



NACIONES UNIDAS
CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



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

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

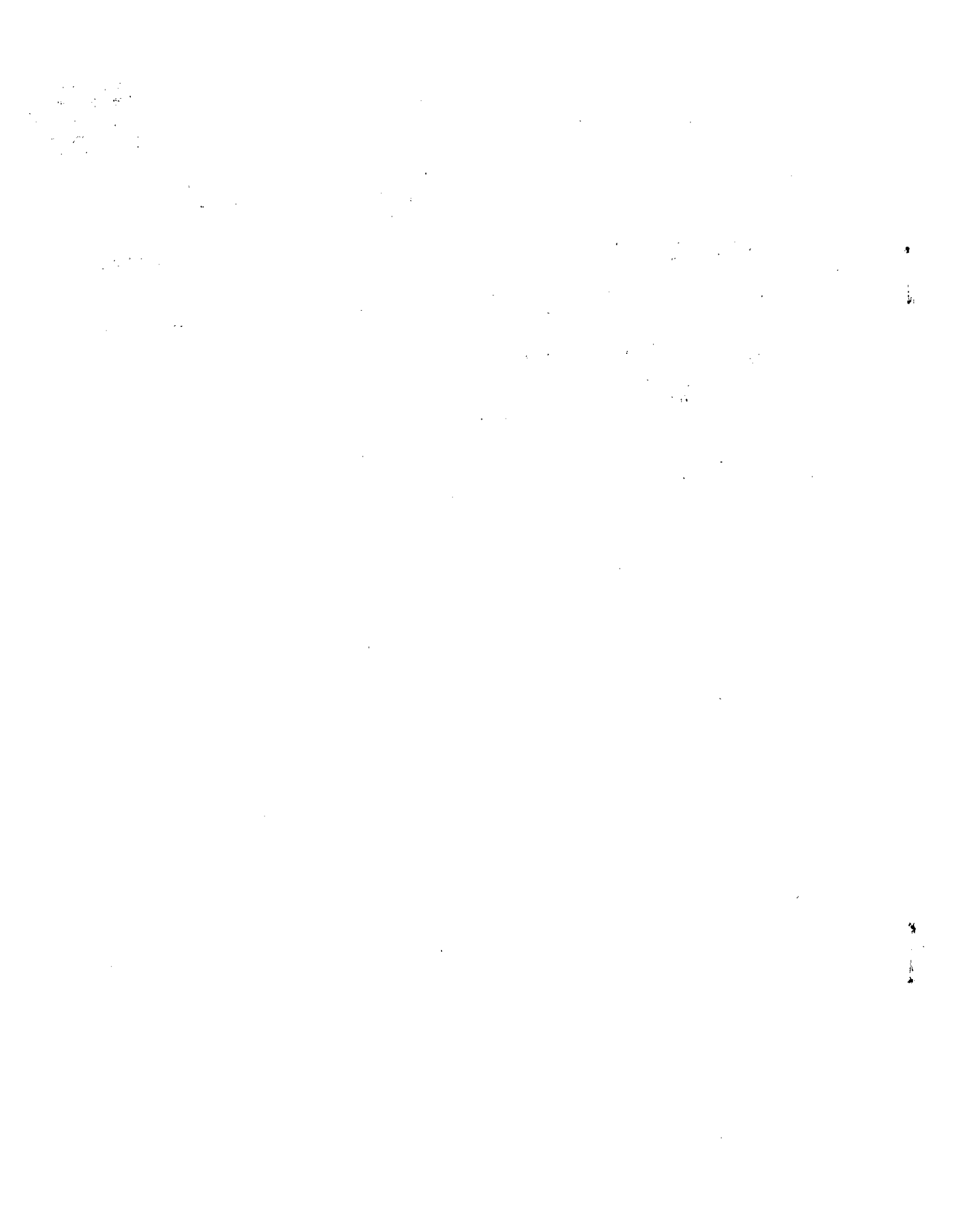
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS

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

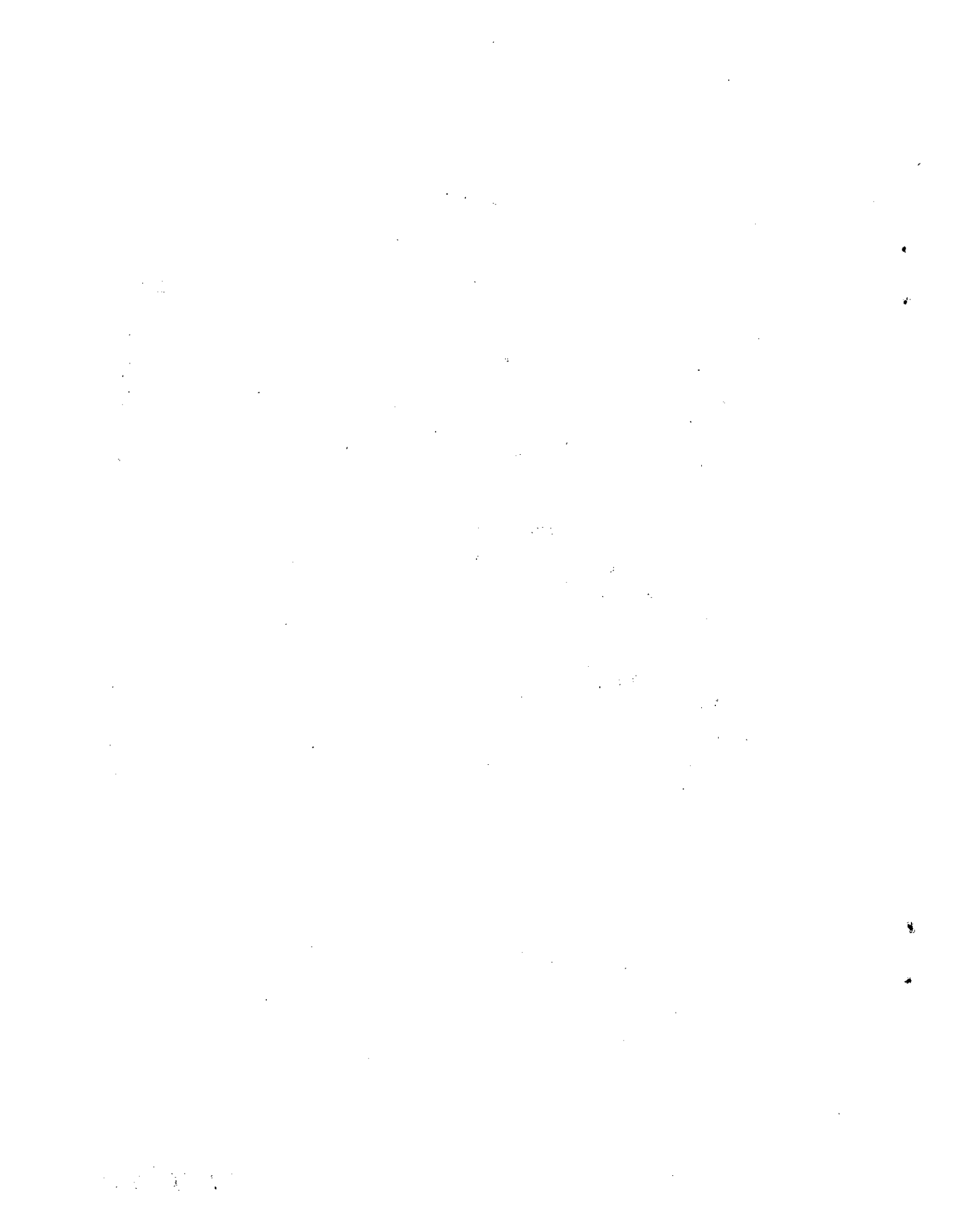
PLANEACION DE LAS ADICIONES DE GENERACION PARA LOS SISTEMAS
NACIONALES. RESULTADOS PRELIMINARES

3 JUN 1979



INDICE

| | <u>Página</u> |
|--|---------------|
| 1. Introducción | 1 |
| 2. Planteamiento del modelo MGI | 1 |
| a) Período de estudio | 2 |
| b) Participación anual | 2 |
| c) Representación del consumo | 2 |
| d) Criterio de seguridad | 2 |
| e) Criterios económicos | 3 |
| f) Representación de centrales hidroeléctricas | 3 |
| g) Representación de las centrales térmicas | 3 |
| 3. Planteamiento del modelo WASP | 4 |
| 4. Resultados | 4 |
| a) Guatemala | 5 |
| b) El Salvador | 11 |
| c) Honduras | 15 |
| d) Nicaragua | 17 |
| e) Costa Rica | 18 |
| f) Panamá | 21 |



1. Introducción

En el presente informe se resumen los resultados de los estudios efectuados para definir los programas de expansión de la generación en las alternativas de desarrollo independiente de los países. La metodología utilizada comprende el empleo sucesivo de los modelos MGI^{1/} y WASP^{2/}. El modelo MGI, en una primera etapa permitió optimizar las instalaciones de potencia para cuatro períodos, (1983-1986; 1987-1989; 1990-1994; 1995-1999). Mediante el empleo del modelo WASP se definieron con mayor precisión los programas globales indicando la fecha de instalación de las plantas hidráulicas y de unidades termoeléctricas típicas.

Se resume a continuación el planteamiento general del modelo MGI. La información correspondiente al modelo WASP se presenta en un documento aparte.^{3/} Las informaciones básicas que sirvieron para la elaboración de los datos de entrada se detallan en un informe especial sobre el tema.^{4/}

Luego se presentan los programas alternativos de adiciones de generación para cada uno de los seis países del Istmo Centroamericano para el período 1984-2000.

2. Planteamiento del modelo MGI

El Modelo Global de Selección de Inversiones es un modelo de optimización de instalaciones de generación planteado en términos de programación lineal. La función objetivo por minimizar está constituida por el costo total actualizado del programa (inversión y operación). Se utilizan criterios simples de seguridad de abastecimiento eligiendo un margen de reserva determinado.

1/ Modelo Global de Selección de Inversiones.

2/ Wien Automatic System Planning Package.

3/ Estudio sobre Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Aplicación del modelo WASP-3 a los sistemas nacionales (CCE/SC.5/GRIE/VI/4).

4/ Estudio sobre Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Informaciones básicas para los estudios de desarrollo a largo plazo y de operación simulada (CCE/SC.5/GRIE/VI/3).

Cada central hidroeléctrica se representa mediante funciones de producción y de costo variables con la capacidad instalada. La operación de los embalses debe realizarse previamente aunque para los más importantes pueden optimizarse los traspasos de energía entre periodos del año.^{5/}

a) Periodo de estudio

Se eligió un periodo que abarca 16 años dividido en cuatro periodos como sigue:

| | |
|-----------------|-------------------------|
| Primer periodo | 1984-1986 ^{6/} |
| Segundo periodo | 1987-1989 |
| Tercer periodo | 1990-1994 |
| Cuarto periodo | 1995-1999 |

b) Participación anual

Con el objeto de representar adecuadamente la variabilidad de los aportes hidrológicos se dividió el año en cuatro periodos de tres meses cada uno.

c) Representación del consumo

El consumo anual para cada nodo se representa por: la demanda máxima anual y la energía demandada durante cada una de las cuatro estaciones del año. Se abastece el consumo del año final de cada periodo.

d) Criterio de seguridad

Se establecen criterios de seguridad tanto para la potencia como para la energía. Para la potencia se estableció abastecer la demanda máxima anual con una reserva de 15%. Para la energía se impone abastecer la demanda con la energía disponible en un año con hidrología seca.

^{5/} Para mayores detalles sobre la constitución de este modelo véase el informe Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) para los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/5).

^{6/} En atención a la preponderancia de los aportes hidráulicos se utilizaron años hidrológicos. Así 1984 indica el año comprendido entre mayo de 1984 y abril de 1985.

e) Criterios económicos

El modelo busca minimizar una función objetivo formada por el costo de inversión más el costo de operación --para un año de hidrología media aplicado al abastecimiento de los años característicos de cada período-- actualizados al año de inicio del estudio (1984 en este caso).

Los costos de combustible corresponden a valores de referencia de diciembre de 1977 con un incremento de 3.5% anual y se utiliza una tasa de actualización del 12%.

f) Representación de centrales hidroeléctricas

i) Existentes. Sus aportes se restan de los productos definidos para la demanda.

ii) Proyectos futuros. Cada proyecto elegible se representa separadamente. Sus aportes posibles se representan por las siguientes variables en función de la potencia por instalar;

- Energías producibles en cada período en un año seco
- Energías producibles en cada período en un año de hidrología media

En las centrales con embalses importantes (existentes o futuras) se introdujeron variables de traspaso de energía entre períodos. Esto significa que el modelo puede recomendar, a grandes rasgos, una política de operación para traspasar energía entre temporadas.

El costo del proyecto se representa también como una función de la potencia instalada.

g) Representación de las centrales térmicas

i) Existentes. Su potencia se resta de la demanda (considerando un programa de retiro).

La energía generable se representa por variables de generación en cada uno de los productos de la demanda ya señalados.

ii) Futuras. En este caso tanto la potencia por instalar como la energía generada son variables.

3. Planteamiento del modelo WASP

Los detalles de utilización del modelo WASP versión 3, así como los principales datos de entrada para los seis países del Istmo se presentan en un informe separado.

El análisis se efectuó para el período 1984-2000 (17 años), aunque debe tenerse presente que, dada la forma en que el modelo considera el cálculo de los costos^{7/} el programa de los últimos años debe considerarse sólo como de referencia. En todo caso el último año que se utilizará en el análisis de transferencia de energía será 1994.

En la preparación de los túneles de alternativas, así como en la ubicación de los proyectos hidroeléctricos en las dos listas de alternativas se tuvieron en cuenta los resultados obtenidos mediante el modelo MGI.

En la preparación de configuraciones posibles mediante el módulo CONGEN se utilizaron márgenes de reserva para la capacidad instalada (neta en período crítico) variables entre 5% a 10% para el mínimo, hasta 50% a 60% para el máximo. En el caso de algunos proyectos hidroeléctricos de gran capacidad cuya entrada en el sistema hace sobrepasar los márgenes de reserva fue necesario descomponerlos en dos o más subplantas.

La simulación de la operación mediante el módulo MERSIM consideró tres condiciones hidrológicas: seca, media y húmeda de probabilidades 23%, 54% y 23%, respectivamente.

En la optimización del desarrollo mediante el módulo DYNPRO se utilizó tasa de descuento del 12% e incremento diferencial de 3.5% anual en el costo de combustible. Los costos termo e hidroeléctricos utilizados son los contenidos en el informe de informaciones básicas citado.

4. Resultados

Se presentan a continuación los resultados del proceso combinado MGI-WASP para los países aislados.

A objeto de abreviar la presentación se omiten detalles sobre los numerosos resultados intermedios obtenidos. En lo que respecta al modelo

^{7/} No se consideran los costos de operación más allá del período en estudio.

MGI éstos se originan en que, debido a la forma de representación continua de las variables, la búsqueda de una solución conlleva la ejecución de numerosas pasadas mediante un proceso de aproximaciones sucesivas. Por su parte, la aplicación del modelo WASP requiere la preparación de túneles de alternativas los que, por restricciones de tamaño del modelo, así como por la necesidad de mantener los tiempos de computación dentro de los márgenes razonables, requieren un análisis cuidadoso que se realiza también mediante procesos sucesivos. Además de lo indicado anteriormente, la forma en que se ordenan los proyectos hidroeléctricos en las listas correspondientes necesita especial atención, ya que aunque el orden prioritario de los proyectos queda definido en principio por el MGI, este modelo no tiene suficiente detalle en la simulación de la operación, por lo que en determinados casos es conveniente estudiar variantes alternativas.

Las referencias al "costo total" en lo que sigue indican la función objetivo en los correspondientes modelos, esto es el valor actualizado a 1984 de la suma de los costos de inversión y operación de los programas. Las cifras no son comparables entre ambos modelos debido a que se calculan con diferente criterio. En el caso del modelo MGI los costos de operación se prolongan más allá del último año de operación hasta el infinito, y se considera la reinversión en instalación. En el modelo WASP, en cambio, los costos de operación se calculan sólo hasta el último año de operación, y se descuenta el valor residual de las inversiones a dicho año.

a) Guatemala

La solución del modelo MGI para el desarrollo de la generación del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) es un programa principalmente hidroeléctrico; contiene además, toda la geotermia disponible de ser desarrollada y algo de vapor en el último período en el que se han agotado los proyectos hidroeléctricos más atractivos.

/El programa

El programa es el siguiente:

| <u>Período</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia recomendada (MW)</u> |
|----------------|-----------------|----------------------------------|
| 1984-1986 | Atitlán | 45 |
| | Tzucanca | 90 |
| | El Arco | 40 |
| | Geotérmica | 35 |
| 1987-1989 | Chicoc | 100 |
| | Xalalá | 500 |
| | Geotérmica | 70 |
| 1990-1994 | San Juan | 150 |
| | Estrella Polar | 60 |
| | Altavista | 20 |
| | Semuc | 50 |
| | Geotérmica | 70 |
| | Turbina a gas | 99 |
| 1995-1999 | Polochic | 120 |
| | Vapor | 614 |
| | Turbina a gas | 224 |
| | Geotérmica | 70 |

Valor de la función objetivo: 1 237 millones de dólares

Se observa la preferencia por proyectos pequeños de costo de generación muy favorable. En las plantas a hilo de agua, sin embargo el factor de planta recomendado es muy alto motivo por el cual en los procesos con el modelo WASP se ajustó la capacidad al valor mínimo para el cual se definió el costo.

Los estudios mediante el modelo WASP se realizaron con las siguientes listas de proyectos hidroeléctricos:

LISTA A

| <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> | <u>Año posible de instalación</u> |
|-----------------|-----------------------|-----------------------------------|
| El Arco | 40 | 1985 |
| Tzucanca | 90 | 1985 |
| San Juan | 167 | 1985 |
| Xalalá | 350 | 1989 |
| Serchil | 110 | 1985 |
| Estrella Polar | 116 | 1988 |

/LISTA B

LISTA B

| <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> | <u>Año posible de instalación</u> |
|-----------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Atitlán | 42 | 1984 |
| Altavista | 55 | 1985 |
| Chicoc | 206 | 1988 |
| Semuc | 112 | 1988 |
| Polochic | 120 | 1988 |
| Chulac | 440 | 1986 |

Las fechas en que sería posible poner en servicio los proyectos fueron estimadas por la MONENCO con excepción de los proyectos Chulac y Serchil para los cuales se adoptaron datos proporcionados por el INDE.

La solución del modelo WASP es la siguiente:

PROGRAMA 1

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> |
|--------------|-----------------|-----------------------|
| 1985 | Geotérmica | 35 |
| 1985 | El Arco | 40 |
| 1986 | Atitlán | 42 |
| 1987 | Geotérmica | 35 |
| 1988 | Tzucanca | 90 |
| 1988 | Altavista | 55 |
| 1988 | Chicoc | 206 |
| 1989 | Geotérmica | 35 |
| 1991 | Semuc | 112 |
| 1991 | Polochic | 120 |
| 1991 | Geotérmica | 35 |
| 1992 | San Juan | 167 |
| 1992 | Xalalá | 350 |
| 1993 | Chulac | 440 |
| 1993 | Geotérmica | 35 |
| 1995 | Geotérmica | 35 |
| 1996 | Vapor | 200 |
| 1997 | Serchil | 110 |
| 1997 | Turbina a gas | 50 |
| 1998 | Geotérmica | 35 |
| 1998 | Vapor | 200 |
| 1999 | Turbina a gas | 50 |
| 2000 | Vapor | 200 |
| <u>Total</u> | | <u>2 677</u> |

Costo total del programa: 991 millones de dólares

/Cabe hacer

Cabe hacer algunos comentarios sobre este programa:

- El año 1985 podría haberse pasado sin El Arco, no obstante lo cual el programa lo instala por razones económicas.

- El año 1986 no se requiere la instalación de Atitlán, el programa lo instala igualmente por razones de costo.

- El año 1987 se instalan dos hidroeléctricas.

- El año 1988 hay un incremento fuerte en la demanda debido a la ampliación de una instalación minera que requiere la instalación de tres plantas hidroeléctricas por razones de potencia. Sin embargo hay pérdidas fuertes de energía hidráulica a hilo de agua, ya que la capacidad instalada en esta categoría es alta.

- Los años 1991 y 1992 hay dos centrales hidroeléctricas en cada uno.

Debido a que varios de los proyectos hidroeléctricos disponibles son de escasa regulación y baja potencia, el programa de menor costo concentra la instalación de los proyectos más económicos en pocos años (7 proyectos entre los años 1988 y 1992), lo que puede ser un inconveniente serio en la ejecución de un plan de obras.

Por la razón indicada se estudió un programa alternativo cambiando de orden los proyectos de modo de permitir la instalación de los de mayor potencia en los primeros años del estudio. En la elección del orden prioritario de tales proyectos se tuvo en consideración el hecho de que el único proyecto que puede entrar en operación antes de 1987, año en que se requiere instalación de potencia, es Chulac,^{8/} motivo por el cual este proyecto resulta la primera instalación de entre los proyectos grandes. Se modificó además el programa geotérmico a fin de considerar las últimas informaciones del INDE sobre el tema.

8/ Según informaciones recientes del INDE.

El programa alternativo resultante es el siguiente:

| PROGRAMA 2 | | |
|--------------|-----------------|-----------------------|
| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> |
| 1985 | Geotérmica | 35 |
| 1985 | Atitlán | 42 |
| 1987 | Chulac | 440 |
| 1989 | Chicoc | 206 |
| 1990 | Geotérmica | 35 |
| 1992 | Geotérmica | 35 |
| 1992 | Xalalá | 350 |
| 1993 | Senuc | 112 |
| 1993 | El Arco | 40 |
| 1993 | Geotérmica | 35 |
| 1994 | Tzucanca | 90 |
| 1995 | Vapor | 200 |
| 1996 | Geotérmica | 35 |
| 1996 | Estrella Polar | 116 |
| 1997 | Vapor | 200 |
| 1998 | Geotérmica | 35 |
| 1998 | San Juan | 167 |
| 1999 | Altavista | 55 |
| 1999 | Vapor | 200 |
| 2000 | Geotérmica | 35 |
| 2000 | Vapor | 200 |
| <u>Total</u> | | <u>2 663</u> |

Costo total del programa: 1 044 millones de dólares

En atención a que el INDE tiene definido un plan de obras que llega hasta 1989 se estudió un programa que ajustándose a dicho plan permitiera definir, teniendo en consideración los resultados del MGI, el desarrollo consecuente para el período 1990-2000. Para el estudio de este programa se propuso al modelo WASP los siguientes desarrollos hidroeléctricos:

/LISTA A

LISTA A

Atitlán
El Arco
Tzucanca
San Juan
Altavista
Polochic

LISTA B

Chulac
Xalalá
Chicoc
Semuc
Estrella Polar
Serchil

El programa optimizado es el siguiente:

PROGRAMA 3

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> |
|--------------|--------------------------|-----------------------|
| 1985 | Geotérmica ^{9/} | 35 |
| 1986 | Chulac ^{10/} | 440 |
| 1989 | Xalalá ^{11/} | 350 |
| 1990 | Geotérmica | 35 |
| 1991 | Atitlán | 42 |
| 1991 | El Arco | 40 |
| 1992 | Geotérmica | 35 |
| 1992 | Chicoc | 206 |
| 1993 | Semuc | 112 |
| 1994 | Geotérmica | 35 |
| 1994 | Tzucanca | 90 |
| 1995 | San Juan | 167 |
| 1995 | Vapor | 200 |
| 1996 | Geotérmica | 35 |
| 1996 | Altavista | 55 |
| 1997 | Vapor | 200 |
| 1997 | Polochic | 120 |
| 1997 | Estrella Polar | 116 |
| 1998 | Geotérmica | 35 |
| 1999 | Vapor | 200 |
| 2000 | Geotérmica | 35 |
| 2000 | Vapor | 200 |
| 2000 | Turbina a gas | 50 |
| <u>Total</u> | | <u>2 833</u> |

Costo total del programa: 1 051 millones de dólares

^{9/} Programa definido por el INDE.
^{10/} Ibid.
^{11/} Ibid.

/Este programa

Este programa merece los siguientes comentarios:

- En 1990 la planta geotérmica se instala por razones económicas.
- En 1991 la instalación de El Arco no es imprescindible. Tanto El Arco como Atitlán son preferidas frente a Chicoc.
- El año 1993 se abastece sin Semuc.
- En 1997, pese a la instalación de una planta de vapor, el programa pide la instalación de dos hidroeléctricas. En un análisis más detallado éstas tal vez podrían postergarse.

Como puede observarse este programa no resuelve el problema de la aparición de varias instalaciones pequeñas concentradas en pocos años, pero al menos posterga el problema para el decenio 1990-2000.

b) El Salvador

La solución del modelo MGI para El Salvador considera toda la geotermia disponible, El Tigre, la Ampliación 5 de Noviembre y potencias apreciables en vapor y turbina a gas, como se indica a continuación:

| <u>Período</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|----------------|---------------------------|----------------------|
| 1984-1986 | Geotérmica | 35 |
| | Turbina a gas | 110 |
| 1987-1989 | Geotérmica | 70 |
| | Vapor | 150 |
| 1990-1994 | El Tigre | 720 |
| | Geotérmica | 70 |
| 1995-1999 | Ampliación 5 de Noviembre | 62 |
| | Geotérmica | 70 |
| | Vapor | 460 |
| | Turbina a gas | 120 |
| <u>Total</u> | | <u>1 867</u> |

Valor de la función objetivo: 1 102 millones de dólares.

A fin de analizar la prioridad de otros proyectos hidroeléctricos se estudió con el MGI un programa alternativo que no considera El Tigre con el siguiente resultado:

| <u>Periodo</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|----------------|---------------------------|----------------------|
| 1984-1986 | Geotérmica | 35 |
| | Turbina a gas | 110 |
| 1987-1989 | Ampliación 5 de Noviembre | 62 |
| | Vapor | 100 |
| | Geotérmica | 70 |
| 1990-1994 | Zapotillo | 150 |
| | Ampliación 5 de Noviembre | 62 |
| | Geotérmica | 70 |
| | Vapor | 153 |
| | Turbina a gas | 131 |
| 1995-1999 | Paso del Oso | 60 |
| | Geotérmica | 70 |
| | Vapor | 425 |
| | Turbina a gas | 243 |
| <u>Total</u> | | <u>1 741</u> |

Valor de la función objetivo: 1 255 millones de dólares

Con base en estos antecedentes se aplicó el modelo WASP con las siguientes centrales hidroeléctricas.

LISTA A

| <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> | <u>Año posible de instalación</u> |
|---------------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Ampliación 5 de Noviembre | 124 | 1984 |
| Ampliación Cerrón Grande | 135 | 1984 |
| Paso del Oso | 40 | 1985 |

/LISTA B

LISTA B

| <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> | <u>Año posible de instalación</u> |
|-----------------|-----------------------|-----------------------------------|
| El Tigre 1 | 340 | 1989 |
| El Tigre 2 | 200 | 1989 |
| Zapotillo | 120 | 1988 |

Fue necesario dividir el proyecto El Tigre en dos subproyectos a fin de aplicar el modelo con márgenes de reserva razonables.

El programa resultante de la aplicación del modelo es el siguiente:

PROGRAMA 1

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|--------------|-----------------|----------------------|
| 1984 | Turbina a gas | 100 |
| 1985 | Geotérmica | 35 |
| 1986 | Vapor | 50 |
| 1987 | Geotérmica | 35 |
| 1988 | Vapor | 100 |
| 1989 | Geotérmica | 35 |
| 1990 | El Tigre 1 | 340 |
| 1991 | Geotérmica | 35 |
| 1992 | El Tigre 2 | 200 |
| 1993 | Geotérmica | 35 |
| 1993 | Turbina a gas | 50 |
| 1994 | Vapor | 100 |
| 1995 | Vapor | 200 |
| 1996 | Geotérmica | 35 |
| 1997 | Vapor | 200 |
| 1999 | Vapor | 200 |
| 1999 | Geotérmica | 200 |
| 2000 | Vapor | 200 |
| <u>Total</u> | | <u>2 150</u> |

Costo total del programa: 758 millones de dólares

/En atención

En atención a que la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) cuenta con un programa de obra a largo plazo ya definido se corrió dicho programa a fin de establecer comparaciones. Fue necesario cambiar las fechas de las instalaciones geotérmicas y su número total, ya que en el modelo WASP se normalizó este tipo de plantas a 35 MW mientras que la CEL las considera de 50 MW. Se respetó, sin embargo, la potencia total instalada en unidades geotérmicas y se modularon en el tiempo a fin de que se ajustaran lo más posible al programa de la CEL.

Se indica a continuación el resultado:

| <u>Año</u> | <u>PROGRAMA</u> <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|------------|------------------------------------|----------------------|
| 1984 | Geotérmica | 70 |
| 1985 | Ampliación 5 de Noviembre | 124 |
| 1986 | Geotérmica | 35 |
| 1988 | Geotérmica | 35 |
| 1989 | Geotérmica | 35 |
| 1989 | Zapotillo | 120 |
| 1990 | Geotérmica | 35 |
| 1990 | Vapor | 50 |
| 1991 | Vapor | 100 |
| 1992 | Vapor | 50 |
| 1992 | Geotérmica | 70 |
| 1993 | Turbina a gas | 25 |
| 1993 | Ampliación Cerrón Grande | 67 |
| 1994 | Turbina a gas | 25 |
| 1994 | Geotérmica | 35 |
| 1994 | Paso del Oso | 40 |
| 1995 | Vapor | 150 |
| 1996 | Vapor | 150 |
| 1996 | Geotérmica | 70 |
| 1997 | Vapor | 150 |
| 1998 | Vapor | 150 |
| 1999 | Turbina a gas | 75 |
| 1999 | Vapor | 150 |
| 2000 | Vapor | 150 |
| 2000 | Turbina a gas | 150 |

Total

2 111

Costo total del programa: 746 millones de dólares

Este programa no es comparable con el anterior porque no respeta las condiciones de seguridad impuestas al anterior. En efecto, la probabilidad de pérdida de carga supera los dos días por año en los años 1985 (4.9 días/año), 1986 (5.2 días/año), 1987 (16.4 días/año), 1988 (31.7 días/año), 1989 (15.2 días/año) y 1989 (14.6 días/año).

/c) Honduras

c) Honduras

El programa de desarrollo para el sistema hondureño queda determinado en gran parte por la magnitud de El Cajón (292 MW) frente al sistema existente. Este proyecto, previsto para entrar en operación con su primera unidad en diciembre de 1984, permite salvar el primer y segundo periodos del MGI sin instalaciones. El tercer periodo queda cubierto por otro proyecto relativamente grande, Cuyamel, que resultó el más atractivo de entre los propuestos. En el cuarto periodo las instalaciones se complementan con plantas térmicas.

El programa resultante es el siguiente:

| <u>Periodo</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia recomen-</u> <u>dada (MW)</u> |
|----------------|-----------------|--|
| 1984-1986 | - | - |
| 1986-1989 | - | - |
| 1990-1994 | Cuyamel | 676 |
| 1995-1999 | Vapor | 154 |
| 1995-1999 | Turbina a gas | 75 |
| <u>Total</u> | | <u>905</u> |

Valor de la función objetivo: 374 millones de dólares

En atención a que Cuyamel podría resultar demasiado grande para el sistema se hizo un análisis en que este proyecto no se considera como alternativa. El resultado indica que sería reemplazado por Piedras Amarillas (210 MW) y Naranjito (80 MW) y parcialmente Wampú, además de vapor y gas en ambos periodos. El costo de esta última solución es de 496 millones de dólares frente a 374 de la primera (33% más alta).

Los procesos mediante el modelo WASP presentaron dificultades debido a que el sistema existente al inicio del estudio presenta probabilidad de pérdida de carga muy alta. Un breve análisis de la situación de abastecimiento para los años 1983 y 1984 mostró que el sistema falla incluso en situación hidrológica normal.^{12/}

12/ Véase Honduras: Análisis del abastecimiento eléctrico para 1983 y 1984 (CEPAL/MEX/SRNET/20).

Aunque aún no se ha definido la solución que dará la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a la situación coyuntural que se señala y exclusivamente con el fin de salvar los inconvenientes mencionados, se adoptó la solución arbitraria de agregar al sistema existente una potencia adicional de 46 MW en turbinas a gas.

A fin de operar el modelo dentro de márgenes de reserva razonables (0-60%) fue necesario, además, presentar el proyecto Cuyamel separado en dos partes de capacidades 200 y 325 MW. (Esta separación es virtual y no corresponde necesariamente a una solución constructiva).

La solución óptima es la siguiente:

PROGRAMA 1

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|--------------|-----------------|----------------------|
| 1990 | Vapor | 50 |
| 1992 | Cuyamel 1 | 200 |
| 1996 | Cuyamel 2 | 325 |
| 1997 | Vapor | 100 |
| 1999 | Vapor | 100 |
| 2000 | Turbina a gas | 25 |
| <u>Total</u> | | <u>800</u> |

Costo total del programa: 245 millones de dólares.

Se estudió un programa alternativo eliminando las instalaciones de vapor de los primeros años con el siguiente resultado:

PROGRAMA 2

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|--------------|-----------------|----------------------|
| 1990 | Turbina a gas | 25 |
| 1991 | Cuyamel 1 | 200 |
| 1995 | Cuyamel 2 | 325 |
| 1996 | Vapor | 100 |
| 1998 | Vapor | 100 |
| 2000 | Vapor | 100 |
| <u>Total</u> | | <u>850</u> |

Costo total del programa: 252 millones de dólares

/Por último

Por último, se estudió un programa en que el proyecto Naranjito se instala antes que Cuyamel, con el resultado que se indica a continuación:

| PROGRAMA 3 | | |
|--------------|-----------------|-----------------------|
| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> |
| 1990 | Naranjito | 200 |
| 1992 | Cuyamel | 325 |
| 1996 | Cuyamel | 100 |
| 1997 | Vapor | 100 |
| 1999 | Vapor | 100 |
| 2000 | Vapor | 100 |
| <u>Total</u> | | <u>925</u> |

Costo total del programa: 259 millones de dólares

Como puede observarse este programa posterga la construcción de Cuyamel en un año y su costo total difiere sólo un 3% del anterior.

d) Nicaragua

Tanto los procesos con el modelo MGI como los del modelo WASP se llevaron a cabo y concluyeron para el sistema nicaragüense incluyendo los proyectos hidroeléctricos: Brito, Tumarín, Wanawás, Corriente Lira, Mico y Salto Grande. Sin embargo, recientemente la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) decidió desechar los últimos cinco proyectos y cambiarlos por: Copalar, Tumarín, Paiwas, Piñuelas y Mojolka. El cálculo de los costos de inversión por parte de la Montreal Engineering Company Ltd. (MONENCO) para los nuevos proyectos está aún en proceso.^{13/}

Por los motivos indicados no se presentan conclusiones sobre el desarrollo eléctrico de este país.

Próximamente se formará el nuevo modelo MGI y se completarán los procesos con el modelo WASP.

13/ Los valores globales fueron entregados vía telex el 22 de mayo de 1979.

/e) Costa Rica

e) Costa Rica

La solución del MGI indica como programa más económico un desarrollo hidroeléctrico-geotérmico con los siguientes proyectos:

| <u>Período</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> |
|----------------|------------------|---------------------------|
| 1984-1986 | Ventanas-Garita | 50 |
| 1984-1986 | Geotérmica | 35 |
| 1987-1989 | Angostura-Izarco | 20 |
| 1987-1989 | Pirris | 40 |
| 1987-1989 | San Fernando | 30 |
| 1990-1999 | Boruca | 1 100 |
| <u>Total</u> | | <u>1 275</u> |

Valor de la función objetivo: 566 millones de dólares

Puede observarse que en los primeros seis años se instala poca potencia, lo que se debe a que el sistema inicial tiene reserva muy alta. Precisamente por eso los proyectos sin regulación Angostura-Izarco, Pirris y San Fernando aparecen con factores de planta muy altos, lo que posiblemente no corresponde a soluciones constructivas, motivo por el cual se adoptó para ellos la potencia más baja de entre las alternativas estudiadas. En los últimos períodos en cambio, se sobreequipa Boruca. La geotérmica del primer período podría ser postergada por Palomo.

El estudio detallado mediante el modelo WASP incluyó así las siguientes listas de plantas:

LISTA A

| <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> | <u>Año posible de instalación</u> |
|-----------------|---------------------------|---------------------------------------|
| Ventanas-Garita | 80 | 1985 |
| Pirris | 130 | 1988 |
| Boruca 1 | 400 | 1993 |
| Boruca 2 | 410 | 1993 |

/LISTA B

LISTA B

| <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> | <u>Año posible de instalación</u> |
|------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| Palomo | 40 | 1985 |
| Angostura-Izarco | 46 | 1988 |
| San Fernando | 90 | 1988 |
| El Brujo | 200 | 1990 |
| Turrubarés | 120 | 1988 |

La capacidad de la central Boruca se bajó a 810 MW (potencia de diseño). Aun así, al igual que en otros casos de centrales de gran potencia fue necesario separarla en dos subproyectos (400 y 410 MW).

El resultado de los procesos es el siguiente:

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|--------------|------------------|--------------------------|
| 1986 | Ventanas Garita | 80 |
| 1986 | Geotérmica | 35 |
| 1987 | Palomo | 40 |
| 1988 | Geotérmica | 35 |
| 1989 | Pirris | 130 |
| 1990 | Geotérmica | 35 |
| 1991 | Angostura-Izarco | 146 |
| 1992 | Geotérmica | 35 |
| 1993 | Boruca 1 | 400 |
| 1998 | Boruca 2 | 410 |
| 2000 | Geotérmica | 70 |
| <u>Total</u> | | <u>1 416</u> |

Costo total: 476 millones de dólares

Observaciones

1. El año 1986 podría pasarse sin Ventanas-Garita. Se instala por razones económicas.

2. Los años 1987 y 1988 podrían pasarse sin Palomo. Igualmente se instala por razones económicas.

/3. Aunque,

3. Aunque, en general, la alternativa geotérmica se instala de acuerdo al programa de disponibilidad, la entrada de Boruca las posterga. (Se supusieron disponibles una en 1983, una en 1996 y la última en 1999.)

En atención a que el ICE tiene un programa de obras definido hasta 1989 que incluye los proyectos Ventanas-Garita y Angostura, además de la geotérmica, se analizó una alternativa conteniendo las siguientes filas de proyectos hidroeléctricos.

LISTA A

Ventanas-Garita
Angostura-Izarco
Boruca 1
Boruca 2

LISTA B

Palomo
Pirris

El programa resultante es:

PROGRAMA 2

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|--------------|------------------|--------------------------|
| 1986 | Geotérmica | 35 |
| 1987 | Ventanas-Garita | 80 |
| 1988 | Geotérmica | 35 |
| 1989 | Angostura-Izarco | 146 |
| 1990 | Geotérmica | 35 |
| 1991 | Palomo | 40 |
| 1992 | Pirris | 130 |
| 1992 | Geotérmica | 35 |
| 1993 | Boruca 1 | 400 |
| 1998 | Boruca 2 | 410 |
| 2000 | San Fernando | 90 |
| 2000 | El Brujo | 200 |
| <u>Total</u> | | <u>1 635</u> |

Costo total del programa: 492 millones de dólares.

/Observaciones

Observaciones

1) También en este caso la presencia de Boruca posterga el programa geotérmico.

2) El costo varía sólo un 3% en relación al programa 1, (16 millones de dólares).

f) Panamá

La solución del MGI indica un programa puramente hidroeléctrico para los tres primeros períodos y un programa hidrotérmico en el cuarto período como se indica a continuación:

| <u>Período</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia recomendada por el MGI (MW)</u> |
|----------------|------------------|---|
| 1984-1986 | Teribe C3-2 | 100 |
| 1984-1986 | Teribe C7-2 | 64 |
| 1987-1989 | Teribe C2-2 | 150 |
| 1987-1989 | Culubre G3-2 | 145 |
| 1990-1994 | Changuinola D2-2 | 240 |
| 1990-1994 | Culubre F1-2 | 100 |
| 1995-1999 | Teribe B2-2 | 104 |
| 1995-1999 | Changuinola H1-1 | 210 |
| 1995-1999 | Vapor | 220 |
| <u>Total</u> | | <u>1 333</u> |

Valor de la función objetivo: 950 millones de dólares.

El programa hidroeléctrico queda determinado en parte por la fecha más próxima en que los proyectos pueden ser puestos en servicio. (Caso de C3-2 y C7-2 que tienen costo insuficientemente bajo como para que se instalen para desplazar generación térmica existente.)

El análisis detallado de esta solución mediante el modelo WASP se hizo ajustando las capacidades a la potencia más cercana para las que se estimó el costo y preparando las siguientes listas de proyectos:

/LISTA A

LISTA A

| <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> | <u>Año posible de instalación</u> |
|------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Teribe C3-2 | 100 | 1985 |
| Teribe C2-2 | 160 | 1988 |
| Changuinola D2-2 | 200 | 1987 |
| Changuinola H1-1 | 270 | 1988 |
| Changuinola G6-2 | 102 | 1988 |

LISTA B

| <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> | <u>Año posible de instalación</u> |
|-----------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Teribe C7-2 | 79 | 1985 |
| Culubre G3-2 | 195 | 1988 |
| Teribe B2-2 | 292 | 1987 |
| Culubre F1-2 | 128 | 1988 |

El programa óptimo resultante es el siguiente:

PROGRAMA 1

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Capacidad (MW)</u> |
|--------------|------------------|-----------------------|
| 1985 | Teribe C7-2 | 79 |
| 1987 | Teribe C3-2 | 100 |
| 1988 | Teribe C2-2 | 160 |
| 1988 | Culubre G3-2 | 195 |
| 1991 | Changuinola D2-2 | 300 |
| 1995 | Teribe B2-2 | 292 |
| 1996 | Vapor-Petróleo | 200 |
| 1997 | Culubre F1-2 | 128 |
| 1998 | Turbina a gas | 50 |
| 1999 | Vapor petróleo | 200 |
| <u>Total</u> | | <u>2 204</u> |

Costo total del programa: 755 millones de dólares.

/Cabe hacer

Cabe hacer algunas observaciones respecto de este programa:

1. El proyecto C7-2 se instala por razones económicas (desplazamiento de generación térmica), ya que el sistema podría pasar los años 1985 y 1986 sin instalaciones adicionales con LOLP esperado bajo el criterio mínimo. El año 1987 necesita sin embargo las dos hidroeléctricas.

2. El proyecto C7-2 es más atractivo que el C3-2, por lo cual se instala dos años antes que este último.

3. El año 1988 se requiere la instalación de dos hidroeléctricas, lo que en general en un programa de obras tiende a evitarse debido a los problemas constructivos. Sin embargo, un análisis detallado de la operación muestra que el sistema puede pasar el año con una de las dos. Un programa de obras más realista podría considerar la postergación de una de ellas para el año siguiente, ya que en 1990 ya se necesitan ambas.

4. El año 1991 se necesita la instalación de una nueva hidráulica. El programa eligió de entre D2-2 y B2-2 la primera de ellas.

5. El año 1995 en cambio prefirió B2-2 frente a H1-1.

6. El año 1996 es el primero que, de acuerdo con las conclusiones del MGI se permitió la instalación de vapor. El programa instala una unidad de 200 MW. El total de vapor instalado (400 MW) es superior a lo que indicaba el modelo MGI (220 MW), lo que puede deberse en parte a la modulación de unidades y en parte a que el período de análisis del modelo WASP es un año más largo que el del MGI.

En razón de la concentración de varios proyectos pequeños en pocos años que tiene este programa se preparó un programa alternativo en el que se le da preponderancia a las plantas de mayor envergadura, mediante la preparación de las siguientes listas de proyectos.

LISTA A

Changuinola D2-2
Teribe C2-2
Culubre F1-2
Culubre F1-2
Changuinola G6-2

LISTA B

Teribe C7-2
Teribe B2-2
Changuinola H1-1
Teribe C3-2

/El proyecto

El proyecto Teribe C7-2 que figura en primer lugar en la fila B es uno de los dos que podría entrar en servicio en 1985 y su costo de generación es bajo, motivo por el cual se propuso como posible fuente de desplazamiento de generación térmica.

Mediante los procesos con el modelo WASP se obtuvieron tres soluciones similares con pequeña diferencia de costo que resulta de interés señalar a continuación.

PROGRAMA 2

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|--------------|------------------|----------------------|
| 1985 | Teribe C7-2 | 79 |
| 1987 | Changuinola D2-2 | 200 |
| 1990 | Teribe B2-2 | 292 |
| 1994 | Changuinola H1-1 | 270 |
| 1995 | Teribe C2-2 | 160 |
| 1997 | Culubre G3-2 | 195 |
| 1997 | Teribe C3-2 | 100 |
| 1998 | Culubre F1-2 | 128 |
| 1998 | Vapor | 200 |
| 2000 | Changuinola G6-2 | 102 |
| <u>Total</u> | | <u>1 726</u> |

Costo total del programa: 819 millones de dólares.

Observaciones

1. La instalación de C7-2 podría postergarse hasta 1987.
2. La instalación de D2-2 podría postergarse hasta 1990.
3. El programa obliga a instalar las tres centrales grandes (D2-2, B2-2 y H1-1) antes de comenzar con el resto.

/PROGRAMA 3

PROGRAMA 3

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|--------------|------------------|----------------------|
| 1985 | Teribe C7-2 | 79 |
| 1987 | Changuinola D2-2 | 200 |
| 1988 | Teribe C2-2 | 160 |
| 1992 | Teribe B2-2 | 292 |
| 1995 | Changuinola H1-1 | 270 |
| 1997 | Culubre G3-2 | 195 |
| | Culubre F1-2 | 128 |
| 1998 | Vapor | 200 |
| 2000 | Changuinola G6-2 | 102 |
| <u>Total</u> | | <u>1 626</u> |

Costo total del programa: 780 millones de dólares.

Observaciones:

Se permitió adelantar la instalación de C2-2 con lo cual el costo bajó en 39 millones de dólares.

PROGRAMA 4

| <u>Año</u> | <u>Proyecto</u> | <u>Potencia (MW)</u> |
|--------------|------------------|----------------------|
| 1985 | Teribe C7-2 | 79 |
| 1987 | Changuinola D2-2 | 200 |
| 1988 | Teribe C2-2 | 160 |
| 1992 | Teribe B2-2 | 292 |
| 1995 | Changuinola H1-1 | 270 |
| 1997 | Culubre G3-2 | 195 |
| | Teribe C3-2 | 100 |
| 1998 | Vapor | 200 |
| 2000 | Vapor | 200 |
| <u>Total</u> | | <u>1 696</u> |

Costo total del programa: 782 millones de dólares.

Observaciones

1. Es idéntico al programa 3 hasta 1996 y su costo es muy similar.
2. En 1997 se reemplaza F1-2 por C3-2 y G6-2 por una planta de vapor de 200 MW.
3. Tiene mayor proporción termoeléctrica cuyo costo de operación, por estar ubicada hacia el final del período pierde gravitación sobre la función objetivo.

