.	0.	42.
91.	0.	42.	91.	0.	42.	92.	0.	42.
85.	0.	42.	91.	0.	42.	91.	0.	42.
78.	0.	42.	80.	0.	42.	91.	0.	42.

PROJECT 2 (NAME: ARCO) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 40. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1985

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
153.	0.	91.	133.	0.	91.	161.	0.	91.
190.	0.	91.	188.	0.	91.	191.	0.	91.
88.	0.	91.	152.	0.	91.	191.	0.	91.
56.	0.	91.	88.	0.	91.	117.	0.	91.

(continúa)

PROJECT 3 (NAME: TZUC) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 90. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1985

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
101.	0.	90.	137.	0.	90.
157.	0.	90.	152.	0.	90.
179.	0.	90.	108.	0.	90.
54.	0.	90.	59.	0.	90.

PROJECT 4 (NAME: JUAN) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 167. REG. ENERGY: 35.0 AVAILABLE YEAR: 1985

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
122.	0.	156.	171.	0.	161.
165.	0.	160.	230.	0.	161.
86.	0.	160.	113.	0.	161.
52.	0.	156.	54.	0.	160.

PROJECT 5 (NAME: ALTA) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 55. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1985

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
79.	0.	52.	66.	0.	52.
94.	0.	52.	113.	0.	53.
72.	0.	52.	94.	0.	52.
30.	0.	52.	44.	0.	52.

PROJECT 6 (NAME: POLO) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 120. REG. ENERGY: 54.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
67.	0.	114.	151.	0.	116.
194.	0.	116.	229.	0.	116.
122.	0.	116.	124.	0.	118.
68.	0.	115.	51.	0.	113.

PROJECT 1 (NAME: CHUL) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 440. REG. ENERGY: 341.0 AVAILABLE YEAR: 1986

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
256.	0.	360.	311.	0.	384.
180.	0.	410.	465.	0.	410.
326.	0.	390.	409.	0.	400.
500.	0.	340.	520.	0.	340.

Quadro 6.1 (Conclusión)

PROJECT 2 (NAME: XALA) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 350. REG. ENERGY: 95.0 AVAILABLE YEAR: 1984

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
250.	0.	350.	339.	0.	350.	359.	0.	350.
540.	0.	350.	534.	0.	350.	652.	0.	350.
335.	0.	350.	479.	0.	350.	596.	0.	350.
222.	0.	350.	218.	0.	350.	312.	0.	350.

PROJECT 3 (NAME: CHIC) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 206. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
225.	0.	206.	267.	0.	206.	385.	0.	206.
446.	0.	206.	426.	0.	206.	453.	0.	206.
342.	0.	206.	412.	0.	206.	395.	0.	206.
149.	0.	206.	252.	0.	206.	227.	0.	206.

PROJECT 4 (NAME: SEMU) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 112. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
106.	0.	112.	158.	0.	112.	201.	0.	112.
228.	0.	112.	234.	0.	112.	242.	0.	112.
153.	0.	112.	200.	0.	112.	196.	0.	112.
65.	0.	112.	64.	0.	112.	101.	0.	112.

PROJECT 5 (NAME: ESTR) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 116. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
177.	0.	116.	152.	0.	116.	243.	0.	116.
211.	0.	116.	251.	0.	116.	250.	0.	116.
165.	0.	116.	213.	0.	116.	233.	0.	116.
69.	0.	116.	103.	0.	116.	96.	0.	116.

PROJECT 6 (NAME: SERC) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 110. REG. ENERGY: 85.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
50.	0.	100.	51.	0.	100.	109.	0.	103.
98.	0.	104.	157.	0.	106.	199.	0.	107.
59.	0.	107.	56.	0.	107.	69.	0.	107.
46.	0.	102.	47.	0.	103.	49.	0.	103.

/Quadro 6.2

Cuadro 6.2
EL SALVADOR

VARIABLE SYSTEM INPUT DATA INFORMATION

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITIONS						
								1	2	3				
1984	4	8	3	AAAA	0.35	BBBB	0.35	0.236	0.527	0.237				
NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAP-CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS		S P I N	FRCD OUT-AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	MAIN CLAS	O&M (FIX)	O&M (VAR)	
						DMSTC	FORGN							
V050	0	8.	47.	4109.	2588.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	50.	1.00	0.84
V100	0	15.	94.	3979.	2444.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	94.	0.62	0.77
V150	0	23.	141.	3670.	2255.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	141.	0.47	0.73
V200	0	30.	188.	3377.	2073.	0.0	1087.0	1	10	6.0	30	188.	0.43	0.71
V300	0	45.	282.	3340.	2055.	0.0	1087.0	1	10	7.0	30	282.	0.38	0.68
T625	0	8.	21.	4779.	2278.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	15.	0.00	3.00
T650	0	16.	41.	4779.	2278.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	50.	0.00	3.00
GE35	0	28.	34.	0.	0.	0.0	0.0	4	5	5.0	25	30.	1.60	0.52

PROJECT 1 (NAME: ASNO) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 124. REG. ENERGY: 40.0 AVAILABLE YEAR: 1984

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
5.	0.	117.	78.	0.	117.	100.	0.	117.
5.	0.	122.	176.	0.	122.	240.	0.	122.
5.	0.	124.	5.	0.	124.	60.	0.	124.
5.	0.	124.	5.	0.	124.	20.	0.	124.

PROJECT 2 (NAME: ACGD) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 67. REG. ENERGY: 40.0 AVAILABLE YEAR: 1984

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
5.	0.	65.	5.	0.	65.	26.	0.	65.
5.	0.	65.	20.	0.	65.	60.	0.	65.
5.	0.	65.	5.	0.	65.	10.	0.	65.
5.	0.	65.	5.	0.	65.	10.	0.	65.

(continúa)

Cuadro 6.2 (Conclusión)

PROJECT 3 (NAME: PASO) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 40. REG. ENERGY: 20.0 AVAILABLE YEAR: 1985

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
32.	0.	40.	62.	0.	40.
50.	0.	40.	65.	0.	40.
12.	0.	40.	19.	0.	40.
19.	0.	40.	22.	0.	40.

PROJECT 4 (NAME: ZAPO) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 120. REG. ENERGY: 249.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
61.	0.	101.	65.	0.	101.
94.	0.	107.	196.	0.	106.
47.	0.	106.	39.	0.	105.
48.	0.	106.	81.	0.	106.

PROJECT 1 (NAME: YIG1) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 340. REG. ENERGY: 166.0 AVAILABLE YEAR: 1989

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
203.	0.	340.	476.	0.	340.
492.	0.	340.	670.	0.	340.
185.	0.	340.	243.	0.	340.
198.	0.	340.	218.	0.	340.

PROJECT 2 (NAME: YIG2) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 200. REG. ENERGY: 50.0 AVAILABLE YEAR: 1989

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
20.	0.	108.	20.	0.	108.
20.	0.	177.	119.	0.	177.
20.	0.	200.	20.	0.	200.
20.	0.	145.	20.	0.	145.

Cuadro 6.3

HONDURAS

VARIABLE SYSTEM INPUT DATA INFORMATION

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITIONS						
								1	2	3				
1984	4	8	3	AAAA	0.35	BBBB	0.35	0.236	0.527	0.237				
NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAP-CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS CENTS/MILLION		S P I N	FRCD OUT-AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	MAIN CLAS	O&M (FIX)	O&M (VAR)	
						DMSTC	FORGM							
V050	0	8.	47.	4109.	2588.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	50.	1.00	0.84
V100	0	15.	94.	3979.	2444.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	94.	0.62	0.77
V150	0	23.	141.	3670.	2255.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	141.	0.47	0.73
V200	0	30.	188.	3377.	2073.	0.0	1087.0	1	10	6.0	30	188.	0.43	0.71
V300	0	45.	282.	3340.	2055.	0.0	1087.0	1	10	7.0	30	282.	0.38	0.68
TG25	0	8.	21.	4779.	2278.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	15.	0.00	3.00
TG50	0	16.	41.	4779.	2278.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	50.	0.00	3.00
GE35	0	28.	34.	0.	0.	0.0	0.0	4	5	5.0	25	30.	1.60	0.52

PROJECT 1 (NAME: CUY1) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 200. REG. ENERGY: 700.0 AVAILABLE YEAR: 1991

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
400.	0.	200.	430.	0.	200.	430.	0.	200.
430.	0.	200.	430.	0.	200.	430.	0.	200.
430.	0.	200.	430.	0.	200.	430.	0.	200.
414.	0.	200.	430.	0.	200.	430.	0.	200.

PROJECT 2 (NAME: CUY2) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 325. REG. ENERGY: 100.0 AVAILABLE YEAR: 1991

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
10.	0.	325.	205.	0.	325.	305.	0.	325.
12.	0.	325.	700.	0.	325.	700.	0.	325.
127.	0.	325.	325.	0.	325.	700.	0.	325.
10.	0.	325.	33.	0.	325.	101.	0.	325.

/ (continúa)

Quadro 6.3 (Continuación)

PROJECT 3 (NAME: CULU) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 75. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1985					
HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	MWC	EA	MWC	EA	MWC
41.	0.	86.	0.	109.	0.
45.	0.	92.	0.	148.	0.
50.	0.	68.	0.	139.	0.
34.	0.	27.	0.	52.	0.
PROJECT 4 (NAME: CHOR) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 95. REG. ENERGY: 105.0 AVAILABLE YEAR: 1985					
HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	MWC	EA	MWC	EA	MWC
57.	0.	110.	0.	154.	0.
61.	0.	138.	0.	205.	0.
93.	0.	108.	0.	197.	0.
53.	0.	53.	0.	80.	0.
PROJECT 5 (NAME: RIOF) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 40. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1985					
HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	MWC	EA	MWC	EA	MWC
25.	0.	43.	0.	56.	0.
24.	0.	66.	0.	81.	0.
22.	0.	22.	0.	53.	0.
11.	0.	11.	0.	20.	0.
PROJECT 6 (NAME: WARI) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 50. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1985					
HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	MWC	EA	MWC	EA	MWC
33.	0.	59.	0.	75.	0.
31.	0.	84.	0.	108.	0.
29.	0.	31.	0.	70.	0.
15.	0.	14.	0.	27.	0.
PROJECT 1 (NAME: NARA) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 84. REG. ENERGY: 101.0 AVAILABLE YEAR: 1985					
HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	MWC	EA	MWC	EA	MWC
47.	0.	44.	0.	106.	0.
128.	0.	62.	0.	150.	0.
58.	0.	66.	0.	87.	0.
45.	0.	57.	0.	47.	0.

(continúa)

Quadro 6.3 (Conclusión)

PROJECT 2 (NAME: PAMA) OF HYDRO TYPE *** DDBB *** INSTALLED CAP.: 210. REG. ENERGY: 410.0 AVAILABLE YEAR: 1989

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
150.	0.	185.	163.	0.	186.	232.	0.	188.
150.	0.	184.	345.	0.	202.	455.	0.	210.
150.	0.	185.	166.	0.	199.	359.	0.	204.
155.	0.	171.	155.	0.	186.	160.	0.	198.

PROJECT 3 (NAME: WAMP) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 270. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1989

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
172.	0.	270.	304.	0.	270.	394.	0.	270.
163.	0.	270.	438.	0.	270.	585.	0.	270.
152.	0.	270.	159.	0.	270.	363.	0.	270.
77.	0.	270.	73.	0.	270.	141.	0.	270.

Cuadro 6.4

COSTA RICA

VARIABLE SYSTEM INPUT DATA INFORMATION

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N. THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	FUEL COSTS CENTS/MILLION	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF	HYDROCONDITIONS
0	4	8	3	AAAA	0.35	EMSTC	NO. OF LOAD SETS MW	NO. OF LOAD SETS MW	3	8888	0.35	1	3
							NAME	NO. OF LOAD SETS MW					
V050	0	8.	47.	4199.	2588.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	50.	1.00 0.84
V100	0	15.	94.	3979.	2444.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	94.	0.62 0.77
V150	0	23.	141.	3670.	2255.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	141.	0.47 0.73
V200	0	30.	188.	3377.	2073.	0.0	1087.0	1	10	6.0	30	188.	0.43 0.71
V300	0	45.	282.	3340.	2055.	0.0	1087.0	1	10	7.0	30	282.	0.38 0.68
T625	0	8.	21.	4779.	2278.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	15.	0.00 3.00
T650	0	16.	41.	4779.	2278.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	50.	0.00 3.00
GE35	0	28.	34.	0.	0.	0.0	0.0	4	5	5.0	25	30.	1.60 0.52

PROJECT 1 (NAME: VENT) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 80. REG. ENERGY: 4.0 AVAILABLE YEAR: 1985

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
91.	0.	80.	130.	0.	80.
153.	0.	80.	169.	0.	80.
125.	0.	80.	139.	0.	80.
47.	0.	80.	75.	0.	80.

PROJECT 2 (NAME: FIRR) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 130. RES. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
143.	0.	130.	209.	0.	130.
267.	0.	130.	243.	0.	130.
140.	0.	130.	100.	0.	130.
48.	0.	130.	57.	0.	130.

/(continúa)

Cuadro 6.4 (Continuación)

PROJECT 3 (NAME: BOR1) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 400. REG. ENERGY: 2294.0 AVAILABLE YEAR: 1993

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
800.	0.	400.	800.	0.	400.
800.	0.	400.	800.	0.	400.
800.	0.	400.	800.	0.	400.
800.	0.	400.	800.	0.	400.

PROJECT 4 (NAME: BOR2) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 410. REG. ENERGY: 2294.0 AVAILABLE YEAR: 1993

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
93.	0.	271.	99.	0.	312.
281.	0.	308.	458.	0.	336.
497.	0.	410.	619.	0.	381.
584.	0.	295.	594.	0.	323.

PROJECT 1 (NAME: FALO) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 40. REG. ENERGY: 73.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
45.	0.	38.	45.	0.	38.
45.	0.	38.	45.	0.	38.
45.	0.	38.	45.	0.	38.
45.	0.	38.	45.	0.	38.

PROJECT 2 (NAME: FERN) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 90. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
123.	0.	90.	178.	0.	90.
168.	0.	90.	178.	0.	90.
125.	0.	90.	128.	0.	90.
40.	0.	90.	62.	0.	90.

PROJECT 3 (NAME: ANSO) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 146. REG. ENERGY: 14.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
299.	0.	146.	248.	0.	146.
316.	0.	146.	316.	0.	146.
151.	0.	146.	224.	0.	146.
150.	0.	146.	208.	0.	146.

/(continúa)

Quadro 6.4 (Conclusión)

PROJECT 4 (NAME: BRUJ) OF HYDRO TYPE *** BBRB *** INSTALLED CAP.: 200. REG. ENERGY: 0.0 AVAILABLE YEAR: 1990

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
184.	0.	200.	267.	0.	200.	345.	0.	200.
340.	0.	200.	391.	0.	200.	433.	0.	200.
219.	0.	200.	213.	0.	200.	253.	0.	200.
112.	0.	200.	135.	0.	200.	100.	0.	200.

PROJECT 5 (NAME: TURR) OF HYDRO TYPE *** BBRB *** INSTALLED CAP.: 120. REG. ENERGY: 17.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
87.	0.	119.	106.	0.	119.	145.	0.	119.
184.	0.	119.	210.	0.	119.	259.	0.	120.
127.	0.	119.	172.	0.	119.	198.	0.	119.
70.	0.	119.	86.	0.	119.	94.	0.	119.

Cuadro 6.5

PANAMA

VARIABLE SYSTEM INPUT DATA INFORMATION

INIT. YEAR	NO. OF PERIODS	N.THERMAL PLANTS	HYDRO COND.	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	TYPE OF HYDRO	O&M (FIX)	PROBABILITY OF HYDROCONDITIONS
								1 2 3
1984	4	8	3	AAAA	0.35	BBBB	0.35	0.236 0.527 0.237

NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD MW	CAP-CITY MW	BASE LOAD HEAT RATE	AVGE INCR HEAT RATE	FUEL COSTS CENTS/MILLION		TYPE	S FRCO I N	AGE RATE	DAYS SCHL MAIN	MAIN CLAS	O&M (FIX)	O&M (VAR)
						DMSTC	FORGN							
V050	0	8.	47.	4109.	2588.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	50.	1.00	0.84
V100	0	15.	94.	3979.	2444.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	94.	0.62	0.77
V150	0	23.	141.	3670.	2255.	0.0	1087.0	1	10	5.0	25	141.	0.47	0.73
V200	0	30.	188.	3377.	2073.	0.0	1087.0	1	10	6.0	30	188.	0.43	0.71
V300	0	45.	282.	3340.	2055.	0.0	1087.0	1	10	7.0	30	282.	0.38	0.68
T625	0	8.	21.	4779.	2278.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	15.	0.00	3.00
T650	0	16.	41.	4779.	2278.	0.0	1576.0	2	60	7.0	25	50.	0.00	3.00
GE35	0	28.	34.	0.	0.	0.0	0.0	4	5	5.0	25	30.	1.60	0.52

PROJECT 1 (NAME: C3-2) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 100. REG. ENERGY: 37.0 AVAILABLE YEAR: 1985

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
126.	0.	100.	115.	0.	100.	149.	0.	100.
140.	0.	100.	153.	0.	100.	191.	0.	100.
104.	0.	100.	187.	0.	100.	166.	0.	100.
56.	0.	100.	80.	0.	100.	88.	0.	100.

PROJECT 2 (NAME: C2-2) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 160. REG. ENERGY: 46.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
250.	0.	159.	214.	0.	159.	272.	0.	160.
274.	0.	160.	307.	0.	160.	345.	0.	160.
208.	0.	160.	337.	0.	160.	299.	0.	160.
111.	0.	159.	144.	0.	160.	225.	0.	160.

(continúa)

Quadro 6.5 (Continuación)

PROJECT 3 (NAME: D2-2) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 200. REG. ENERGY: 366.0 AVAILABLE YEAR: 1987

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
313.	0.	189.	396.	0.	196.
				431.	0.
355.	0.	200.	386.	0.	200.
				431.	0.
379.	0.	200.	415.	0.	200.
				431.	0.
418.	0.	194.	428.	0.	200.
				431.	0.

PROJECT 4 (NAME: H1-1) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 270. REG. ENERGY: 275.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
343.	0.	262.	385.	0.	270.
				546.	0.
444.	0.	270.	551.	0.	270.
				582.	0.
410.	0.	270.	510.	0.	270.
				457.	0.
306.	0.	264.	304.	0.	270.
				335.	0.

PROJECT 5 (NAME: G6-2) OF HYDRO TYPE *** AAAA *** INSTALLED CAP.: 102. REG. ENERGY: 23.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
161.	0.	102.	159.	0.	102.
				177.	0.
186.	0.	102.	211.	0.	102.
				209.	0.
151.	0.	102.	199.	0.	102.
				192.	0.
83.	0.	102.	94.	0.	102.
				140.	0.

PROJECT 1 (NAME: C7-2) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 79. REG. ENERGY: 4.4 AVAILABLE YEAR: 1985

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
107.	0.	79.	117.	0.	79.
				130.	0.
134.	0.	79.	158.	0.	79.
				170.	0.
116.	0.	79.	147.	0.	79.
				134.	0.
48.	0.	79.	58.	0.	79.
				85.	0.

PROJECT 2 (NAME: G3-2) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 195. REG. ENERGY: 37.0 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1		HYDROCONDITION 2		HYDROCONDITION 3	
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
218.	0.	195.	256.	0.	195.
				276.	0.
266.	0.	195.	302.	0.	195.
				331.	0.
232.	0.	195.	271.	0.	195.
				301.	0.
114.	0.	195.	162.	0.	195.
				174.	0.

(continúa)

Cuadro 6.5 (Conclusión)

PROJECT 3 (NAME: B2-2) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 292. REG. ENERGY: 144.0 AVAILABLE YEAR: 1987

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
297.	0.	292.	330.	0.	292.	395.	0.	292.
410.	0.	292.	498.	0.	292.	544.	0.	292.
328.	0.	292.	531.	0.	292.	474.	0.	292.
189.	0.	292.	212.	0.	292.	353.	0.	292.

PROJECT 4 (NAME: F1-2) OF HYDRO TYPE *** BBBB *** INSTALLED CAP.: 128. REG. ENERGY: 0.7 AVAILABLE YEAR: 1988

HYDROCONDITION 1			HYDROCONDITION 2			HYDROCONDITION 3		
EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC	EA	EMIN	MWC
197.	0.	128.	214.	0.	128.	211.	0.	128.
225.	0.	128.	257.	0.	128.	254.	0.	128.
178.	0.	128.	229.	0.	128.	227.	0.	128.
99.	0.	128.	113.	0.	128.	166.	0.	128.

