



NACIONES UNIDAS
CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/IV/5
Febrero de 1977

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS
Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE)

Cuarta Reunión
Panamá, República de Panamá, 24 a 26 de febrero de 1977

MODELO GLOBAL DE SELECCION DE INVERSIONES (MGI) PARA
LOS SISTEMAS ELECTRICOS DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Informe preparado por el señor Esteban Skoknic, funcionario de la Oficina de Planificación de la ENDESA (Chile), como una colaboración de esa empresa para el Estudio de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano.

INDICE

	<u>Página</u>
I. Introducción	1
II. El Modelo Global de Selección de Inversiones en el esquema de planificación de un sistema eléctrico	2
III. Descripción del modelo aplicado a los sistemas eléctricos de los países del Istmo Centroamericano	5
1. Objetivo del modelo	5
2. Representación del consumo	6
3. Criterio de seguridad	8
4. Criterio económico	10
5. Ecuaciones de abastecimiento	10
6. Representación de las centrales hidroeléctricas futuras	12
7. Centrales térmicas a vapor y turbinas a gas futuras	19
8. Centrales geotérmicas	21
9. Sistema de transmisión	22
10. Equipamiento existente	23
11. La función de costo	24
IV. Extensión del modelo para una mejor representación de los países aislados	26
V. Conclusiones	28
<u>Anexos</u>	
1. Ecuaciones de una central hidroeléctrica	33
2. Ecuaciones de una central térmica	37
3. Coeficientes de actualización	39
4. Aspectos computacionales	42
5. Nomenclatura empleada en el programa	43
6. Información básica	46

I. INTRODUCCION

La complejidad del problema de determinar el programa óptimo de inversiones en el desarrollo del sector eléctrico ha llevado a la Empresa Nacional de Electricidad, S. A., de Chile (ENDESA) a formular una metodología de estudio que comprende dos etapas: en la primera, abordada a través de un Modelo Global de Selección de Inversiones, se determinan los proyectos más atractivos por períodos de varios años, y en la segunda se realiza un análisis detallado de diversos programas alternativos definidos a partir de las soluciones del Modelo Global.

El estudio de la conveniencia de una interconexión entre países del Istmo Centroamericano se ha emprendido comparando el costo de abastecimiento de los países considerados individualmente con el costo de un abastecimiento conjunto integrado. Sin embargo para distinguir los beneficios debidos a la interconexión es necesario que los programas de abastecimiento de cada uno de los países y del sistema integrado estén definidos con los mismos criterios económicos y de seguridad.

En este marco, como herramienta para ayudar a definir el programa de instalaciones, se ha elaborado el Modelo Global que se describe en este informe, que tiene como propósito estudiar el desarrollo del Sistema Integrado y analizar también los países individualmente. En este último caso es posible plantear un Modelo Global más detallado para representar mejor la realidad de sistemas más pequeños.

Con base en los resultados de este modelo es preciso elaborar programas de abastecimiento y estudiar su operación en detalle para definir con precisión las fechas de instalación de las centrales, las transferencias de energía entre países y los sistemas de transmisión necesarios.

/II. EL MODELO

II. EL MODELO GLOBAL DE SELECCION DE INVERSIONES EN EL ESQUEMA DE PLANIFICACION DE UN SISTEMA ELECTRICO

Son características del sector eléctrico: la alta tasa de crecimiento del consumo, la complementación en las características económicas y de operación de las alternativas de producción de electricidad, la forma de variación diaria y estacional de la demanda, etc. Ellas crean una dependencia entre las decisiones de instalaciones futuras y entre éstas y las obras existentes, que obligan a analizar el problema de las primeras desde el punto de vista de su incorporación al sistema y al desarrollo futuro del mismo. Es decir, una comparación directa entre proyectos no garantiza que la mejor solución para el sistema, sea la óptima solución individual.

Se plantea pues el problema de la planificación de un sistema eléctrico, en los términos de definir el programa de instalaciones de generación y transmisión que abastecen bajo ciertas condiciones de seguridad el consumo de energía eléctrica al costo mínimo.

La complejidad de este problema y la importancia de las inversiones que exigen las obras de generación y de transmisión de electricidad justifican la elaboración de modelos matemáticos como herramientas que ayuden en la toma de decisiones.

Estos modelos matemáticos tratan de representar en la mejor forma posible el problema real. Sin embargo las técnicas matemáticas y las capacidades de computación disponibles limitan el modelo a una simplificación de la realidad. Es necesario pues, resolver el problema por etapas, poniendo énfasis en cada una de ellas, en algunos de los aspectos del problema y abordando la fase siguiente a partir de los resultados de la anterior.

El grado de detalle con que se representa cada aspecto y las simplificaciones aceptables en cada etapa del estudio y en los modelos matemáticos empleados son función de su influencia en la decisión que interese y por lo tanto dependen directamente de las características del sistema en estudio.

/En un

En un sistema eléctrico donde las alternativas de instalación por su tamaño, especialmente los proyectos hidroeléctricos, pueden abastecer el crecimiento del consumo de varios años es importante determinar con precisión la fecha de puesta en servicio de cada obra y la operación del sistema con su inclusión. Por este motivo, para definir el programa óptimo de instalaciones de generación y transmisión es preciso comparar programas alternativos definidos detalladamente. Sin embargo los posibles proyectos en sus diferentes tamaños, ubicación y fecha de instalación, determinan un número de programas alternativos tan grande que es imposible analizar todos detalladamente.

Para los estudios de planificación del Sistema Interconectado Central de Chile, la ENDESA ha desarrollado una metodología de la cual forma parte el Modelo Global de Selección de Inversiones.

En primer lugar se ha realizado un completo catastro valorizado de los recursos energéticos técnicamente explotables en cada cuenca hidrográfica del Sistema Interconectado. Este catastro permite elegir --con base en criterios muy simples como el costo del KW instalado y del KWh producido-- aquellos sitios que justifican una elaboración de anteproyectos más detallados. Los proyectos hidroeléctricos así seleccionados (para los cuales se estudian distintos diseños en función de la potencia instalada) más centrales termoeléctricas a vapor, centrales nucleares y turbinas a gas, son las alternativas que podrán abastecer el crecimiento futuro del consumo.

La selección preliminar de alternativas o establecimiento de prioridades con base en las cuales se define un número reducido de programas detallados a estudiar se realiza mediante el Modelo Global de Selección de Inversiones. Planteado como un problema de Programación Lineal, el modelo es una representación simplificada de la realidad pues analiza períodos plurianuales y un reducido número de bloques de consumo, y es necesario investigar las soluciones más cercanas al óptimo resultantes de un análisis paramétrico.

/A partir

A partir de los resultados del Modelo Global se definen, pues, programas de obras detallados que abarcan normalmente períodos de 10 años. Estos programas deben ser estructurados con precisión con respecto a la inversión, características técnicas y fecha de instalación de cada una de las obras de generación y los sistemas de transmisión correspondientes.

El estudio de operación detallada del sistema para determinar el costo de operación y el abastecimiento del sistema en condiciones hidrológicas desfavorables que determina la necesidad de nuevas instalaciones (año seco) se realiza a través de un Modelo de Operación Simulada. Como su nombre lo indica el programa simula o realiza la operación del sistema mes a mes para cada año de consumo del período en estudio. Las centrales se ubican en una curva parabólica (integral de la curva de duración) de modo de aprovechar al máximo su energía y potencia disponibles, representando sus características técnicas de operación.

En la determinación de la fecha de puesta en servicio, influye la operación de un embalse de regulación interanual existente en el sistema. Se ha elaborado un tercer modelo de optimización dinámica, que determine el costo esperado de operación y falla para el período estudiado.

Se llega así a definir uno o dos programas de obras de menor costo para los cuales se hace un análisis de recursos materiales y financieros.

III. DESCRIPCION DEL MODELO APLICADO A LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE LOS PAISES DEL ISTMO CENTROAMERICANO

1. Objetivo del modelo

Interesa determinar el programa de equipamiento óptimo de un sistema eléctrico dadas las alternativas de centrales y líneas de transmisión que abastezcan el consumo, tomando en cuenta las características de operación de centrales y sistemas de transmisión.

El problema se ha planteado para ser resuelto a través de la Programación Lineal, para lo cual debe tener la estructura siguiente:

Minimizar la función lineal:

$$Z = C_1 X_1 + C_2 X_2 + \dots + C_n X_n$$

sujeto a las restricciones también lineales:

$$a_{11} X_1 + a_{12} X_2 + \dots + a_{1n} X_n = b_1$$

.

$$a_{m1} X_1 + a_{m2} X_2 + \dots + a_{mn} X_n = b_m$$

$$X_j \geq 0 \quad \text{para todo } j$$

en que los coeficientes C_j , a_{ij} , b_i son constantes conocidas.

En el presente caso:

- Las variables serán de dos tipos: unas representarán el equipamiento futuro expresado en términos de capacidad instalada y otras la operación del sistema (producción de centrales térmicas, energía embalsada, energía transmitida).

- Las restricciones lineales expresan, por una parte, que las variables deben ser positivas o nulas y, por otra, las características del sistema: exigencia de abastecimiento de la demanda, capacidades máximas de instalación, características de operación de las centrales.

/La función

La función a minimizar será el costo total actualizado de inversiones más explotación para el abastecimiento del sistema durante un cierto período y depende, pues, de los dos tipos de variables.

2. Representación del consumo

a) Período de estudio

Hay dos aspectos contrapuestos que influyen en la definición del período de estudio, por una parte la vida útil de los equipos y la dependencia intertemporal de las decisiones que exigen un período de estudio más o menos largo y, por otra, el efecto de la actualización que hace perder importancia al futuro muy lejano.

El período de estudio abarca 16 años que se inician en 1984, pues hasta esa fecha aproximadamente está asegurado el abastecimiento con las centrales existentes y otras cuya instalación está ya definida. En todo caso la fecha exacta de instalación de cada central debe ser decidida con métodos de análisis más detallados del abastecimiento en condiciones críticas.

El tamaño de las centrales hidroeléctricas con respecto al crecimiento del sistema requiere de nuevas instalaciones cada 2, 3 o 4 años. Este hecho, la necesidad de limitar el tamaño del modelo y por ser las variables continuas (en un análisis anual aparecerían centrales fraccionadas cada año) han llevado a considerar, a partir de 1984, dos períodos de 3 años y dos de 5 años cada uno.

Las instalaciones existentes y futuras deben abastecer el consumo del último año de cada período. Se ha considerado como año de estudio el año hidrológico que comienza en junio y termina en mayo del año calendario siguiente:

<u>Período</u>	<u>Años del período</u>	<u>Año de análisis</u>
1	Junio 1984 - mayo 1987	Junio 1986 - mayo 1987
2	Junio 1987 - mayo 1990	Junio 1989 - mayo 1990
3	Junio 1990 - mayo 1995	Junio 1994 - mayo 1995
4	Junio 1995 - mayo 2000	Junio 1999 - mayo 2000

/b) Regionalización

b) Regionalización

Se han considerado seis centros de consumo correspondientes a cada uno de los países del Istmo. En ellos se supone concentrado el consumo y producción de cada país. Por este motivo las centrales deberán considerar en sus costos el sistema de transmisión real asociado a la construcción de la central y necesario para abastecer el consumo del nodo que corresponde a la capital de cada país.

c) Esquematización de la demanda

Un análisis de la variación estacional y diaria de los consumos y de los aportes de producción hidráulica permiten definir la forma de representar la demanda dentro del año.

El consumo de energía y potencia eléctrica en los países del Istmo Centroamericano no presenta variaciones estacionales marcadas y desde este punto de vista no hay exigencias para separar períodos de análisis dentro del año.

La energía afluente disponible en las centrales hidroeléctricas, en cambio, presenta una marcada variación estacional. Los caudales afluentes de los ríos registran una periodicidad anual y se pueden distinguir dos estaciones con niveles de aportes claramente diferentes. Por esta razón la unidad de análisis del estudio no será el año calendario sino un año hidrológico que comienza cuando se presenta un aumento importante en los caudales afluentes.

De un análisis de la energía afluente a las centrales existentes y proyectos de los distintos países se puede concluir que el principio de este año es relativamente claro y es posible aceptar que normalmente ocurre en junio para todos los países (considerando valores medios para la estadística disponible de 10 años). La separación de los meses de caudales afluentes altos (estación húmeda) y los meses de caudales menores (estación seca) no es, sin embargo, la misma para todos los países, pues se presentan distintos regímenes hidrológicos.

Para Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Honduras se podría aceptar que la estación seca comprende los meses de noviembre a mayo. En cambio para Costa Rica y Panamá se extiende solamente de enero a mayo.

/En atención

En atención a la convenciencia de usar los mismos períodos para los seis países se ha llegado a una solución de compromiso con un año de análisis que abarca de junio a mayo, en los siguientes dos períodos:

Estación húmeda: junio-noviembre (4 392 horas)

Estación seca: diciembre-mayo (4 368 horas)

Con el objeto de limitar el número de variables y restricciones del modelo del Sistema Integrado no se ha dado mayor detalle a la representación del consumo en cada estación. De este modo el consumo anual quedará representado en la siguiente forma:

- Potencia máxima
- Energía estación húmeda
- Energía estación seca

3. Criterio de seguridad

El carácter aleatorio de la demanda y de los medios de producción, así como la necesidad de limitar a un nivel razonable el valor de las inversiones obligan a aceptar una cierta probabilidad de falla (no puede pretenderse disponer de medios de producción que se necesitarían para hidrologías muy desfavorables y demandas muy altas, ambos casos con probabilidades muy bajas de ocurrencia).

En estricto rigor debe recurrirse a un análisis entre el costo probable de inversión y explotación de un cierto equipo adicional, por una parte, y, por otra, a los inconvenientes provocados por una falla de abastecimiento valorizados al costo que en el conjunto de la economía produce el racionamiento por no disponer de ese equipo.

Sin embargo, este método exige el conocimiento del costo de falla para la economía nacional en función de la magnitud de ésta y un estudio de probabilidad de abastecimiento.

Ante la dificultad de definir para este caso tales variables se debe recurrir a un criterio más simple. Esto es aceptar una seguridad mínima de abastecimiento (una probabilidad máxima de falla) de modo que se consideren igualmente aceptables todos los programas que tengan una probabilidad de falla igual o inferior al límite.

/La necesidad

La necesidad de nuevas instalaciones estará determinada por el abastecimiento del sistema bajo las condiciones de seguridad exigidas. La demanda estará abastecida en cualquier otra condición menos exigente (demandas más bajas o mayores aportes de las centrales).

Se ha adoptado como criterio de seguridad en potencia, el abastecer el sistema con una reserva del 20% de la demanda máxima, y de energía el satisfacer la demanda en condiciones de seguridad hidrológica 95%. Es decir, en un 95% de los casos los aportes a las centrales hidroeléctricas serán mayores. Ambos criterios, especialmente el de reserva en potencia, pueden ser objeto de un mayor análisis. Se justifica un análisis paramétrico de la reserva en potencia, lo que es fácil de hacer en el modelo global.

En estricto rigor los aportes que dan seguridad de abastecimiento 95% para el sistema no corresponden a la suma de aportes de seguridad 95% para cada central separadamente. Sin embargo, aceptaremos esta aproximación en el modelo global. (Los estudios detallados de operación deberán tomar en cuenta este efecto).

Se puede esperar que la situación crítica del sistema, la que determinará la necesidad de nuevas instalaciones será el abastecimiento de la estación seca del año hidrológico 95% seco. Por existir embalses de capacidad importantes con respecto al tamaño del sistema y para representar explícitamente la operación de centrales térmicas y las transferencias de energía en año seco, se exigirá el abastecimiento del consumo anual, separado en estación húmeda y estación seca para la condición hidrológica 95% seca.

Como se indicó, la demanda también presenta un carácter aleatorio, pero no existen suficientes antecedentes para estimar su desviación con respecto al promedio. Por este motivo, se tomará para el estudio, la previsión de demanda a largo plazo, que por lo general es optimista. Un análisis paramétrico permite estudiar variaciones de ella.

/4. Criterio

4. Criterio económico

Si se considera que la demanda debe ser abastecida, el consumo será el mismo para todos los programas alternativos de abastecimiento y al imponer además condiciones mínimas de seguridad, se puede considerar que éstos dan el mismo servicio. En este caso, el criterio del máximo beneficio actualizado se transforma en el de mínimo costo. Es decir, se tratará de determinar el programa que abastezca la demanda, bajo las condiciones de seguridad exigidas, al mínimo costo.

En teoría, se debería calcular el costo esperado de abastecimiento incluyendo todas las situaciones hidrológicas posibles, sin embargo, como simplificación, se tomará el costo de explotación para la generación más probable de las centrales hidroeléctricas.

En resumen, se tratará de minimizar el costo de abastecimiento del sistema con el aporte de las centrales hidráulicas para hidrología 50%, pero sujeto a la restricción de seguridad que exige que el sistema sea abastecido con una hidrología 95% y con una reserva de 20% de potencia.

5. Ecuaciones de abastecimiento

Como ya se ha expresado, el consumo quedará representado por la demanda máxima y las energías requeridas en la estación húmeda y la estación seca. Además, respetando las condiciones de seguridad, las restricciones de abastecimiento para cada período serían:

Potencia garantizada (P_g). Corresponde a la demanda máxima anual más una reserva. Debe ser abastecida por el aporte neto de las centrales existentes e instaladas hasta la fecha. Se ha adoptado una reserva de 20%, cifra que debe ser objeto de mayor estudio o bien de un análisis paramétrico. En el Sistema Integrado, la demanda máxima es menor que la suma de las demandas máximas de los países. Esto se tomará en cuenta disminuyendo la demanda máxima de cada país. En un sistema de mayor tamaño, el porcentaje de reserva puede ser más bajo para obtener la misma seguridad. Sin embargo es necesario realizar un estudio de otro tipo para determinar exactamente en cuánto se puede disminuir la reserva del sistema integrado con respecto a los países individuales.

/Energía garantizada

Energía garantizada estación húmeda (GH). Corresponde al abastecimiento de la energía de la estación húmeda considerando la producción de las centrales hidráulicas durante el período húmedo de un año seco.

Energía garantizada estación seca (GS). Corresponde al abastecimiento de la energía de la estación seca con la producción de las centrales hidroeléctricas en año seco.

Energía promedio estación húmeda (PH). Corresponde al abastecimiento del consumo de la estación húmeda considerando los aportes promedios de las centrales hidroeléctricas en esta estación.

Energía promedio estación seca (PS). Corresponde al abastecimiento del consumo de la estación seca con los aportes promedios de las centrales hidroeléctricas en dicha estación.

Las tres primeras restricciones constituyen objetivos de garantía del sistema y son las que determinan las capacidades adicionales en centrales y sistemas de transmisión necesarios para satisfacer las condiciones de seguridad exigidas en el abastecimiento de la demanda. Las otras dos restricciones determinan las condiciones y el costo de explotación del sistema en año medio.

En resumen se tiene:

Ecuación de abastecimiento de potencia:

Potencia neta disponible $\geq$ demanda máxima + reserva mecánica

Ecuación de abastecimiento en condiciones hidrológicas de año seco y para cada estación:

Producción garantizada $\geq$ energía demandada

Ecuaciones de abastecimiento en condiciones hidrológicas promedio y para cada estación:

Producción esperada $\geq$ energía demandada

Por comodidad, tanto la energía demandada como los aportes se expresan en potencia media de cada bloque. Como se verá posteriormente con mayor detalle, las producciones de las centrales térmicas están representadas explícitamente por variables. Las generaciones de centrales hidroeléctricas son una función lineal de la potencia instalada. Para las centrales existentes, si su aporte tiene costo nulo (potencia térmica, energía hidráulica), se restan de la demanda; en caso contrario (generación de térmicas existentes), son representadas explícitamente por variables.

/La demanda

La demanda debe ser abastecida con las centrales existentes y las instalaciones que se realicen en el período de estudio.

Los tipos de equipamiento futuro considerados son:

- Centrales hidroeléctricas
- Centrales geotérmicas
- Centrales termoeléctricas convencionales a petróleo en cada uno de los países
- Turbinas de gas en cada uno de los países
- Instalación y ampliación del sistema de transmisión entre nodos.

6. Representación de las centrales hidroeléctricas futuras

Las alternativas hidroeléctricas presentan características individuales importantes que las diferencian entre sí (capacidad, régimen hidrológico, capacidad de regulación). Además, en el caso estudiado, el desarrollo de algunos de los proyectos significaría cambios importantes en el abastecimiento de los sistemas. Por estos motivos se justifica representar cada proyecto hidroeléctrico por sus propias características. Es evidente que, en este caso, el grado de definición de los proyectos propuestos, es decir la precisión con que se conocen tanto sus características de generación como sus costos, debe ser homogéneo.

En el caso en estudio se observa la existencia de un gran número de proyectos con grados de definición muy diversos. Algunos carecen incluso de datos hidrológicos; en otros, la estimación de costo es muy burda.

Debido a las razones expuestas se seleccionó un número mínimo de proyectos (2 o 3 por país) que permitiera desarrollar tanto los modelos nacionales como el interconectado, en el entendido que se precisa una revisión y complementación de los antecedentes básicos de los proyectos que permitan asegurar la presencia, en el modelo, de los proyectos más atractivos.

Los proyectos seleccionados fueron los siguientes:

Guatemala

Semuc

Xalalá

Polochie

El Salvador

El Tigre

Zapotillo

Paso del Oso

/Honduras

Honduras	Naranjito
	Remolino
Nicaragua	Paso Real
	Copalar
Costa Rica	Boruca
	Siquirres
	Guayabo
Panamá	Changuinola
	Teribe 1
	Teribe 2

a) Variables de capacidad

Una de las incógnitas del problema es saber hasta qué punto conviene desarrollar un recurso hidroeléctrico. Por lo tanto, la capacidad de las centrales futuras es una variable importante de representar.

En un mismo proyecto, se obtienen para diferentes potencias, distintas energías posibles de ser generadas.

Respecto a los costos de inversión, se presentan efectos de economía de escala, es decir, el costo no crece en forma proporcional a la potencia. A medida que aumenta la potencia instalada disminuye el costo unitario de inversión.

Por otra parte, la energía generable que está determinada por los caudales afluentes, no aumenta proporcionalmente con la potencia instalada (rendimiento marginal decreciente).

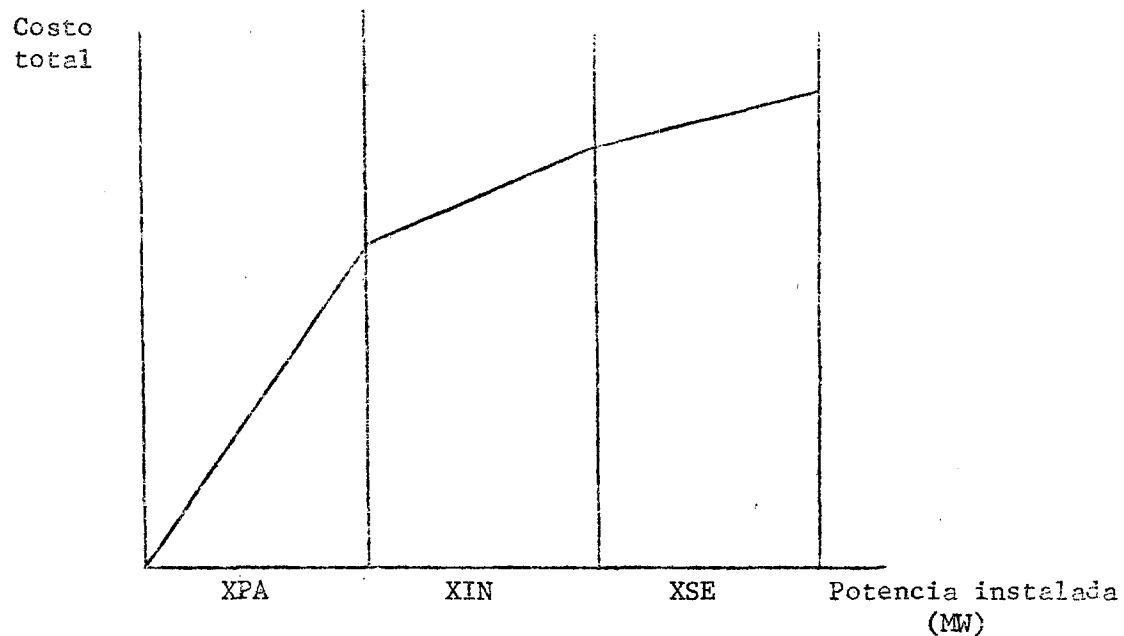
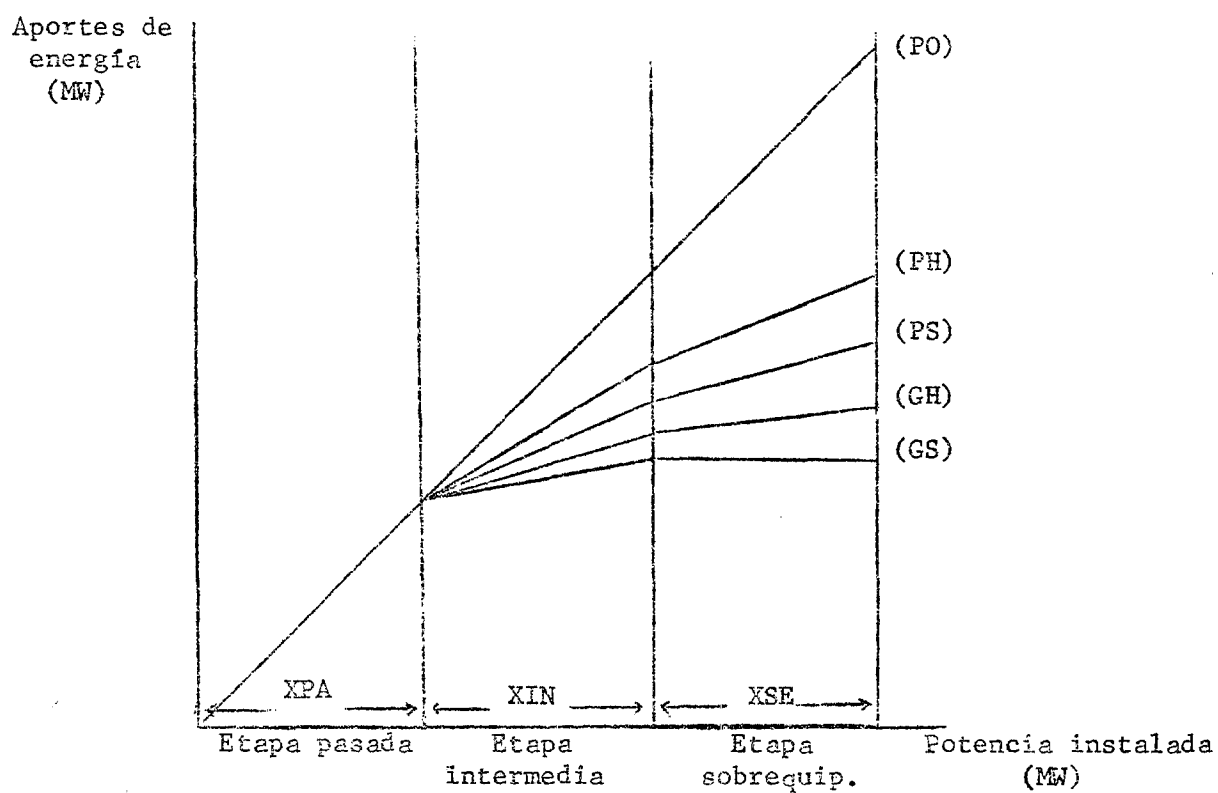
En resumen, tanto el costo de inversión como la generación anual tienen variaciones no lineales con la potencia instalada. Para lograr una representación de estas características a través de relaciones lineales se ha procedido a descomponer la central total en varias etapas o subcentrales ficticias, para cada una de las cuales se puede suponer una variación lineal de aportes de energía y costos de inversión.

Debe establecerse restricciones adicionales para que la suma de estas variables corresponda a la central real. En el gráfico 1 se presentan las características de la central y su descomposición en etapas.

/Gráfico 1

Gráfico 1

CARACTERISTICAS DE LA CENTRAL



/Los nombres

Los nombres asignados a las etapas son "pasada", que corresponde a la central con factor de pleno uso; "intermedia" y "sobreequipamiento" corresponden al desarrollo de la central con factores de planta decreciente.

b) Restricciones de capacidad

La central real es representada por variables independientes entre sí para las distintas etapas en que artificialmente se ha descompuesto. Deben, por lo tanto, agregarse restricciones que limitan la capacidad de cada etapa al máximo supuesto en la representación y otras que ligen estas etapas entre sí para que la suma represente la central real.

En general, la central puede ser instalada en cualquiera de los cuatro períodos. Las variables de capacidad para cada período son independientes, de modo que la central puede instalarse por partes en distintos períodos. Las restricciones consideran que, para cada período la potencia total instalada hasta la fecha en cada etapa de la central no debe superar al máximo.

Se escribe una restricción de capacidad máxima de la central para la etapa de pasada. La suma de las potencias instaladas en pasada en todos los períodos debe ser inferior o igual al máximo:

$$\text{Potencia instalada etapa pasada} \leq \text{Potencia máxima de pasada en los cuatro períodos}$$

Una etapa sólo puede instalarse una vez completada la etapa anterior. Sin embargo, como esta restricción no puede plantearse en términos lineales, se acepta la existencia de una proporcionalidad entre cada etapa y la anterior y los respectivos valores máximos.

Por ejemplo, para las etapas pasada e intermedia:

$$\text{Potencia instalada intermedia} \leq \frac{\text{Potencia máxima intermedia}}{\text{Potencia máxima pasada}} \text{Potencia instalada pasada}$$

/Esta restricción

Esta restricción sirve a la vez de relación entre las etapas pasada e intermedia y de restricción para la capacidad máxima de la potencia intermedia; y debe plantearse para cada período. En cada uno de ellos la potencia instalada es igual a la capacidad desarrollada hasta la fecha en la central, es decir, es la suma de las variables del mismo tipo correspondientes de los períodos anteriores hasta el período en estudio inclusive.

Entre las etapas de sobreequipamiento e intermedia se plantea una restricción análoga a ésta.

En el anexo 1 se detalla con un ejemplo el planteamiento de las restricciones de una central hidroeléctrica.

c) Aportes de energía

Como se indicó anteriormente, desde el punto de vista de seguridad del abastecimiento, debe satisfacerse la demanda con los aportes de las centrales hidroeléctricas en año de seguridad hidrológica 95%. Para el cálculo del costo de operación el sistema debe abastecerse con los aportes esperados.

Para representar los aportes de las centrales, se han estudiado las energías en los períodos indicados en función de la potencia instalada. Estas curvas de energía garantizada y de energía media en estación húmeda y seca, se han linealizado para cada una de las subcentrales o etapas que representan la central. (Como puede verse en el gráfico 1.)

Esto quiere decir que para cada etapa existe un aporte de energía constante por unidad de potencia instalada en cada uno de los bloques de demanda. Por lo tanto, la producción de la central queda dada por una función lineal de la potencia instalada a la que se suman o restan los aportes de regulación estacional. De este modo, los aportes de las centrales hidroeléctricas a cada bloque de demanda pueden representarse en una "matriz de aportes" como la que se indica en el anexo 1, en el cual se da un ejemplo de la matriz de aportes y de las restricciones de una central hidroeléctrica.

Las potencias instaladas en centrales en un período contribuyen al abastecimiento de ese período y los siguientes, de modo que en la matriz de aportes la variable instalación indicada significa, en realidad, las variables correspondientes al período en estudio y a los anteriores.

La determinación de la energía generable para distintas potencias instaladas se realiza empleando un "Programa de Operación Simulada de una Central Hidroeléctrica" elaborado por ENDESA, utilizando la información hidrológica disponible (1964-1973).

La energía disponible en año hidrológico 95% seco se ha determinado a partir de la estadística real de 10 años, suponiendo una distribución LOG-normal de los aportes.

Se ha considerado que el aporte neto de energía de la central al sistema es un 95% de su energía afluente en año promedio y 98% del mismo en año seco, en razón de las pérdidas de agua por mantenimiento y fallas de la central, por no estar ubicada en la curva de carga, (lo que justifica una diferencia entre año promedio y año seco) y las pérdidas de transmisión entre la central y el nodo. Estos valores podrían modificarse en función del tamaño de la central y la fecha de instalación o del diseño de su sistema de transmisión.

d) Variables de explotación

Algunas de las centrales hidroeléctricas estudiadas poseen una capacidad de embalse que les permite una regulación estacional. Esta capacidad de regulación se ha representado, para cada central, a través de una variable que es la energía traspasada de la estación húmeda a la estación seca.

Se utilizó una sola variable de traspaso tanto para el año hidrológico promedio como para el seco. En la realidad la operación del embalse será distinta en año seco, medio o húmedo, pero no es necesario precisarla con mayor detenimiento ya que la representación del embalse es muy simplificada.

Cuando la capacidad del embalse es importante con respecto al consumo, su operación dependerá del resto de las instalaciones existentes. Por este motivo, el valor de la variable de operación puede ser distinto en cada período.

/e) Restricciones

e) Restricciones de operación del embalse

Se deben imponer tres condiciones a la operación del embalse:

- La transferencia no debe sobrepasar un cierto volumen máximo definido éste por la capacidad del embalse, limitaciones de riego o razones de seguridad. A falta de mejores antecedentes, se ha considerado para este caso el volumen máximo de transferencia en un 80% de la capacidad útil del embalse.

Transferencia estación húmeda a estación seca	$\leq$	Volumen máximo
---	--------	----------------

- La transferencia no puede sobrepasar los aportes disponibles en la estación húmeda, menos la energía exigible a la central durante la estación húmeda, por razones de potencia. Se ha supuesto que las exigencias por razones de potencia en la estación húmeda corresponden a una generación de 150 horas de potencia máxima.

Transferencia estación húmeda a estación seca	$\leq$	Aporte estación húmeda - mínimo exigido en embalse húmedo
---	--------	---

- La transferencia no debe ser superior a la potencia sobrante en la estación seca; es decir, la potencia instalada en la central menos el aporte natural en la estación seca.

Transferencia estación húmeda a estación seca	$\leq$	Potencia instalada - Aporte natural Embalse seco
---	--------	--

Estas restricciones deben plantearse para condiciones hidrológicas media y seca. Es posible que algunas de las inecuaciones sea menos restrictiva que otras para todo el rango de potencia; en ese caso, no es necesario plantearla en el sistema de restricciones. Por lo menos puede decirse que basta plantear la segunda restricción para hidrología seca y la tercera, para hidrología media.

Para los proyectos en la misma cuenca hidrológica, en los cuales existe dependencia en la operación de los embalses, ésta se ha considerado a través de restricciones especiales para cada caso.

7. Centrales térmicas a vapor y turbinas a gas futuras

Se han considerado las alternativas de instalación de centrales térmicas a vapor y a gas en cada uno de los seis nodos. Su representación es idéntica y las explicaciones siguientes son válidas para ambas, excepto en lo que se refiere a los coeficientes de disponibilidad y operación mínima, como se detallará más adelante.

a) Variables de capacidad

Las centrales térmicas presentan economías de escala en los costos de inversión y explotación, lo que conduciría a instalar centrales del mayor tamaño posible. Pero por otra parte, razones de seguridad del sistema aconsejan imponer un tamaño máximo a las unidades.

La representación de la variación de los costos con el tamaño no se ha tomado en cuenta explícitamente en el modelo, sino que se ha adoptado una unidad de tamaño máximo en cada período. El tamaño de la central está reflejado en el costo correspondiente, siendo la potencia a instalar una variable continua. Las variaciones en la solución con respecto al costo representado, deben hacerse por aproximaciones sucesivas. Es decir, debe buscarse una nueva solución en la que se hayan modificado los costos de acuerdo al resultado inicial. La experiencia ha indicado que es un procedimiento aceptable.

Se han considerado, en una primera aproximación, unidades térmicas de vapor de 100 MW para todos los países y períodos, excepto Honduras en el primero y segundo períodos, donde se aceptan solamente unidades de 50 MW.

Para las turbinas a gas se han adoptado costos de unidades de 25 MW en todos los períodos y países.

La variable de capacidad representa la potencia bruta instalada en centrales a vapor del tamaño correspondiente al costo utilizado en la función objetivo. El aporte de potencia neta al sistema está considerado a través de un coeficiente en la restricción de abastecimiento correspondiente.

Las centrales instaladas en cada período, contribuyen al abastecimiento de ese período y los siguientes.

/b) Variables

b) Variables de explotación

Las centrales térmicas complementan a las hidroeléctricas ante variaciones de los aportes hidrológicos, y tendrán generación distinta en función de las contribuciones de las centrales hidroeléctricas.

Si las centrales termoeléctricas a vapor se instalan, por razones de abastecimiento de energía en año seco, se utilizará al máximo su capacidad, y se podrá expresar en año seco su aporte máximo en función de la potencia instalada. Las turbinas a gas se instalan por necesidades de potencia, generando el mínimo necesario en energía y su aporte en años medio y seco podría expresarse en función de la potencia instalada.

Sin embargo, se ha estimado conveniente para representar en forma detallada la explotación, definir variables de generación de las centrales térmicas a vapor y turbinas a gas en año medio y seco y para cada estación. Las variables de generación en año medio aparecen en la función objetivo.

Como una manera de disminuir el número de variables, sólo se ha considerado una en cada período, que representa la generación de todas las potencias en centrales térmicas nuevas instaladas hasta ese período, y, por lo tanto, se asigna el mismo costo de generación a todas estas centrales en cada uno.

c) Restricciones

Las centrales térmicas a vapor y turbinas a gas tienen las siguientes limitaciones de operación:

1. La generación de las centrales térmicas está limitada a un máximo determinado por la potencia instalada, la disponibilidad por fallas eventuales y los períodos de mantenimiento programados. Esta generación se escribe como un factor de planta máximo que multiplica la potencia instalada.

$$\text{generación térmica} \leq \text{generación máxima posible}$$

/Los factores

Los factores de planta máximo empleados para las térmicas a vapor son 0,77 y 0,86 para estación húmeda y seca, respectivamente. Para las turbinas a gas estos valores son 0,81 y 0,90.

2. Es necesario demandar una generación mínima a las centrales térmicas:

$\text{generación térmica} \geq \text{generación mínima exigida}$

A las centrales térmicas a vapor se les ha exigido un factor de planta mínimo de 0,25 en la estación seca y 0,20 en la húmeda; a las turbinas a gas, un factor de planta mínimo de 6% en ambas estaciones.

8. Centrales geotérmicas

En todos los países estudiados, excepto Honduras, existe la posibilidad de instalación de unidades de generación geotérmica.

Por tener un costo variable de generación prácticamente nulo, de instalarse estas centrales operarían en la base. Su aporte está limitado solamente por las fallas y los períodos de mantenimiento. Por este motivo se les ha dado un tratamiento muy similar a las centrales hidroeléctricas.

a) Variables

Se define solamente la variable de capacidad instalada para cada período.

b) Aportes

Los aportes de la central son función de la potencia instalada. Se acepta que aportan el máximo posible, limitado por las fallas y períodos de mantenimiento. El aporte neto en potencia es de 0,95 y los factores de planta 0,84 y 0,92 para las estaciones húmeda y la seca, respectivamente.

c) Limitación de los recursos disponibles

Los recursos geotérmicos disponibles se limitan en cada período a las posibilidades de desarrollo de pozos productivos. Se ha considerado que aquellos recursos posibles de desarrollarse y no seleccionados por el

programa en un período podrían ser agregados al desarrollo posible del período subsecuente a través de la siguiente restricción que se impone en cada período.

$$\text{Suma de las potencias instaladas hasta el período} \leq \text{Máximo disponible}$$

9. Sistema de transmisión

No es posible representar adecuadamente las ampliaciones del sistema de transmisión en un modelo tan simplificado. Sin embargo sus características se representan de manera aproximada con el objeto de obtener una estimación de las energías intercambiadas entre países y su influencia en la selección de alternativas de generación. Esta representación simplificada puede obligar a realizar procesos iterativos en la búsqueda de la solución óptima.

a) Variable de capacidad

Se define una variable de capacidad de transmisión entre nodos para cada período. Es una variable continua que tiene asociado un costo de inversión (US\$/MW transmitido). Representa la capacidad adicional de transmisión que se instala en cada período y la transmisión está limitada a la suma de las capacidades instaladas más la capacidad inicial.

b) Variables de explotación

Las variables de explotación corresponden a las transmisiones que se efectúan en cada bloque que representa las demandas y a cada período a través de las nuevas líneas de transmisión. Las variables de explotación disminuyen la energía disponible en el nodo, al cual llegan y aportan esa energía, disminuida por la pérdida de la línea, al nodo al cual llegan.

c) Restricciones

La potencia transmitida no puede superar a la capacidad instalada inicial y adicionada en los períodos precedentes.

$$\text{Transmisión} \leq \text{Capacidad de las líneas}$$

/Se podría

Se podría pensar en aplicar un coeficiente de factor de carga de la transmisión para determinar la capacidad necesaria en las líneas. A ese coeficiente se le asignó un valor de uno. La capacidad de las líneas es la inicial más la instalada hasta el período en estudio.

Por razones económicas no aparecerán transmisiones en ambos sentidos. Entonces para limitar el número de restricciones se escribe en la restricción que la suma de las transmisiones en ambos sentidos es menor que la capacidad instalada.

d) Limitación de las transmisiones

Dadas las características del problema, puede ser interesante analizar cómo se modifica la solución cuando las transmisiones de energía o potencia se limitan a ciertos valores máximos.

Esta limitación puede ser representada en distintas formas: una posibilidad es limitar directamente las variables de transmisión a un valor determinado. Así se ha hecho en algunos de los casos estudiados para el Sistema Integrado.

Otra posibilidad es plantear una restricción que exija que cierto porcentaje del consumo sea como mínimo, abastecido por las centrales propias del nodo. Esta restricción puede plantearse para todos o solamente para algunos de los productos de consumo, (potencia máxima o energía en año seco, por ejemplo).

10. Equipamiento existente

El equipamiento existente a la fecha de iniciación del estudio se representa en forma similar a las centrales futuras, con algunas excepciones que tienden a simplificar el planteamiento.

Por ser centrales ya instaladas, se cuenta con sus aportes garantizados sin un aumento del costo esperado de abastecimiento. Por lo tanto, se ha restado el aporte constante que significa la potencia a la demanda por abastecer.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, los aportes de energía han restado del aporte constante de la demanda por abastecer. Para las centrales térmicas a vapor, diesel o a gas, la operación en año medio y seco se ha representado por la generación en cada estación y cada período.

/La capacidad

La capacidad de embalse de las centrales hidroeléctricas existentes se ha representado por una variable de traspaso de energía de estación húmeda a estación seca. Esta variable está limitada a un valor máximo definido en forma similar que para los proyectos hidroeléctricos.

11. La función de costo

La función objetivo a minimizar debe ser una función lineal de las variables (incógnitas) del problema y comprende dos términos, actualizados a la fecha inicial del período de estudio:

- El costo de inversión es proporcional a los equipamientos construidos; se le consideran renovaciones hasta el infinito y se le agregan los costos fijos de operación.

- El costo de explotación es proporcional a la producción de la central. Se considera el abastecimiento del sistema en el período de estudio. A partir del año 17 y hasta el infinito se supone que se mantiene la situación del último año del estudio.

El abastecimiento se analiza para el último año de cada período, sin embargo, tanto las inversiones como los costos de operación se realizan en distintos años del período. Por este motivo, se han hecho hipótesis simplificadoras para que estos efectos queden considerados en los coeficientes de actualización.

a) Actualización de las inversiones

En la práctica, las inversiones estarían distribuidas en los tres o cinco años del período. Si suponemos que se ponen en servicio centrales cada dos años, con potencias iguales al crecimiento de la demanda, una inversión equivalente se concentra a principios del segundo año del período de tres y en el tercer año del período de cinco.

El coeficiente de costos de la variable de instalación debe representar el costo de inversión actualizado a la fecha inicial del estudio, y eso depende, además, del costo unitario del período en que se realice la inversión, la vida útil del equipo, el costo fijo de explotación y la tasa de actualización.

En el anexo 3 se indica el cálculo de los coeficientes de actualización para cada período y cada tipo de equipo.

/b) Actualización

b) Actualización de los costos variables

Las variables de explotación de las centrales térmicas corresponden a la generación de la central para el abastecimiento del último año del período. Sin embargo, la generación varía a lo largo de él. Se ha supuesto una variación lineal año a año de la generación de una central de un período a otro y los coeficientes de costo de generación se han calculado con base en esta hipótesis. En el cuarto período se ha agregado el valor correspondiente a la generación de los años 17 al infinito en que se ha supuesto se mantiene la situación del último año del cuarto período.

En el anexo 3 se indica la forma de cálculo de los coeficientes y los valores resultantes.

V. CONCLUSIONES

El objeto de este trabajo ha sido el planteamiento del Modelo Global de Selección de Inversiones para determinar su aplicabilidad a los estudios de interconexión del Istmo Centroamericano. Por este motivo no se han realizado los análisis paramétricos necesarios para determinar todas las alternativas cercanas al óptimo. Por otra parte, en algunos casos se han efectuado estimaciones para suplir información cuando ésta era incompleta.

A modo de ejemplo, sin embargo, comentaremos brevemente los resultados iniciales. Las bases económicas del estudio son: nivel de precios de principios de 1975, tasa de actualización del 12% anual; al precio del petróleo de 11.5 dólares por barril en 1975 se le ha supuesto un aumento en términos reales de 3.5% anual a partir de esa fecha.

Para Guatemala los datos correspondientes incluyen un margen mayor de estimaciones con respecto a los proyectos hidroeléctricos, debido a que ninguno de los propuestos contaba con antecedentes suficientes, de modo que la solución obtenida sólo puede ser válida una vez definidos éstos.

En El Salvador aparece interesante desarrollar todos los recursos geotérmicos disponibles. Zapotillo (primer período) surge antes que El Tigre (tercer período) y Paso del Oso no se manifiesta en la solución, que contiene centrales térmicas a vapor (en el primero, tercero y cuarto) y turbinas de gas (del segundo en adelante) que complementaron los dos proyectos hidroeléctricos desarrollados.

En Honduras, Remolino se desarrolló antes que Naranjito (primer período y tercer período respectivamente) instalándose centrales térmicas a vapor en los períodos segundo, tercero y cuarto.

En Nicaragua se instalaron todos los recursos geotérmicos disponibles. Copalar (primer período) aparece más atractivo que Paso Real (tercer período), complementándose el desarrollo con turbinas a gas en los períodos primero, segundo y cuarto.

/En Costa Rica,

En Costa Rica, Guayabo y Siquirres resultaron muy atractivas, con prioridad al desarrollo geotérmico. Es necesario realizar mayores análisis para determinar el orden más económico para instalar ambas centrales. Boruca es un proyecto atractivo pero muy grande para el sistema nacional, por lo cual se postergó hasta el tercero o cuarto período. Sería conveniente analizar su construcción por etapas.

En Panamá el orden más conveniente de entrada en operación de las centrales hidroeléctricas es Teribe 2, Teribe 1, Changuinola. Se desarrollan todos los recursos geotérmicos y se instalan centrales térmicas solamente una vez que se han agotado los tres proyectos hidroeléctricos considerados.^{1/}

Al realizar un estudio del Sistema Integrado sin limitación en las transmisiones, se aprecia un adelanto en los proyectos Siquirres, Guayabo y Boruca para transmitir su energía a Nicaragua y Panamá cuyos proyectos hidroeléctricos se han postergado. Entre Guatemala y El Salvador aparecen transferencias de energía en ambos sentidos. Indudablemente este resultado es válido en la medida en que los costos de los proyectos estén determinados de manera homogénea.

Al ponerse un límite a las transmisiones, éstas se realizan hasta ese máximo, debiendo Nicaragua y Panamá adelantar sus proyectos hidroeléctricos para realizar el abastecimiento. En los demás casos, Honduras-Nicaragua y El Salvador-Honduras las transmisiones en particular se efectúan en distinto sentido, según el período y la condición hidrológica.

La conclusión final es que el Modelo Global de Selección de Inversiones puede ser un instrumento muy útil en la determinación de programas alternativos que deberían ser analizados detalladamente en una segunda etapa a través del estudio de una operación detallada del sistema.^{2/} Resulta interesante destacar que su aplicación es relativamente rápida pues se emplea un programa de programación lineal disponible prácticamente en la biblioteca de todos los computadores. Si se dispone de un programa eficiente como el APEX III, los tiempos de computación son bastante bajos. Sería por lo tanto recomendable resolver el modelo planteado en forma más detallada para cada uno de los países con el objeto de mejorar la representación de la operación de los sistemas.

^{1/} Esto ocurre también en los otros países.

^{2/} Véase el anexo 4.

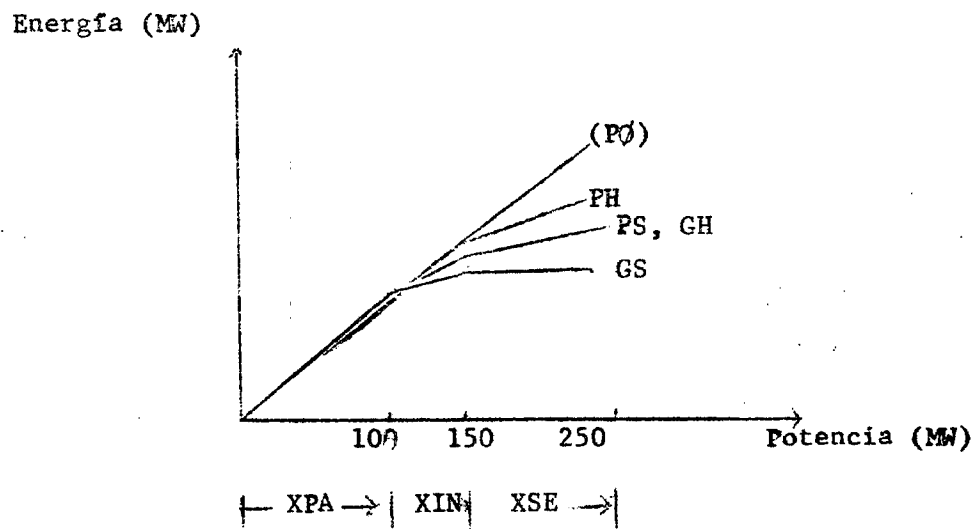
ANEXOS

Anexo 1

ECUACIONES DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA

De un estudio de operación de la central se determina la potencia firme,^{1/} la energía de año promedio y año seco que puede generar la central. Se calcula la energía generable en estaciones húmeda y seca, sin considerar la operación del embalse estacional. Este análisis se hace para distintas potencias instaladas en la central llegando a obtener curvas de energía generable en función de la potencia instalada para las estaciones húmeda y seca de año promedio y año seco. Se expresa esta energía en potencia media (MW), dividiendo la energía generable por el número de horas de la estación.

De acuerdo con la forma de estas curvas se divide la potencia instalada en tres zonas o etapas en las cuales se linealiza la curva. En el gráfico se muestra esta curva para una central adoptada como ejemplo:



^{1/} Potencia disponible en el período seco de un año de hidrología seca.

La potencia instalada en la central es la suma de las etapas en las cuales ha sido dividida: pasada (XPA), intermedia (XIN) y sobreequipamiento (XSE).

La energía que la central puede generar queda representada por una función lineal de la potencia instalada. Esta relación puede expresarse a través de una matriz denominada matriz de aportes de la central y son, por lo tanto los coeficientes de la variable en cada ecuación de demanda.

<u>Bloque de demanda</u>	<u>XPA</u>	<u>XIN</u>	<u>XSE</u>
PO	0.95	0.95	0.94
PH	0.95	0.95	0.48
PS	0.95	0.57	0.17
GH	0.98	0.57	0.17
GS	0.98	0.49	-

Por ejemplo, en la restricción de consumo del período p aparecerán las variables de esta central en la forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Restricción de potencia (PO)} \quad & 0.95 \sum_{i=1}^P XPA_i + 0.95 \sum_{i=1}^P XIN_i + \\
 & + 0.94 \sum_{i=1}^P XSE_i
 \end{aligned}$$

y análogamente para los otros productos de la demanda.

Si existe la posibilidad de regulación estacional, debe restarse energía en la estación húmeda y agregarse en la estación seca. Como el número de horas de ambas estaciones es aproximadamente el mismo 1 MW en cada estación es equivalente. Si llamamos XEE la variable de traspaso de energía, a la matriz de aportes debe agregarse una columna:

	<u>XEE</u>
PO	-
PH	-1
PS	1
GH	-1
GS	1

/El aporte

El aporte a la restricción de abastecimiento para estación promedio seca quedaría:

$$0.95 \sum_{i=1}^p XPA_i + 0.57 \sum_{i=1}^p XIN_i + 0.17 \sum_{i=1}^p XSE_i + XSE_p$$

En cada período aparecen, en las restricciones de la demanda, los aportes de todas las centrales hidroeléctricas posibles de instalar en la forma indicada.

La capacidad total instalada no puede sobrepasar los límites que se han impuesto a cada subcentral. Se impone esta restricción a la variable pasada:

$$\sum_{i=1}^4 XPA_i \leq 100$$

Además se impone para cada período p que se cumpla, a lo menos la relación de potencias máximas de las subcentrales pasada (100) e intermedia (50):

$$\sum_{i=1}^p XIN_i - 0.50 \sum_{C=1}^p XPA_i \leq 0 \quad p = 1 \text{ a } 4$$

y la relación de potencias entre las subcentrales intermedia (50) y sobreequipamiento

$$\sum_{i=1}^p XSE_i - 1.33 \sum_{i=1}^p XIN_i \leq 0 \quad p = 1 \text{ a } 4$$

Debe imponerse las restricciones a la operación del embalse estacional:

/1) Traspaso

1) Traspaso menor que el máximo aceptado (11 MW en el caso del ejemplo) o para cada período p:

$$XEEp \leq 11$$

$$p = 1 \text{ a } 4$$

2) Traspaso menor que el aporte en la estación húmeda; menos lo exigido a la central en la estación húmeda

$$XEEp - 0.83 \sum_{i=1}^p XPA_i - 0.42 \sum_{i=1}^p XIN_i - 0.15 \sum_{i=1}^p XSE_i \leq 0$$

$$p = 1 \text{ a } 4$$

3) Traspaso menor que potencia disponible en estación seca

$$XEEp - 0.40 \sum_{i=1}^p XIN_i - 0.82 \sum_{i=1}^p XSE \leq 0 \quad p = 1 \text{ a } 4$$

en este caso la restricción (3) es más restrictiva que la (2) para todos los valores de las variables y no es necesario ponerla.

Anexo 2

ECUACIONES DE UNA CENTRAL TERMICA

Las centrales térmicas a vapor y turbinas a gas se representan por variables de potencia instalada y generación en cada estación de año medio y seco.

Sean las variables

XPO Potencia instalada

XPH Generación en año promedio, estación húmeda

XPS Generación en año promedio, estación seca

XGH Generación en año seco, estación húmeda

XGS Generación en año seco, estación seca

Si x es el aporte neto en potencia, los coeficientes de cada variable en las ecuaciones de abastecimiento del consumo son:

Restricciones

<u>Consumo</u>	<u>XPO</u>	<u>XPH</u>	<u>XPS</u>	<u>XGH</u>	<u>XGS</u>
PO	1	-	-	-	-
PH	-	1	-	-	-
PS	-	-	1	-	-
GH	-	-	-	1	-
GS	-	-	-	-	1

La variable de potencia de una central en un período abastece también la potencia en los períodos siguientes. En cambio, la variable de generación de un año representa la generación de las centrales térmicas instaladas ese año y los anteriores.

Así para el período p , las restricciones de generación máxima y mínima se expresarán como se indica a continuación. Siendo:

f_1 : Factor de planta máximo estación húmeda

f_2 : Factor de planta máximo estación seca

f_3 : Factor de planta mínimo estación húmeda

f_4 : Factor de planta mínimo estación seca

$$XPH_p - f_1 \sum_{i=1}^p XPO_i \leq 0 \quad p = 1 \text{ a } 4$$

$$-XPH_p + f_3 \sum_{i=1}^p XPO_i \leq 0 \quad p = 1 \text{ a } 4$$

$$XPS_p - f_2 \sum_{i=1}^p XPO_i \leq 0 \quad p = 1 \text{ a } 4$$

$$-XPS_p - f_4 \sum_{i=1}^p XPO_i \leq 0 \quad p = 1 \text{ a } 4$$

lo mismo para las variables de generación en año seco.

Anexo 3.

COEFICIENTES DE ACTUALIZACION

Coefficientes de actualización de la inversión

La inversión unitaria I (actualizada a la fecha de puesta en servicio de la central) expresada en miles de US\$/MW se supone concentrada a comienzos del segundo año en los períodos que tienen tres años y a comienzos del tercero en los períodos de cinco. Se considera la reinstalación al infinito de la inversión. Se agrega a este costo el valor presente del costo fijo de explotación.

Se actualiza a comienzos del primer año del estudio. Este es el instante cero y por lo tanto las inversiones se realizan en los instantes 1, 4, 8 y 13.

Si se usa la notación:

I Inversión unitaria (miles de US\$/MW) actualizada a la fecha de puesta en servicio

CF Costo fijo anual expresado en 0/1 de la inversión

R_n Factor de recuperación del capital para n años

a Tasa de actualización

T Vida útil del equipo

P Instante en el cual se concentra la inversión en cada período

El coeficiente de actualización de la inversión unitaria I , realizada al instante p será:

$$C_p = \frac{R_T + C_f}{i(1+a)^p} \quad p = 1, 4, 8, 13$$

Se han considerado los siguientes valores de vida útil y costo fijo:

	<u>Vida útil (años)</u>	<u>Costo fijo (0/1)</u>
Central hidroeléctrica	50	0.015
Centrales térmicas a vapor	30	0.0215
Turbinas a gas	15	0.010
Geotérmicas	30	0.026
Líneas de transmisión	30	0.016

/Para una

Para una tasa de actualización de 12%, los siguientes son los coeficientes de actualización que multiplicados por los costos unitarios de inversión forman los coeficientes de la función objetivo;

	<u>Primer período</u>	<u>Segundo período</u>	<u>Tercer período</u>	<u>Cuarto período</u>
Central hidroeléctrica	1.0076	0.7172	0.4558	0.2586
Central térmica a vapor	1.0836	0.7713	0.4902	0.2781
Turbina a gas	1.1667	0.8304	0.5277	0.2995
Central geotérmica	1.1171	0.7951	0.5053	0.2867
Línea de transmisión	1.0427	0.7422	0.4717	0.2676

Coeficientes de actualización de la operación

En el modelo se calcula solamente la generación del último año de cada período. Para el cálculo del costo total de operación en el período se hace una interpretación lineal entre esa generación y la del último año del período anterior.

Además, concordante con la renovación hasta el infinito de las instalaciones de generación y transmisión, se supone que la operación del último año estudiado se repite hasta el infinito.

De este modo el valor actualizado del costo de operación es:

$$\begin{aligned}
 G = & \frac{1}{(1+a)^{0.5}} \left\{ \frac{x_1}{3} \left[1 + \frac{2}{1+a} + \frac{3}{(1+a)^2} + \frac{2}{(1+a)^3} + \frac{1}{(1+a)^4} \right] + \right. \\
 & + x_2 \left[\frac{1}{3(1+a)^3} + \frac{2}{3(1+a)^4} + \frac{3}{3(1+a)^5} + \frac{4}{5(1+a)^6} + \frac{3}{5(1+a)^7} + \right. \\
 & + \left. \frac{2}{5(1+a)^8} + \frac{1}{5(1+a)^9} \right] \\
 & + \frac{x_3}{5} \left[\frac{1}{(1+a)^6} + \frac{2}{(1+a)^7} + \frac{3}{(1+a)^8} + \frac{4}{(1+a)^9} + \frac{5}{(1+a)^{10}} + \frac{4}{(1+a)^{11}} + \right. \\
 & + \left. \frac{3}{(1+a)^{12}} + \frac{2}{(1+a)^{13}} + \frac{1}{(1+a)^{14}} \right] + \\
 & + \frac{x_4}{5} \left[\frac{1}{(1+a)^{11}} + \frac{2}{(1+a)^{12}} + \frac{3}{(1+a)^{13}} + \frac{4}{(1+a)^{14}} + \frac{5}{(1+a)^{15}} \right] + \\
 & + \left. \frac{x_4}{1(1+a)^{15}} \right\}
 \end{aligned}$$

/Si se

Si se desea que el costo de generación quede expresado en miles de US\$, como la generación está expresada en MW, el coeficiente debe estar expresado en miles de US\$/MW, para eso hay que multiplicar el costo unitario expresado en mills/KWh por el número de horas de cada bloque (expresado en miles de horas)

$$\text{Costo de generación (miles US\$) actualizado} = X(\text{MW}) \times \text{Costo unitario} \frac{\text{mills}}{\text{KWh}} \text{ por número horas (miles) } \times \underbrace{\text{coeficiente de actualización}}_{\text{Coeficiente de la función objetivo}}$$

Al multiplicar los coeficientes de actualización por el número de horas de cada estación se llega a los siguientes valores para una tasa de actualización de 12%. Estos valores al multiplicarse por el costo unitario de generación (en mills/KWh) dan el coeficiente de costo de las variables de generación de las centrales térmicas:

	<u>Primer período</u>	<u>Segundo período</u>	<u>Tercero período</u>	<u>Cuarto período</u>
Estación húmeda	10.0107	8.8758	6.8546	8.9913
Estación seca	9.9560	8.8273	6.8171	8.9422

Anexo 4

ASPECTOS COMPUTACIONALES

El tamaño de los problemas lineales resueltos es el siguiente:

	<u>Número de restricciones</u>	<u>Número de variables</u>
Guatemala	117	149
El Salvador	133	133
Honduras	124	133
Nicaragua	124	97
Costa Rica	121	137
Panamá	129	149
Sistema Integrado	841	1 013

La densidad de estos problemas^{1/} es del orden del 6% para los países aislados y menor de 1% para el Sistema Integrado.

Los problemas han sido resueltos en el computador CONTROL DATA CORP. CYBER 70 de la Secretaría de Recursos Hidráulicos de México. Se ha hecho uso del programa APEX III de la CDC especial para resolver problemas de Programación Lineal.

Una solución de los programas para los sistemas aislados ha tomado de 12 a 15 segundos de CPU. Para el modelo del sistema integrado ha tomado 15 minutos de CPU cuando no se le indicó una solución inicial y 8 minutos de CPU al entregársele una solución inicial arbitraria.

^{1/} Proporción de variables no iguales a cero en la matriz principal.

Anexo 5

NOMENCLATURA EMPLEADA EN EL PROGRAMA

1. Nombre de las restricciones

- Función objetivo: $COSTO$
- Funciones auxiliares:
 - INV XXX Costo de las inversiones del país XXX
 - OPE XXX Costo de operación del país XXX
 - INV TRA Inversiones en el sistema de transmisión regional
- Restricciones de abastecimiento del consumo:

Tienen la forma XXX YY I

donde XXX: País (GUA, ELS, HON, NIC, COS, PAN)

YY: Producto del consumo (PO, PH, PS, GH, GS)

I: Período (1 a 4)
- Restricciones de centrales hidroeléctricas

Son de la forma R XXX IN

donde XXX: Nombre de la central

I: Período (1 a 4)

N: Número de la restricción

en general IN = 10 Restricción de capacidad máxima a instalar en etapa pasada

N = 1 Relación entre etapas pasada e intermedia

N = 2 Relación entre etapas intermedia y sobreequipamiento

N = 3 a 5 Restricciones de operación del embalse
- Restricciones de centrales térmicas

son de la forma RTI XX IN

TI: Tipo de central (VA: vapor, Tg: Turbina a gas)

XX: País (GU, EL, HO, NI, CO, PA)

I: Período

N: Número o tipo de la restricción

/N = 0

- N = 0 Límite generación máxima año promedio estación húmeda
- N = 1 Límite generación máxima año promedio estación seca
- N = 2 Límite generación máxima año seco estación húmeda
- N = 3 Límite generación máxima año seco estación seca
- N = 4 Generación mínima exigida año promedio estación húmeda
- N = 5 Generación mínima exigida año promedio estación seca
- N = 6 Generación mínima exigida año seco estación húmeda
- N = 7 Generación mínima exigida año seco estación seca

- Restricciones de las centrales geotérmicas

Son de tipo RGE XX IO

donde XX: País

I: Período (2 a 4)

- Restricciones de transmisión

Son del tipo R XY PP I: Para expresar la limitación de transmisión entre el nodo X e Y en el producto PP de la demanda el período I

XY: Del nodo X al Y (GE, EG, EH, HE, HN, NH, NC, CN, CP, PC)

PP: Producto del consumo (PØ, PH, PS, GH, GS)

I: Período (1 a 4)

2. Nombre de las variables

- Centrales hidroeléctricas

Son del tipo: XXX YY I

donde XXX: Nombre de la central

YY: Tipo de variable (PA: Pasada, IN: intermedia, SE: Sobreequipamiento)

I: Período (1 a 4)

- Centrales térmicas

Son del tipo TI XX YY I

donde TI: tipo de central: GE: Geotérmica
 VA: Vapor futuro
 TG: Turbina a gas futura
 VX, VY: Vapor existentes
 TX, TY: Gas existentes
 DX, DY: Diesel existentes

/XX: país

XX: país (GU, EL, HO, NI, CO, PA)

YY: tipo de variable PØ: potencia instalada

PH: generación año promedio, estación húmeda

PS: generación año promedio, estación seca

GH: generación año seco, estación húmeda

GS: generación año seco, estación seca

I: período (1 a 4)

- Transmisión:

a) Del tipo CAT XY I: Capacidad instalada en transmisión

donde XY: transmisión entre nodos X e Y (GE, EH, HN, NC, CP)

I: período

b) Del tipo T XY PP I

donde XY: transmisión entre el nodo X y el nodo Y (GE, EG, EH, HE, HN, NH, NC, CN, CP, PC)

G: Guatemala

E: El Salvador

H: Honduras

N: Nicaragua

C: Costa Rica

P: Panamá

PP: producto de la demanda en el cual se realiza la transmisión (PØ, PH, PS, GH, GS)

I: período

Anexo 6

INFORMACION BASICA

Se indica a continuación en forma resumida la información básica empleada en el planteamiento y solución del modelo global.

1. Previsión de consumos (demanda máxima y energía anual)

	1980		1990		2000	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Guatemala	329	1 657	940	4 735	2 439	12 285
El Salvador	337	1 638	812	3 948	1 828	8 887
Honduras	162	937	488	2 821	1 301	7 522
Nicaragua	266	1 515	663	3 775	1 396	7 949
Costa Rica	446	2 305	1 077	5 566	2 602	13 448
Panamá	397	2 156	1 105	6 001	3 471	18 852
Sistema Integrado	1 743	10 208	4 577	26 846	11 733	68 943

2. Repartición del consumo anual (% de la energía anual)

	<u>Junio-noviembre</u>	<u>Diciembre</u>	<u>Enero-mayo</u>
Guatemala	48.6	9.4	42.0
El Salvador	50.3	8.9	40.8
Honduras	50.6	8.4	41.0
Nicaragua	46.6	9.0	44.4
Costa Rica	50.9	8.9	40.2
Panamá	51.4	8.8	39.8

3. Centrales hidroeléctricas existentes al inicio del periodo de estudio

<u>País</u>	<u>Central</u>	<u>Potencia instalada (MW)</u>	<u>Energía promedio (GWh)</u>	<u>Energía 95% seca (GWh)</u>
Guatemala	Plantas chicas	21	143.8	136.7
	Los Esclavos	14	67.9	40.6
	Marinela	58	197.8	145.8
	María Linda	90	384.6	256.7
	Pueblo Viejo	300	1 685.0	1 389.0

/País

<u>País</u>	<u>Central</u>	<u>Potencia instalada (MW)</u>	<u>Energía promedio (GWh)</u>	<u>Energía 95% seca (GWh)</u>
El Salvador	5 de Noviembre	81.4	421.2	375.8
	Guajoyo	15.0	89.1	39.0
	Cerrón Grande	135.0	480.2	360.7
	San Lorenzo	180.0	560.1	400.1
Honduras	Río Lindo	77.6	431.0	320.2
	Cañaveral	42.7	114.7	65.3
	El Cajón	270.0	1 219.4	776.6
Nicaragua	General Somoza	46.0	152.5	84.3
	Centroamérica	48.0	193.4	142.2
Costa Rica	Menores	40.0	298.8	298.8
	Garita	30.0	157.0	152.0
	Río Macho	120.0	665.0	592.0
	Cachí	96.0	659.7	581.0
	Arenal	135.0	678.5	552.0
	Corobici	162.0	832.5	677.3
Panamá	Plantas chicas	7.0	36.2	36.2
	Bayano	150.0	776.5	516.8
	Estrella	38.0	253.2	219.0
	Los Valles	42.0	267.4	233.0
	Fortuna	260.0	1 553.9	1 310.7

4. Centrales térmicas existentes consideradas en el estudio

Las centrales térmicas existentes han sido agrupadas según su categoría y costo de operación en la forma indicada a continuación. Las potencias instaladas son distintas en cada período cuando se hace algún retiro de instalaciones.

<u>País</u>	<u>Central</u>	<u>Períodos</u>	<u>Potencia instalada (MW)</u>	<u>Consumo específico (Kcal/kWh neto)</u>
Guatemala	Geotérmica	1-4	30.0	-
	Vapor 1	1-2	30.0	3 390
	Vapor 2	1-4	86.0	2 900
	Gas	1-4	50.0	3 600
	Diesel	1-3	7.5	2 750

/País

<u>País</u>	<u>Central</u>	<u>Períodos</u>	<u>Potencia instalada (MW)</u>	<u>Consumo específico (Kcal/kWh neto)</u>
El Salvador	Geotérmica	1-4	150.0	-
	Vapor	1-4	66.0	3 040
	Gas	1-4	58.1	3 990
Honduras	Gas 1	1-4	15.0	4 110
	Gas 2	1-4	13.6	4 900
	Diesel	1-4	36.2	2 700
Nicaragua	Geotérmica	1-4	135.0	-
	Vapor	1-4	145.0	2 780
Costa Rica	Vapor	1-4	32.0	2 500
	Gas	1-2	79.7	3 520
	Diesel	1-2	12.5	2 800
Panamá	Vapor 1	1-4	142.0	2 960
	Vapor 2	1-2	32.5	3 430
	Vapor 2	3	21.5	3 430
	Diesel	1-4	41.5	2 560

Aportes netos máximo aceptados a las centrales térmicas

	<u>Aporte potencia</u>	<u>Factor de planta máximo</u>	
		<u>Estación húmeda</u>	<u>Estación seca</u>
Geotérmica	0.95	0.84	0.92
Vapor	0.94	0.77	0.86
Turbina a gas	0.975	0.81	0.90
Diesel	0.975	0.81	0.90

5. Características de las alternativas termoeléctricas consideradas

Las características de las alternativas termoeléctricas consideradas en el estudio son las siguientes:

<u>Central</u>	<u>Potencia (MW)</u>	<u>Inversión total 1/ (US\$/kW)</u>	<u>Costo fijo anual (US\$/kW/año)</u>	<u>Consumo específico (Kcal/kWh/neto)</u>	<u>Tipo combustible</u>
Vapor	50-100	562.2	10.0	2 550	Bunker C
Vapor	> 100	513.3	9.0	2 400	Bunker C
Turbina a gas	> 25	219.2	2.0	3 500	Diesel
Geotérmica	30	950.4	18.5	-	-

1/ Costo directo, intereses durante la construcción, imprevistos, nivel de precios = principios 1975.

/Los valores

Los valores máximos de potencia geotérmica desarrollable aceptados son los siguientes (expresados en MW).

	<u>Primer período</u>	<u>Segundo período</u>	<u>Tercero período</u>	<u>Cuarto período</u>
Guatemala	60	90	90	30
El Salvador	60	90	90	90
Nicaragua	0	60	300	300
Costa Rica	60	60	150	150
Panamá	0	0	30	30

6. Características de los proyectos hidroeléctricos

Se indican a continuación los datos básicos de los proyectos hidroeléctricos futuros considerados en el estudio. Cuando la información disponible de los proyectos era incompleta fue necesario efectuar estimaciones que obligan a hacer una revisión una vez que se cuente con información completa.

a) Energía de los proyectos

<u>Nodo</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Potencia (MW)</u>	<u>Energía afluyente anual (GWh)</u>	
			<u>Promedio</u>	<u>95% seco</u>
El Salvador	Zapotillo	40	210	178
		62	276	203
		100	363	225
		200	448	229
		270	455	229
	El Tigre	150	595	468
		200	668	468
		270	710	468
		350	728	468
	Paso del Oso	22	86	60
		29	100	63
		40	110	65
	Naranjito	40	244	199
		60	317	223
		84	358	231
		108	397	237
		139	417	241

<u>Nodo</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Potencia</u> <u>(MW)</u>	<u>Energía afiuente anual</u> <u>(GWh)</u>		
			<u>Promedio</u>	<u>95% seco</u>	
Honduras(Cont.)	Remolino	80	556	480	
		128	708	570	
		160	774	595	
		200	838	599	
Nicaragua	Copalar	100	829	811	
		215	1 488	1 125	
		248	1 548	1 125	
		330	1 585	1 125	
		461	1 609	1 125	
	Paso Real	30	220	151	
		50	234	151	
		64	239	151	
	Costa Rica	Siquirres	200	1 560	1 418
			250	1 862	1 666
400			2 060	1 732	
500			2 072	1 732	
Guayabo		150	1 199	1 076	
		183	1 388	1 172	
		210	1 442	1 166	
Boruca		400	2 858	2 689	
		500	3 345	3 030	
		669	4 002	3 567	
		760	4 278	3 776	
		875	4 547	3 924	
		1 034	4 800	3 981	
		1 026	5 102	3 981	
Panamá	Teribe I	100	856	856	
		200	1 339	1 105	
		296	1 401	1 105	
		400	1 402	1 105	
	Teribe II	150	1 224	1 102	
		264	1 488	1 180	
		350	1 512	1 180	
	Changuinola	400	2 947	2 668	
		500	3 229	2 749	
		610	3 342	2 749	
		721	3 385	2 749	
		926	3 431	2 749	

/b) Costos de

b) Costos de los proyectos. Estos costos incluyen: costo directo de inversión, intereses durante la construcción, gastos de ingeniería e imprevistos de la central y la línea de transmisión asociada, nivel de precios: principios de 1975.

<u>Nodo</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Potencia (MW)</u>	<u>Costo total</u> <u>(Millones de dólares)</u>
Guatemala	Xalalá	50	67.8
		100	90.1
		300	144.1
	Semuc	15	35.0
		50	51.9
		100	64.2
	Polochic	50	74.2
		130	111.3
		300	152.6
El Salvador	Zapotillo	10	129.4
		45	138.7
		200	176.9
	El Tigre	25	129.7
		100	151.6
		300	214.2
	Paso del Oso	3	36.9
		13	46.5
		40	61.4
Honduras	Naranjito	15	84.0
		60	94.1
		140	112.2
	Remolino	30	48.8
		50	52.2
		80	62.5
Nicaragua	Copalar	100	215.4
		250	258.3
		450	297.7
	Paso Real	10	52.7
		30	63.3
		60	73.0

<u>Nodo</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Potencia (MW)</u>	<u>Costo total</u> <u>(Millones de dólares)</u>
Costa Rica	Siquirres	100	210.4
		200	227.9
		300	243.8
	Guayabo	100	122.6
		150	138.2
		200	154.3
	Boruca	250	506.2
		900	590.6
		1 600	657.8
Panamá	Teribe I	100	235.4
		200	208.5
		300	184.3
	Teribe II	100	188.6
		150	201.4
		250	227.9
	Changuinola	300	473.4
		500	556.8
		900	718.2

c) Sistema de transmisión. Se han empleado los siguientes costos, para el sistema de transmisión entre nodos, como función inicial de la potencia transmitida.

	<u>Distancia (km)</u>	<u>Miles US\$/MW</u>
Guatemala-El Salvador	210	60
El Salvador-Honduras	215	60
Honduras-Nicaragua	200	60
Nicaragua-Costa Rica	350	110
Costa Rica-Panamá	657	120