BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

NACIONES UNIDAS

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL

LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/VII/5/Rev.1
15 de noviembre 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)
Séptima Reunión
(México, D.F., 21 a 23 de noviembre de 1979)

ESTUDIO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Planificación de las adiciones de generación

79-11-554-50

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

INDICE

	Página
Introducción	1
I. Metodología y alternativas	3
1. Metodología	3
2. Alternativas consideradas	4
a) Desarrollo aislado-operación integrada	4
b) Integración total	5
c) Integración parcial	5
II. Resultados de la planeación de las adiciones de generación	6
1. Desarrollo de la generación en los países aislados	7
a) Guatemala	7
b) El Salvador	10
c) Honduras	14
d) Nicaragua	17
e) Costa Rica	19
f) Panamá	22
2. Alternativa de integración total (caso B)	25
3. Alternativa de integración parcial (caso C)	33
4. Comparación de resultados	36
III. Comparación de los costos de abastecimiento de las diferentes alternativas	40
Anexo: Planteamiento del modelo MGI	41

/INTRODUCCION

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

INTRODUCCION

El presente informe resume las conclusiones de los estudios realizados para definir los programas de obras de generación del Istmo Centroamericano para diferentes hipótesis, que constituyen alternativas de interconexión y se mencionan a continuación: i) abastecimiento aislado-operación integrada (caso A); ii) integración total (caso B), y iii) integración parcial (caso C).

La metodología utilizada comprende el empleo sucesivo de los modelos MGI y WASP. El modelo MGI, en una primera etapa optimiza los programas globales de instalaciones de potencia para cuatro períodos (1984-1986; 1987-1989; 1990-1994 y 1995-2000) y mediante el empleo del modelo WASP se detallan con mayor precisión dichos programas, definiéndose el calendario de instalación de las plantas hidráulicas y termoeléctricas. Los planteamientos en detalle del modelo MGI para el caso centroamericano se explican en un documento aparte[1/] y de igual manera se resume la aplicación del modelo WASP al estudio en otro documento.[2/]

En la primera alternativa (caso A) se realizan dos etapas: en la primera las adiciones de generación para los sistemas aislados se optimizaron sobre la base de los criterios tecnicoeconómicos considerados en los modelos antes mencionados; en la segunda, los programas se reestructuraron a fin de incluir las observaciones y modificaciones presentadas por las empresas eléctricas nacionales del Istmo, durante la sexta reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE).

También se presenta en este informe una comparación entre los costos totales de abastecimiento eléctrico para los sistemas aislados considerados en conjunto y las tres alternativas de interconexión, sin incluir en estos últimos los costos del sistema de transmisión requerido para efectuar las transferencias entre países.

Debido a que la evaluación económica del costo total de los programas se efectúa con diferentes criterios en los modelos MGI y WASP, se utilizan para fines de comparación las cifras correspondientes al modelo WASP, excepto cuando se trate específicamente de resultados del modelo MGI.

1/ Véase Aplicación del modelo MGI al estudio (CCE/SC.5/GRIE/VII/3).
2/ Véase Aplicación del modelo WASP al estudio (CCE/SC.5/GRIE/VII/4).

/I. METODOLOGIA

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

I. METODOLOGIA Y ALTERNATIVAS

1. Metodología

La metodología seleccionada para los estudios de la expansión de la generación está parcialmente condicionada por la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos considerados. El primer modelo de planeación denominado Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) optimiza, como se mencionó anteriormente, las adiciones de centrales generadoras de electricidad en forma global para cuatro períodos (1984-1986; 1987-1989; 1990-1994 y 1995-2000). En esta etapa se definen los proyectos hidroeléctricos a ser instalados dentro de cada período y su potencia óptima por instalar. En el caso del modelo regional, se definen también las líneas de interconexión que deben existir en cada período y su nivel de transmisión. Una breve descripción de los criterios utilizados en la aplicación del modelo MGI se da en el anexo 1.

En una segunda etapa, los programas preliminares por período se estudian en forma más detallada mediante el modelo WASP cuyo módulo MERSIM realiza una simulación mucho más precisa de la operación de los sistemas. En el caso que nos ocupa se simuló la operación de los sistemas para cada uno de los años del período considerado y se definieron las fechas de instalación de las centrales hidroeléctricas individuales y de las termoeléctricas agrupadas por categorías típicas.

El análisis mediante el modelo WASP 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[1/] el programa de los últimos años debe considerarse sólo como de referencia. En todo caso, el último año que se utilizará en el análisis del sistema de transmisión será 1994.

En la preparación de los túneles de alternativas, (la combinación de plantas en desarrollo posibles de ser incluidas en el plan de expansión) así como en la ubicación de los proyectos hidroeléctricos, en las dos listas alternativas en que pueden agruparse este tipo de proyectos en el WASP-3, se tuvo en cuenta los resultados obtenidos mediante el modelo MGI.

1/ No se consideran los costos de operación más allá del período en estudio.

/En la

En la preparación de configuraciones posibles (módulo COHGEN) se utilizaron márgenes de reserva para la capacidad instalada (neta en período crítico) variables entre 5% a 10% para el mínimo y 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 anteriores, fue necesario descomponerlos en dos o más subplantas.

La simulación de la operación mediante el módulo MERSIN 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 una 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 que resume las informaciones básicas.[2/]

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

2. Alternativas consideradas

a) Desarrollo aislado-operación integrada

Dentro de los propósitos del estudio estuvo el de optimizar previamente el desarrollo de los sistemas del Istmo en forma aislada. A estos fines en una primera etapa se definieron los programas óptimos de los países sin restricción alguna a partir del año 1984, resultando los programas de instalaciones de menor costo para el período 1984-2000.

Estos programas fueron sometidos al examen de las empresas eléctricas del Istmo, quienes en algunos casos solicitaron que se incluyeran restricciones y modificaciones derivadas de sus estudios y consideraciones particulares en el mediano plazo; y de la necesidad de contar con acuerdos

2/ Véase el documento Informaciones básicas para los estudios de desarrollo a largo plazo y de operación simulada (CCE/SC.5/GRIE/VI/3).

3/ Véase el documento Aplicación del modelo WASP al estudio, op. cit.

internacionales previos para proyectos con implicaciones de tipo internacional. Los mismos se reestudiaron teniendo en consideración los planteamientos de los países y se definieron de esta forma los nuevos programas nacionales. La operación simulada del sistema regional se realizó con base en los criterios de operación integral incluidos en los modelos, o sea como si se tratara de un sólo país.

Una primera alternativa de interconexión resulta así de la simple unión de los sistemas desarrollados independientemente y se ha denominado "desarrollo aislado-operación integrada".

b) Integración total

Con el objeto de tener un marco de referencia que permita apreciar hasta dónde pueden llegar los beneficios de la interconexión, se ha estudiado una alternativa en que la planeación se aborda con el criterio de una sola área que se ha denominado "integración total". En esta alternativa se definieron las adiciones de generación resultantes de la aplicación de los modelos MGI y WASP sin restricciones de ninguna clase. La operación del sistema regional se hizo en forma integrada igual que para el caso anterior mencionado.

c) Integración parcial

A fin de limitar las dependencias que aparecen en el caso anterior, se ha estudiado además una alternativa intermedia que representa uno de los numerosos casos que podrían plantearse en los cuales la dependencia de los sistemas aislados sería una variable. En este programa se ha adoptado el criterio de optimizar las instalaciones de potencia sujetas a ciertas restricciones que son: respetar los programas de desarrollo aislado de los países en el mediano plazo y luego alternar las próximas instalaciones de potencia en los diferentes países con miras a asegurar un cierto balance geográfico. La operación del sistema regional se hace igual que para los dos casos anteriores. Esta alternativa se ha denominado "integración parcial".

/II. RESULTADOS DE

II. RESULTADOS DE LA PLANEACION DE LAS ADICIONES DE GENERACION

Se presentan a continuación los resultados de la aplicación del proceso combinado MGI-WASP tanto al caso de los países aislados como a las tres diferentes alternativas de desarrollo integrado (desarrollo aislado-operación integrada, integración total e integración parcial).

A objeto de abreviar la presentación se omiten detalles sobre los numerosos resultados intermedios obtenidos. Estos se originan en lo que respecta al modelo MGI en que la búsqueda de una solución conlleva la ejecución de numerosas pasadas mediante un proceso de aproximaciones sucesivas debido a la forma de representación continua de las variables. Por su parte, la aplicación del modelo WASP requiere la preparación de túneles de alternativas cuya definición, por restricciones de tamaño del modelo, así como por la necesidad de mantener los tiempos de computación dentro de márgenes razonables, requiere un análisis cuidadoso que se realiza también mediante procesos sucesivos. Además de lo indicado anteriormente, es conveniente estudiar varias alternativas de ordenación de los proyectos hidroeléctricos en las listas del modelo correspondiente, dado que el orden prioritario de los proyectos definido en principio por el MGI, no está basado en una simulación de la operación con suficiente detalle.

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 más allá del período considerado. 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.

/1. Desarrollo de

1. Desarrollo de la generación en los países aislados

a) Guatemala

La solución resultante de la aplicación del modelo MGI para el desarrollo de la generación en Guatemala es un programa principalmente hidroeléctrico; contiene además, toda la geotermia considerada como desarrollable en el período estudiado y algo de vapor en el último período en el que se han agotado los proyectos hidroeléctricos más atractivos.

El programa obtenido de la aplicación del modelo MGI es el siguiente:

Período	Proyecto	Potencia recomendada (MW)
1984-1986	Atitlán	45
	Tzucanca	90
	El Arco	40
	Geotérmica	35
1987-1989	Chicoc	100
	Xalalá	500
	Goetérmica	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
	Total	2 357

Valor de la función objetivo: 1 237 millones de pesos centroamericanos.

Se observa la preferencia por proyectos pequeños de costo de generación muy favorable. En las plantas a hilo de agua (Tzucanca, El Arco, Estrella Polar, Altavista y Semuc) 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 instalada al valor mínimo para el que se definió el costo.

/Las fechas

Las fechas en que sería posible poner en servicio los proyectos fueron estimadas por Montreal Engineering Company (MONENCO), con excepción de los proyectos Chulac y Serchil, cuya inclusión fue solicitada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) para los cuales se adoptaron datos proporcionados por ese instituto. Estos proyectos sin embargo no fueron seleccionados por el modelo.

La solución del modelo WASP es la siguiente:

PROGRAMA 1

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

Costo total del programa: 991 millones de pesos centroamericanos.

Cabe hacer algunos comentarios sobre este programa:

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

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

/3. El año

3. El año 1987 se instalan dos hidroeléctricas.

4. 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.

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

6. 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 inconveniente 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,[1/] 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.

Este programa considera el que el INDE tiene definido hasta 1989, teniendo además en cuenta los resultados del MGI para el desarrollo consecuente para el período 1990-2000.

El programa optimizado es el siguiente:

PROGRAMA 2

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1985	Geotérmica[2/]	35
1986	Chulac [2/]	440
1989	Xalalá [2/]	350
1991	Geotérmica[2/]	35
	Atitlán	42
	El Arco	40
1992	Geotérmica[2/]	35
1993	Chicoc	206

1/ Según informaciones recientes del Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

2/ Programa definido por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

/PROGRAMA 2

PROGRAMA 2 (Conclusión)

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1994	Vapor	200
	Geotérmica 3/	35
1995	Semuc	112
	Tzucanca	90
1996	San Juan 3/	167
	Geotérmica 3/	35
1997	Vapor	200
1998	Altavista	55
	Polochic 3/	120
	Geotérmica 3/	35
1999	Estrella Polar	116
	Vapor	200
2000	Geotérmica 3/	35
	Vapor	200
	Turbina a gas	50
	Total	2 333

Costo total del programa: 1 009 millones de pesos centroamericanos.

Como puede observarse, este programa, adoptado como definitivo, 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:

Período	Proyecto	Potencia (MW)
1984-1986	Geotérmica	35
	Turbina a gas	110
1987-1989	Geotérmica	70
	Vapor	150
1990-1994	El Tigre	720
	Geotérmica	70

3/ Programa definido por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

/Período

Período	Proyecto	Potencia (MW)
1995-1999	Ampliación 5 de Noviembre	62
	Geotérmica	70
	Vapor	460
	Turbina a gas	120
	Total	1 867

Valor de la función objetivo: 1 102 millones de pesos centroamericanos.

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

Período	Proyecto	Potencia (MW)
1984-1986	Geotérmica	35
	Turbina a gas	100
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
	Total	1 741

Valor de la función objetivo: 1 255 millones de pesos centroamericanos.

Para la aplicación del modelo WASP fue necesario dividir el proyecto El Tigre en dos subproyectos a fin de utilizar márgenes de reserva razonables.

El programa resultante es el siguiente:

/PROGRAMA 1

PROGRAMA 1

Año	Proyecto	Potencia (MW)
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
	Turbina a gas	50
1994	Vapor	100
1995	Vapor	200
1996	Geotérmica	35
1997	Vapor	200
1999	Vapor	200
	Geotérmica	200
2000	Vapor	200
	Total	2 150

Costo total del programa: 750 millones de pesos centroamericanos.

Se analizó también con el modelo WASP el programa fijo definido para el estudio de la interconexión con Guatemala.4/

Fue necesario cambiar las fechas de las instalaciones geotérmicas y su número total, ya que en el modelo se normalizó este tipo de plantas a 35 MW mientras que en dicho programa se consideraron 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 Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). En el programa mencionado no se consideró el proyecto El Tigre.

Se indica a continuación el resultado:

4/ Véase el estudio Interconexión Guatemala-El Salvador. Courtoy-Traction, 1973.

/PROGRAMA 2

PROGRAMA 2

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1984	Geotérmica	70
1985	Ampliación 5 de Noviembre	124
1986	Geotérmica	35
1988	Geotérmica	35
1989	Geotérmica	35
	Zapotillo	120
1990	Geotérmica	35
	Vapor	50
1991	Vapor	100
1992	Vapor	50
	Geotérmica	70
1993	Turbina a gas	25
	Ampliación Cerrón Grande	67
1994	Turbina a gas	25
	Geotérmica	35
	Paso del Oso	40
1995	Vapor	150
1996	Vapor	150
	Geotérmica	70
1997	Vapor	150
1998	Vapor	150
1999	Turbina a gas	75
	Vapor	150
2000	Vapor	150
	Turbina a gas	150
	Total	2 111

Costo total del programa: 746 millones de pesos centroamericanos.

Aunque su costo es algo menor, este programa no es comparable con el anterior porque no respeta las condiciones de seguridad impuestas en el estudio. En efecto, la posibilidad 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 1990 (14.6 días/año).

Durante la sexta reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE) quedó en evidencia que, en opinión de los representantes de los países involucrados (Honduras y El Salvador) el proyecto El Tigre no es elegible para ser incluido dentro de los programas de desarrollo aislado, en razón de sus implicaciones binacionales, motivo por el cual se estudió un programa de desarrollo que no incluyera este proyecto. Dicho programa, adoptado como definitivo, es el siguiente:

/PROGRAMA 3

PROGRAMA 3

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1984	Geotérmica	70
1985	Turbina a gas	50
1986	Geotérmica	35
1987	Turbina a gas	50
	Ampliación 5 de Noviembre	124
1988	Geotérmica	35
1989	Geotérmica	35
	Vapor	100
1990	Zapotillo	120
	Geotérmica	35
1992	Geotérmica	70
1993	Vapor	100
1994	Geotérmica	35
	Turbina a gas	50
1995	Vapor	200
1996	Ampliación Cerrón Grande	67
	Paso del Oso	40
	Geotérmica	70
1997	Vapor	200
1999	Vapor	200
2000	Vapor	200
	Total	1 386

Costo total del programa: 734 millones de pesos centroamericanos.

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 períodos del MGI sin instalaciones. El tercer período queda cubierto por otro proyecto relativamente grande, Cuyamel, que resultó el más atractivo de entre los propuestos. En el cuarto período las instalaciones se complementan con plantas térmicas, debido a la baja producción en período seco de los restantes proyectos hidroeléctricos.

El programa resultante es el siguiente:

/Período

Período	Proyecto	Potencia recomendada (MW)
1984-1986	-	-
1986-1989	-	-
1990-1994	Cuyamel	676
1995-1999	Vapor	154
	Turbina a gas	75
	Total	905

Valor de la función objetivo: 373 millones de pesos centroamericanos.

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 períodos. El costo de esta última solución es de 496 millones de pesos centroamericanos frente a 373 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. 5/

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 de agregar al sistema existente una potencia adicional de 56 MW (neto) en unidades diesel lento.

A fin de operar el modelo WASP 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:

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

PROGRAMA 1

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

Costo total del programa: 225 millones de pesos centroamericanos.

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

PROGRAMA 2

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

Costo total del programa: 252 millones de pesos centroamericano.

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

PROGRAMA 3

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1990	Naranjito	200
1992	Cuyamel	325
1996	Cuyamel	100
1997	Vapor	100
1999	Vapor	100
2000	Vapor	100
	Total	925

/Costo total

Costo total del programa: 259 millones de pesos centroamericanos.

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

Por último, a petición de la ENEE se estudió un programa que eliminara toda instalación termoeléctrica. Para ello fue necesario partir aún más el proyecto Cuyamel en tres plantas virtuales de 150, 150 y 225 MW. Se encontró, sin embargo, que si se desean mantener los márgenes de seguridad de servicio definidos para el estudio, debe instalarse vapor al menos en el año 1997. El programa resultante en este caso y que se adoptó como definitivo es el siguiente:

PROGRAMA 4

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1991	Cuyamel 1a. etapa	150
1994	Cuyamel 2a. etapa	150
1996	Cuyamel 3a. etapa	225
1997	Vapor	100
1999	Piedras Amarillas	210
2000	Naranjito	84
	Culuco	75
	Total	994

Costo total del programa: 231 millos de pesos centroamericanos.

Este programa resultó el segundo de menor costo de entre los estudiados, debido a que las instalaciones de los años 1999 y 2000 influyen muy poco en el valor presente al año 1984.

d) Nicaragua

La planeación de las obras de generación en Nicaragua sufrió varios cambios debido a otras tantas modificaciones en los proyectos a ser considerados. En un principio se tomaron en consideración varios anteproyectos definidos a nivel de inventario por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Posteriormente, al comenzarse a elaborar el Plan Maestro de Electrificación Nacional aparecieron tres proyectos de gran

/envergadura

envergadura (Brito, Paiwas y Tumarín) pero los dos últimos fueron desechados cuando los estudios de planeación de la generación ya se habían completado. Finalmente, se decidió incluir en el estudio sólo unos pocos proyectos cuya información estaba más detallada. Por los motivos citados sólo se detallan a continuación los últimos estudios realizados.

Los resultados de la planeación con el modelo MGI para Nicaragua quedan condicionados por la fecha en que los proyectos hidroeléctricos pueden entrar en operación. En efecto, el único proyecto que por razones técnicas-económicas podría ser puesto en servicio antes de 1990 es Brito. Sin embargo, por tratarse éste de un proyecto que en su concepción óptima requiere de la firma de un tratado internacional, durante la sexta reunión del GRIE se acordó postergar su fecha de puesta en programa hasta 1987, a fin de dar tiempo a los trámites que generalmente requieren ese tipo de convenios.

Además, fue necesario analizar la solución óptima para el desarrollo del río Grande de Matagalpa en la cual se presentaron tres cadenas alternativas:

i) Copalar 2 - Tumarín 4;
ii) Copalar 1 - Tumarín 6, y
iii) Paiwas - Piñuelas

Los resultados de la aplicación del modelo MGI indicaron que la primera de las cadenas citadas era la más favorable frente al sistema.

Con las restricciones indicadas, el resultado de la aplicación del modelo MGI arrojó un programa geotérmico-térmico-hidráulico, como se indica a continuación:

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1984-1986	Vapor	26
	Gas	124
	Geotérmica	34
1987-1989	Brito	150
	Geotérmica	67
1990-1994	Copalar 2	480
	Geotérmica	67
1995-1999	Tumarín 4	240
	Mojolka	180
	Geotérmica	67
	Vapor	221
	Total	1 656

Valor total de la función objetivo: 1 239 millones de pesos centroamericanos.

/El primer

El primer período contiene instalaciones termoeléctricas debido a que Brito sólo puede entrar a partir del segundo.

La aplicación del modelo WASP arrojó como resultado el siguiente programa adoptado como definitivo:

PROGRAMA 1

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1984	Turbina a gas	100
1985	Geotérmica	35
1986	Vapor	50
	Turbina a gas	50
1987	Geotérmica	35
	Brito	100
1989	Geotérmica	35
1990	Vapor	50
1991	Geotérmica	35
	Copalar 1a. etapa	300
1994	Geotérmica	35
1995	Copalar 2a. etapa	300
1996	Geotérmica	35
	Tumarín	294
1998	Geotérmica	35
1999	Vapor	300
2000	Mojolka	178
	Total	2 055

Costo total del programa: 823 millones de pesos centroamericanos.

e) Costa Rica

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

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

Valor de la función objetivo: 506 millones de pesos centroamericanos.

/Puede

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.

Para los estudios detallados mediante el modelo WASP 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:

PROGRAMA 1

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1986	Ventanas-Garita	80
	Geotérmica	35
1987	Palomo	40
1988	Geotérmica	35
1989	Pirris	130
1990	Geotérmica	35
1991	Angostura-Izarco	140
1992	Geotérmica	35
1993	Boruca 1	400
1998	Boruca 2	410
2000	Geotérmica	170
	Total	1 416

Costo total: 476 millones de pesos centroamericanos.

Cabe mencionar las siguientes 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, en general, la alternativa geotérmica se instala de acuerdo al programa de disponibilidad, la entrada de Boruca las posterga.

/En atención

En atención a que el Instituto Costarricense de Electricidad (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 dichos proyectos hidroeléctricos.

El programa resultante es el siguiente:

PROGRAMA 2

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

Costo total del programa: 492 millones de pesos centroamericanos.

Las observaciones serían como sigue:

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 pesos centroamericanos).

Este programa recibió de parte del ICE observaciones en el sentido de que ese instituto estaba considerando, por una parte, adelantar el proyecto Ventanas, y por otra, en virtud de una revisión de los programas de construcción de Boruca, deseaba estudiar las perspectivas de este último proyecto a partir del año 1987. Para ello fue necesario partir el proyecto en tres centrales virtuales de 250, 250 y 310 MW.

/Con las

Con las revisiones subsecuentes, se obtuvo el siguiente programa de obras que se adoptó como definitivo:

PROGRAMA 3

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1985	Ventanas	80
1986	Geotérmica	35
1987	Angostura	146
1989	Geotérmica	35
1990	Geotérmica	35
1991	Boruca 1a. etapa	250
1994	Boruca 2a. etapa	250
1997	Boruca 3a. etapa	310
1998	Palomo	40
1999	Vapor	200
2000	San Fernando	90
	El Brujo	200
	Total	1 671

Costo total del programa: 514 millones de pesos centroamericanos.

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:

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

Valor de la función objetivo: 950 millones de pesos centroamericanos.

/El programa

El programa hidroeléctrico queda determinado, en parte, por la fecha más próxima en que los proyectos puedan 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.

El programa óptimo resultante es el siguiente:

PROGRAMA 1

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1985	Teribe C7-2	79
1987	Teribe C3-2	100
1988	Teribe C2-2	160
	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
	Total	2 204

Costo total del programa: 755 millones de pesos centroamericanos.

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

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 uno alternativo en el que se le da preponderancia a las plantas de mayor envergadura.

El proyecto Teribe C7-2 es uno de los dos que podrían 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 varias soluciones similares con pequeñas diferencias de costo, de las cuales se muestra el siguiente programa:

PROGRAMA 2

Año	Proyecto	Potencia (MW)
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
	Total	1 626

Costo total del programa: 700 millones de pesos centroamericanos.

/Por último

Por último, a petición del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) se estudió un programa que respete el desarrollo del complejo Teribe-Changuinola, comenzando por los proyectos de mayor envergadura (D2-2, B2-2 y H1-1). Se decidió además forzar una planta de vapor de 100 MW en el año 1987, la cual está prevista para suministrar energía al proyecto minero de Cerro Colorado.

El programa resultante y que se adoptó en definitiva es el siguiente:

PROGRAMA 3

Año	Proyecto	Potencia (MW)
1987	Vapor	100
1988	Changuinola D2-2	200
1989	Teribe B2-2	292
1994	Changuinola H1-1	270
1995	Teribe C2-2	160
1997	Culubre G3-2	195
1998	Culubre F1-2	128
1999	Teribe C7-2	79
2000	Vapor	200
	Total	1 624

Costo total del programa: 826 millones de pesos centroamericanos.

2. Alternativa de integración total (caso B)

En el estudio de los sistemas integrados mediante el MGI se agregan al modelo un grupo de ecuaciones que representan las transmisiones. Como todas las variables del modelo éstas son también continuas y definen los costos de las transmisiones por MW medio transmitido y la magnitud de las mismas en MW. Se requiere un proceso de aproximaciones sucesivas para definir ambas variables ya que ellas no son independientes. Se hizo una estimación preliminar del costo de las transmisiones con base en los trazados definidos durante la sexta reunión del GRIE y suponiendo todas las líneas en 230 KV. Los resultados de las estimaciones se presentan en el cuadro 1.

/Cuadro 1

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTO DE LAS LINEAS DE INTERCONEXION[a/]

(Millones de pesos centroamericanos)

	Características		Número de circuitos	
	Longitud (km)	Voltaje (kV)	1	2
Guatemala-El Salvador	110	230	14.60	23.85
Guatemala-Honduras	165	230	19.94	33.33
El Salvador-Honduras	142	230	17.76	29.42
Honduras-Nicaragua	260	230	29.04	48.59
Nicaragua-Costa Rica	253	230	28.28	48.29
Costa Rica-Panamá	84	230	15.30	22.60

a/ Nivel de precios: diciembre de 1979. Incluye gastos de ingeniería y administración, imprevistos e intereses durante la construcción.

/Los resultados

Los resultados de la aplicación del modelo MGI son los siguientes:

Solución libre

Período	Proyecto	Capacidad (MW)	
1984-1986	El Arco	40	
	Tzucanca	90	
	Atitlán	45	
	Altavista	20	
	Geotérmica-Guatemala	35	
	Geotérmica-El Salvador	35	
	Geotérmica-Nicaragua	35	
	Ampliación 5 de Noviembre	124	
	Palomo	40	
	Ventanas	75	
	Geotérmica-Costa Rica	35	
	Total	574	
	Transmisiones Guatemala-El Salvador		1 circuito
	Nicaragua-Costa Rica		1 circuito
	Costa Rica-Panamá		1 circuito
1987-1989	Estrella Polar	60	
	Chicoc	200	
	Semuc	50	
	Xalalá	130	
	Pirris	100	
	San Fernando	90	
	Boruca	300	
	Teribe C2-2	110	
	Geotérmica-El Salvador	70	
	Geotérmica-Nicaragua	70	
	Total	1 400	
	Transmisiones Guatemala-Honduras		1 circuito
	Salvador-Honduras		1 circuito
	Nicaragua-Costa Rica		2 circuitos
	Costa Rica-Panamá		1 circuito

/Período

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1990-1994	San Juan	100
	El Tigre	600
	Cuyamel	700
	Brito	140
	Copalar	300
	Angostura	80
	El Brujo	50
	Changuinola D2-2	160
	Semuc (sobreequipamiento)	50
	Xalalá (sobreequipamiento)	170
	Boruca (sobreequipamiento)	200
	Teribe C2-2 (sobreequipamiento)	50
	Geotérmica-Guatemala	140
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	Total	2 880
	Transmisiones Guatemala-Honduras	2 circuitos
	Salvador-Honduras	1 circuito
	Honduras-Nicaragua	1 circuito
1995-1999	Polochic	120
	Ampliación 5 de Noviembre	64
	Tumarín	150
	El Palmar	50
	Cedral	150
	Purrires-Turrubares	80
	Tayutic-Pacuaré	80
	Turrubares	100
	Guayabo	100
	Teribe B2-2	40
	Culubre F1-2	100
	Culubre G3-2	190
	Boruca (sobreequipamiento)	400
	Chicoc (sobreequipamiento)	100
	San Juan (sobreequipamiento)	70
	Cuyamel (sobreequipamiento)	400
	Brito (sobreequipamiento)	60
	Angostura (sobreequipamiento)	80
	El Brujo (sobreequipamiento)	100
	Changuinola D2-2 (sobreequipamiento)	80

/Período

Período	Proyecto		Capacidad (MW)
1995-1999	Geotérmica-Guatemala		70
	Geotérmica-El Salvador		70
	Geotérmica-Nicaragua		70
	Geotérmica-Costa Rica		210
	Vapor-Guatemala		520
	Vapor-El Salvador		540
	Total		4 082
	Transmisiones	Guatemala-Honduras	2 circuitos
		Honduras-Nicaragua	1 circuito
		Nicaragua-Costa Rica	1 circuito
		Costa Rica-Panamá	1/2 circuito
1984-1999	Gran Total		9 016

Costo total de la solución: 4 460 millones de pesos centroamericanos.

Debido a que en la solución libre hay varias plantas de Guatemala y Panamá que entran con capacidad instalada muy baja se analizó otra alternativa en la cual dichas plantas se prohibieron en el primer período. Se observa que en este caso se postergan todas hasta el tercer período con excepción de Atitlán que desaparece. La solución es la siguiente:

Período	Proyecto		Capacidad (MW)
1984-1990	Ventanas		110
	Ampliación 5 de Noviembre		62
	Geotérmica-Guatemala		35
	Geotérmica-Salvador		35
	Geotérmica-Nicaragua		35
	Geotérmica-Costa Rica		35
	Total		312
	Transmisiones	Guatemala-El Salvador	1 circuito
		Honduras-Nicaragua	1 circuito
		Nicaragua-Costa Rica	1 circuito
		Costa Rica-Panamá	1 circuito

/Período

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1987-1989	Xalalá	300
	Boruca	300
	Angostura	80
	Geotérmica-Guatemala	70
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	Total	1 390
	Transmisiones Nicaragua-Costa Rica	1 circuito
	Costa Rica-Panamá	2 circuitos
1990-1994	San Juan	100
	El Arco	40
	Tzucanca	45
	Alta Vista	20
	Estrella Polar	60
	Chicoc	100
	Semuc	100
	El Tigre	700
	Cuyamel	500
	Brito	160
	Copalar	300
	Palomo	40
	Pirris	100
	San Fernando	30
	El Brujo	50
	Teribe C2-2	160
	Changuinola D2-2	180
	Geotérmica-Guatemala	70
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	Total	2 395
	Transmisiones Guatemala-Honduras	1 circuito
	Salvador-Honduras	1 circuito
	Honduras-Nicaragua	1 circuito
1995-1999	Polochic	70
	Tumarín	150
	El Palmar	40
	Cedral	150
	Tayutic	80
	Purrires	80
	Turrubares	100
	Guayabo	180
	Culubre F1-2	100
	Culubre G3-2	165

/Período

Período	Proyecto	Capacidad (MW)
1995-1999	Angostura (sobreequipamiento)	80
	San Juan (sobreequipamiento)	70
	Chicoc (sobreequipamiento)	100
	Cuyamel (sobreequipamiento)	600
	San Fernando (sobreequipamiento)	60
	El Brujo (sobreequipamiento)	100
	Changuinola D2-2 (sobreequipamiento)	50
	Geotérmica-Guatemala	70
	Geotérmica-El Salvador	70
	Geotérmica-Nicaragua	70
	Geotérmica-Costa Rica	202
	Vapor-Guatemala	650
	Vapor-El Salvador	495
	Total	3 432
	Transmisiones Guatemala-Honduras	2 circuitos
	Nicaragua-Costa Rica	2 circuitos
1984-1999	Gran total	8 029

Costo total de la solución: 4 603 millones de pesos centroamericanos.

Al comparar las soluciones del MGI se puede apreciar que el orden de los proyectos hidroeléctricos generalmente se mantiene. En los dos casos descritos sólo se postergaron las centrales pequeñas prohibidas en el primer período, las que son trasladadas al tercero.

Con base en los resultados del MGI se prepararon las listas alternativas para los estudios realizados con el modelo WASP.

La solución seleccionada de entre los numerosos procesos realizados con el modelo WASP es la siguiente:

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1985	Geotérmica	2 x 35
	El Arco	91
	Ventanas	80

/Año

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1986	Geotérmica	2 x 35
	Atitlán	42
	Tzucanca	90
	Palomo	40
1987	Geotérmica	2 x 35
1988	Geotérmica	35
	Boruca (1 y 2)	500
1989	Geotérmica	1 x 35
	Xalalá	350
	Semuc	112
	Chicoc	206
1990	Geotérmica	3 x 35
	Boruca 3	310
1991	Geotérmica	2 x 35
	Altavista	55
	Teribe C2-2	160
1992	Geotérmica	2 x 35
	Estrella Polar	116
	El Tigre 1	340
1993	Geotérmica	3 x 35
	El Tigre 2	200
	Copalar 1	300
1994	Geotérmica	3 x 35
	Vapor	200
	Brito	188
	San Fernando	90
1995	Cuyamel (1, 2 y 3)	525
	Changuinola D2-2	200
	Pirris	130
1996	Geotérmica	4 x 35
	Vapor	2 x 200
	Copalar	300
	El Brujo	200
1997	Vapor	200
	San Juan	167
	Angostura	146
	Culubre G3-2	195

/Año

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1998	Geotérmica	2 x 35
	Vapor	2 x 200
	Tumarín	294
	Turrubarés	120
1999	Vapor	2 x 200
	Ampliación 5 de Noviembre	124
	Polochic	128
	Culubre F1-2	120
	Palmar	120
	Cedral	150
	Guayabo	180
2000	Geotérmica	35
	Vapor	200
	Purrirés-Turrubarés	120
	Tayutic-Pacuarí	164
	Chulac	440
	Teribe B2-2	292
	Total	10 165

Costo total del programa: 2 755 millones de pesos centroamericanos.

Se observa que, debido a la instalación en el primer período de varias plantas de pequeña capacidad y bajo costo el programa geotérmico resulta atrasado en el período 1984-1992. Más adelante éste se recupera hasta alcanzar al final del período las instalaciones máximas definidas en los programas de los países aislados.

3. Alternativa de integración parcial (caso C)

Como puede observarse de la solución del caso anterior (de integración total) las instalaciones de potencia no resultan balanceadas geográficamente.

Se había previsto en tal circunstancia estudiar una alternativa de dependencia limitada en la cual se establece que tanto la potencia como la energía deberían producirse por lo menos en un 80% en el propio país durante el período en estudio.

/De la

De la aplicación del modelo MGI pudo notarse que esta restricción obliga a instalaciones termoeléctricas de importancia en los países con escasos proyectos hidroeléctricos competitivos, motivo por el cual se estudió mediante el empleo del modelo WASP una alternativa en la cual se adoptaron los siguientes criterios:

a) Se aceptaron como válidos los programas definidos por los países en el mediano plazo;

b) Se respetó el orden de prioridad de los proyectos hidroeléctricos dentro de cada país; pero se alternaron los proyectos de forma que el programa distribuyera en el tiempo geográficamente las instalaciones en mejor forma;

c) Se limitaron las instalaciones térmicas (de 200 MW) a lo necesario para asegurar los criterios de seguridad de servicio adoptados.

d) Se adoptaron los programas geotérmicos del caso de integración total. El programa de obras de generación resultante es el siguiente:

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1985	Geotérmica	2 x 35
	El Arco	91
	Ventanas	80
1986	Geotérmica	2 x 35
	Chulac	440
	Palomo	40
1987	Geotérmica	2 x 35
1988	Geotérmica	35
	Boruca (1, 2 y 3)	810
1989	Geotérmica	35
	Changuinola D2-2	200
1990	Geotérmica	3 x 35
	Ampliación 5 de Noviembre	124
	Atitlán	42
1991	Geotérmica	2 x 35
	Xalalá	350

/Año

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1998	Geotérmica	2 x 35
	Vapor	2 x 200
	Tumarín	294
	Turrubarés	120
1999	Vapor	2 x 200
	Ampliación 5 de Noviembre	124
	Polochic	128
	Culebre F1-2	120
	Palmar	120
	Cedral	150
	Guayabo	180
2000	Geotérmica	35
	Vapor	200
	Purrirés-Turrubarés	120
	Tayutic-Pacuarí	164
	Chulac	440
	Teribe B2-2	292
	Total	10 165

Costo total del programa: 2 755 millones de pesos centroamericanos.

Se observa que, debido a la instalación en el primer período de varias plantas de pequeña capacidad y bajo costo el programa geotérmico resulta atrasado en el período 1984-1992. Más adelante éste se recupera hasta alcanzar al final del período las instalaciones máximas definidas en los programas de los países aislados.

3. Alternativa de integración parcial (caso C)

Como puede observarse de la solución del caso anterior (de integración total) las instalaciones de potencia no resultan balanceadas geográficamente.

Se había previsto en tal circunstancia estudiar una alternativa de dependencia limitada en la cual se establece que tanto la potencia como la energía deberían producirse por lo menos en un 80% en el propio país durante el período en estudio.

/De la

De la aplicación del modelo MGI pudo notarse que esta restricción obliga a instalaciones termoeléctricas de importancia en los países con escasos proyectos hidroeléctricos competitivos, motivo por el cual se estudió mediante el empleo del modelo WASP una alternativa en la cual se adoptaron los siguientes criterios:

a) Se aceptaron como válidos los programas definidos por los países en el mediano plazo;

b) Se respetó el orden de prioridad de los proyectos hidroeléctricos dentro de cada país; pero se alternaron los proyectos de forma que el programa distribuyera en el tiempo geográficamente las instalaciones en mejor forma;

c) Se limitaron las instalaciones térmicas (de 200 MW) a lo necesario para asegurar los criterios de seguridad de servicio adoptados.

d) Se adoptaron los programas geotérmicos del caso de integración total. El programa de obras de generación resultante es el siguiente:

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1985	Geotérmica	2 x 35
	El Arco	91
	Ventanas	80
1986	Geotérmica	2 x 35
	Chulac	440
	Palomo	40
1987	Geotérmica	2 x 35
1988	Geotérmica	35
	Boruca (1, 2 y 3)	810
1989	Geotérmica	35
	Changuinola D2-2	200
1990	Geotérmica	3 x 35
	Ampliación 5 de Noviembre	124
	Atitlán	42
1991	Geotérmica	2 x 35
	Xalalá	350

/Año

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
1992	Geotérmica	2 x 35
	Brito	188
	Angostura	146
	Teribe C2-2	160
	Tzucanca	90
	Teribe B2-2	292
1993	Geotérmica	3 x 35
1994	Geotérmica	3 x 35
	El Tigre (1 y 2)	540
	Semuc	112
1995	Vapor	200
	Cuyamel (1 y 2)	300
1996	Geotérmica	4 x 35
	Copalar (1 y 2)	600
	San Fernando	90
	Chicoc	206
1997	Vapor	2 x 200
	Cuyamel 3	225
	San Juan	167
	Pirris	130
1998	Geotérmica	2 x 35
	Vapor	2 x 200
	Tumarín	294
	El Brujo	200
	Estrella Polar	116
1999	Vapor	2 x 200
	Palmar	120
	Culubre G3-2	195
	Polochic	120
	Altavista	55
	Cedral	150
	Guayabo	180
2000	Geotérmica	35
	Vapor	200
	Purrirés-Turrubarés	120
	Culubre F1-2	128
	Turrubarés	120
	Changuinola H1-1	270
	Total	10 071

Costo total del programa: 3 056 millones de pesos centroamericanos.

/Debe destacarse

Debe destacarse que esta solución es una de las numerosas soluciones intermedias definibles entre los extremos de los casos A y B. Su interés radica especialmente en el hecho de que respeta hasta cierto punto los programas nacionales.

4. Comparación de resultados

Se presentan a continuación los cuadros 2 y 3 conteniendo los resultados de los estudios realizados con los modelos MGI y WASP respectivamente.

En lo que respecta al cuadro 1 puede observarse que en el caso de los países aislados el modelo MGI recomienda la instalación de unos 9 270 MW en el período 1984-1999, mientras la demanda crece sólo en 7 700 MW. Ello se debe a que la proporción hidroeléctrica es grande y las instalaciones de generación quedan definidas principalmente por las condiciones de producción en condición seca.

En cambio, en el caso de integración total la potencia por instalar baja a 9 010, lo que se explica por la diversidad de las demandas y un mejor aprovechamiento de las reservas merced a la existencia de interconexiones.

En el caso en que se destacan los proyectos pequeños, generalmente de tipo hilo de agua, la potencia por instalar baja a unos 8 030 MW debido a la importancia que cobran los proyectos con regulación importante en el suministro de energía en la condición seca.

La diferencia de potencia térmica por instalar entre abastecimiento independiente e integración es de unos 1 600 MW, lo que se debe al aprovechamiento de los excedentes de energía hidráulica.

En lo que respecta a los resultados del cuadro 3, puede notarse que las potencias instaladas son más altas que las soluciones del modelo MGI. Ello se debe a que, en general, los proyectos a hilo de agua son tomados por el MGI con potencias relativamente bajas, aunque en algunos casos ellos se sobreequipan en períodos posteriores.[6/] En la operación

6/ Además de que los períodos difieren en un año (1984-1999 para el MGI y 1984-2000 para el WASP).

/Cuadro 2

Cuadro 2

COMPENDIO DE ADICIONES DE POTENCIA Y VALOR ACTUALIZADO DE ALGUNAS DE LAS SOLUCIONES DEL MODELO MGI

Potencia (MW)

	Total	Hidráulica	Térmica[a]	Costo (Millones de pesos centroamericanos)
1. Desarrollo de los países aislados	9 267[b]	5 588[b]	3 679[b]	5 620[b]
Guatemala	2 357	1 175	1 182	1 237
El Salvador 1[b]	1 867	782	1 085	1 102
El Salvador 2[c]	1 741	334	1 407	1 255
Honduras	905	676	229	373
Nicaragua	1 656	1 050	606	1 239
Costa Rica	1 275	1 240	35	566
Panamá	1 333	1 113	220	850
2. Integración total 1[d]	9 016	6 976	2 040	4 460
Integración total 2[e]	8 029	5 912	2 117	4 603

a/ Incluye geotérmica.
b/ Sin El Tigre.
c/ Con El Tigre.
d/ Solución libre.
e/ Prohibiendo proyectos pequeños en el primer período.

/Cuadro 3

Cuadro 3

COMPENDIO DE ADICIONES DE POTENCIA Y VALOR ACTUALIZADO DE LOS PROGRAMAS SELECCIONADOS MEDIANTE EL MODELO WASP

Potencia (MW)

	Total	Hidráulica	Térmica	Costo (millones de pesos centroamericanos)
1. Desarrollo de los países aislados	11 063	6 933	4 130[a/]	4 187
Guatemala	2 833	1 738	1 095	1 009
El Salvador	1 886	351	1 535	784
Honduras	994	894	100	231
Nicaragua	2 055	1 260	795	823
Costa Rica	1 671	1 366	305	514
Panamá	1 624	1 324	300	826
2. Integración total (caso B)	10 165	7 385	2 780[a/]	2 755
3. Integración parcial (caso C)	10 071	7 491	2 580[a/]	3 056

a/ Incluye 980 MW en geotérmica.

/del modelo

del modelo WASP dichos proyectos se elevaron hasta igualar la capacidad instalada más baja de entre las alternativas estudiadas. Se observa una diferencia de capacidad instalada entre el caso de integración total y la de los países aislados de 10%, que corresponde aproximadamente a la diversidad encontrada para las demandas.

En cuanto a la reducción de la potencia termoeléctrica las conclusiones son similares a las del MGI pues en el caso de integración total se instalan unos 2 000 MW menos que en el caso de los países aislados.

III. COMPARACION DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS

Se presenta a continuación a manera de resumen la comparación de costos de abastecimiento eléctrico en el período en estudio para las diferentes alternativas. Todos los casos de integración suponen la existencia de una red internacional de interconexión cuyo costo no se ha considerado en esta comparación.[1/] Los costos son actualizados a 1984 y están referidos a nivel de precios de diciembre de 1977.

		Costo total (millones de pesos centroamericanos)
1.	Abastecimiento aislado	4 187
	Guatemala (Programa 2)	1 009
	El Salvador (Programa 3)	784
	Honduras (Programa 4)	231
	Nicaragua (Programa 1)	823
	Costa Rica (Programa 3)	514
	Panamá (Programa 5)	826
2.	Abastecimiento aislado-operación integrada (caso A)	3 618
3.	Integración total (caso B)	2 755
4.	Integración parcial (caso C)	3 056

Las diferencias brutas de costo resultan las siguientes:

		Diferencia de Costo (millones de pesos centroamericanos)
1.	Caso A - Abastecimiento aislado	569
2.	Caso B - Abastecimiento aislado	1 432
3.	Caso C - Abastecimiento aislado	1 131

1/ Una estimación de los beneficios se hace en el documento Resultados de las transferencias de energía (CCE/SC.5/CRIE/VII/8).

/Anexo

Anexo

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.

Sus principales características se resumen como sigue: 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; 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 períodos del año.

a) Cobertura en el tiempo

Se consideró un total de 16 años dividido en cuatro períodos como sigue:

Primer período	1984-1988[1/]
Segundo período	1987-1989
Tercer período	1990-1994
Cuarto período	1995-1999

Adicionalmente con el objeto de representar adecuadamente la variabilidad de aportes hidrológicos se dividió el año en cuatro períodos de tres meses cada uno.

b) Representación del consumo

El consumo anual para cada nodo se representa por: la demanda máxima anual y la energía demandada durante cada uno de los trimestres del año antes mencionado. Las restricciones de abastecimiento de la demanda consisten en abastecer el consumo del año final de cada período.

1/ En atención a la preponderancia de los aportes hidraúlicos se utilizaron años hidrológicos. Así, en 1984 indica el año comprendido entre mayo de 1984 y abril de 1985.

/d) Criterio

d) Criterio de seguridad

Se establecen criterios de seguridad tanto para la potencia como para la energía. Para la potencia se abastece la demanda máxima anual más una reserva del 15% con la potencia firme disponible en el período. Para la energía se satisface la demanda anual con la energía disponible en un año de hidrología seca.

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 finales de cada período-- actualizados al año de inicio del estudio (1984 en este caso), con tasa de actualización del 12%.

Los costos de combustible corresponden a valores de referencia de diciembre de 1977[2/] con un incremento de 3.5 anual.

f) Representación de centrales hidroeléctricas

i) Existentes. Sus aportes se restan a 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;

- Energía generable en cada trimestre en un año seco
- Energía generable en cada trimestre en un año de hidrologia media

En las centrales con embalses importantes (existentes o futuras) se introdujeron variables de traspaso de energía entre temporadas que el modelo optimiza.

2/ Comparando con precios actuales del combustible.

/El costo