

ESTUDIO DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Décimo Informe sobre el avance de los trabajos

Este informe cubre las actividades realizadas en la Subse de la CEPAL-México del 15 de octubre de 1976 hasta fines de noviembre, para el estudio en referencia.

[Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page]

## INDICE

	<u>Página</u>
1. Aplicación de la metodología SIPSE	1
2. Evaluación de los beneficios globales de la interconexión	2
3. Estimación de los intercambios de energía entre países	2
4. Estudios metodológicos	2
5. Datos básicos	3
6. Aspectos institucionales y económico-financieros	4
7. Programa futuro	5
 <u>Anexos</u>	
1. Plan de instalaciones para el sistema integrado regional	7
2. Beneficios globales de la interconexión	9
3. Antecedentes y datos requeridos por el estudio de interconexión	11
4. Programa de actividades futuras	15

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that this is essential for ensuring transparency and accountability in the organization's operations.

2. The second part of the document outlines the various methods and tools used to collect and analyze data. It highlights the need for consistent and reliable data collection processes to support effective decision-making.

3. The third part of the document focuses on the role of technology in data management and analysis. It discusses how modern software solutions can streamline data collection, storage, and reporting, thereby improving efficiency and accuracy.

4. The fourth part of the document addresses the challenges associated with data management, such as data quality, security, and privacy. It provides strategies to mitigate these risks and ensure that data is used responsibly and ethically.

5. The fifth part of the document concludes by summarizing the key findings and recommendations. It stresses the importance of ongoing monitoring and evaluation to ensure that data management practices remain effective and aligned with the organization's goals.

6. The sixth part of the document provides a detailed overview of the data collection process, including the identification of data sources, the design of data collection instruments, and the implementation of data collection procedures.

7. The seventh part of the document discusses the various methods used for data analysis, such as descriptive statistics, inferential statistics, and regression analysis. It explains how these methods can be used to interpret the data and draw meaningful conclusions.

8. The eighth part of the document focuses on the importance of data visualization in presenting the results of data analysis. It discusses various visualization techniques, such as bar charts, line graphs, and pie charts, and provides guidelines for creating clear and effective visualizations.

9. The ninth part of the document discusses the role of data in strategic planning and decision-making. It highlights how data can provide valuable insights into the organization's performance and help identify areas for improvement and growth.

## 1. Aplicación de la metodología SIPSE

### 1.1 Modelo Nacional de Inversiones (MNI), PROLOG y LOG

La etapa de planificación del desarrollo del sistema eléctrico para cada uno de los seis países como sistemas aislados quedó finalizada, obteniéndose como resultado un programa de obras de generación y de transmisión para el período 1981-1999.

En lo que respecta al Sistema Regional Integrado (SIR) se completó la etapa de la definición de los medios de generación y de operación simulada para las dos alternativas siguientes que pueden considerarse extremas en un esquema de interconexión.

a) Sistema Regional con Desarrollo Integrado (o de área única). En esta alternativa se supone que sólo durante el primer período del estudio (1981-1984) la planificación de los sistemas es independiente para cada país.<sup>1/</sup> Se supone además que hacia 1980 existirían las líneas de interconexión necesarias para realizar las transferencias de energía entre países que permitan efectuar una operación conjunta. Por lo tanto el desarrollo de esta alternativa mediante el Modelo Nacional de Inversiones (MNI) optimiza el programa de instalaciones del período 1985-1999 y la operación conjunta del SIR durante todo el período en estudio.

b) Sistema Regional con Desarrollo Independiente. En esta alternativa se mantienen los programas de adiciones de generación obtenidos para el desarrollo de cada sistema aislado, pero al existir interconexión entre ellos, la operación de los mismos se optimiza en conjunto.

### 1.2 Selección de proyectos hidroeléctricos

Una vez definidos los requerimientos de instalación de potencia para la alternativa de Desarrollo Integrado, se han identificado los proyectos hidroeléctricos que pueden suplirla. Al respecto se han encontrado dificultades con las informaciones básicas, originadas por los diferentes grados

<sup>1/</sup> Por razones de cercanía de la fecha de inicio del estudio (1980), resultaría difícil cambiar alguno de los proyectos ya definidos para ese período.

de definición de los proyectos considerados lo que ha obligado a hacer una selección de los proyectos "elegibles" para los distintos períodos en estudio. En base a lo anterior y a la evaluación de los proyectos hidroeléctricos mediante la metodología denominada "NOTA AZUL" se han considerado varias alternativas de programa de instalaciones hidroeléctricas, de las cuales se ha evaluado la alternativa denominada "TRES". (Véase el anexo 1.)

## 2. Evaluación de los beneficios globales de la interconexión

Se completó la fase de evaluación de beneficios globales, con base en la comparación económica entre los costos de abastecimiento de los sistemas aislados y el correspondiente al SIR, para ambas alternativas mencionadas anteriormente.

En el caso de la alternativa de desarrollo integrado los beneficios corresponden a ahorros en inversión y operación; mientras que en el caso de Desarrollo Independiente sólo hay ahorros en operación. (Véase el anexo 2.)

## 3. Estimación de los intercambios de energía entre países

Con ayuda del consultor en sistemas de transmisión se preparó una metodología para estimar los intercambios de energía entre países y se aplicó a tres años típicos para la alternativa de Desarrollo Integrado antes mencionada.

## 4. Estudios metodológicos

Con el objeto de resolver los problemas que se han presentado en el curso del estudio en relación a la aplicabilidad de la metodología SIPSE a sistemas pequeños en especial cuando hay componente hidroeléctrico importante se han realizado diversas acciones que se indican, tendientes a obtener otros modelos para la planificación del sector eléctrico.

#### 4.1 Modelo WASP (Automatic System Planning Package)

Según lo acordado en la Tercera Reunión del GRIE se iniciaron en Washington las corridas del Modelo WASP para la planificación de los sistemas nacionales de los seis países con información básica suministrada por la CEPAL, bajo la coordinación de un grupo de trabajo ad hoc BID-BIRF-CEPAL. Adicionalmente, se realizaron gestiones con la Agencia Internacional de Energía Atómica con miras a obtener el Modelo WASP con intenciones de poder implementarlo en la región eventualmente.

#### 4.2 Modelo Global de Inversiones (MGI) de ENDESA

Las gestiones realizadas para conseguir la colaboración de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) de Santiago, Chile, en el estudio de interconexión dieron resultados positivos. Esa empresa facilitó la metodología y un ingeniero especialista (Esteban Skoknic) por dos meses quien se encuentra actualmente en México trabajando con personal de la CEPAL en su adaptación a los países centroamericanos.

En el documento Generalidades sobre el Modelo Global de Selección de Inversiones de la ENDESA (Chile). Aplicación al sistema ecuatoriano (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.1), se explica la adaptación del modelo de la ENDESA al caso del Ecuador.

### 5. Datos básicos

Durante el desarrollo de los trabajos se ha visto la necesidad de mejorar y completar las informaciones con que se está trabajando. En especial se han presentado problemas en los siguientes aspectos:

#### 5.1 Hidrología

De los 46 proyectos considerados<sup>2/</sup> solo 26 cuentan con información hidrológica. Convendría además ampliar a 12 años la estadística considerada agregando el período 1974-1975 para la realización de estos trabajos.

<sup>2/</sup> Véase el documento Estudio de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Capacidad hidroeléctrica desarrollable considerada en el estudio del Sistema Regional Integrado (SRNE/76/7), septiembre de 1976.

#### /5.2 Características

## 5.2 Características técnicas de los proyectos

Se necesitan para efectuar la operación simulada de los mismos y no está completa en muchos de los casos.

## 5.3 Costos

Un análisis de los valores unitarios de la potencia instalada y del costo de generación de los proyectos muestra que la diferencia de los costos estimados entre proyectos es muy grande, lo que evidencia diferencias de criterio en la estimación de los costos. Este aspecto no fue adecuadamente considerado al efectuar la reducción de costos a bases comunes debido a carencia de informaciones detalladas de los proyectos.

Se requiere una revisión de los costos partiendo de informaciones básicas lo suficientemente detalladas como para asegurar uniformidad de criterio.

También resulta necesario calificar el grado de definición de los proyectos a objeto de penalizar con costos imprevistos mayores aquéllos de menor grado de definición.

## 5.4 Demandas

Algunas de las empresas del Istmo han hecho ajustes en sus proyecciones de demanda durante el presente año. Ellas deberían considerarse en el estudio así como los datos estadísticos de los años 1975 y 1976.

Una mayor explicación de la información requerida se muestra en el anexo 3.

## 6. Aspectos institucionales y económico-financieros

Con miras a definir criterios generales sobre los aspectos mencionados se contrataron los servicios del señor K. Goldsmith consultor de vasta experiencia en dichos temas.

Al respecto se elaboraron informes sobre cooperación regional y políticas para la evaluación de beneficios que se deriven de las interconexiones eléctricas internacionales.

Los aspectos de beneficios se describen en el documento Distribución de costos y beneficios de la interconexión eléctrica (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.2).



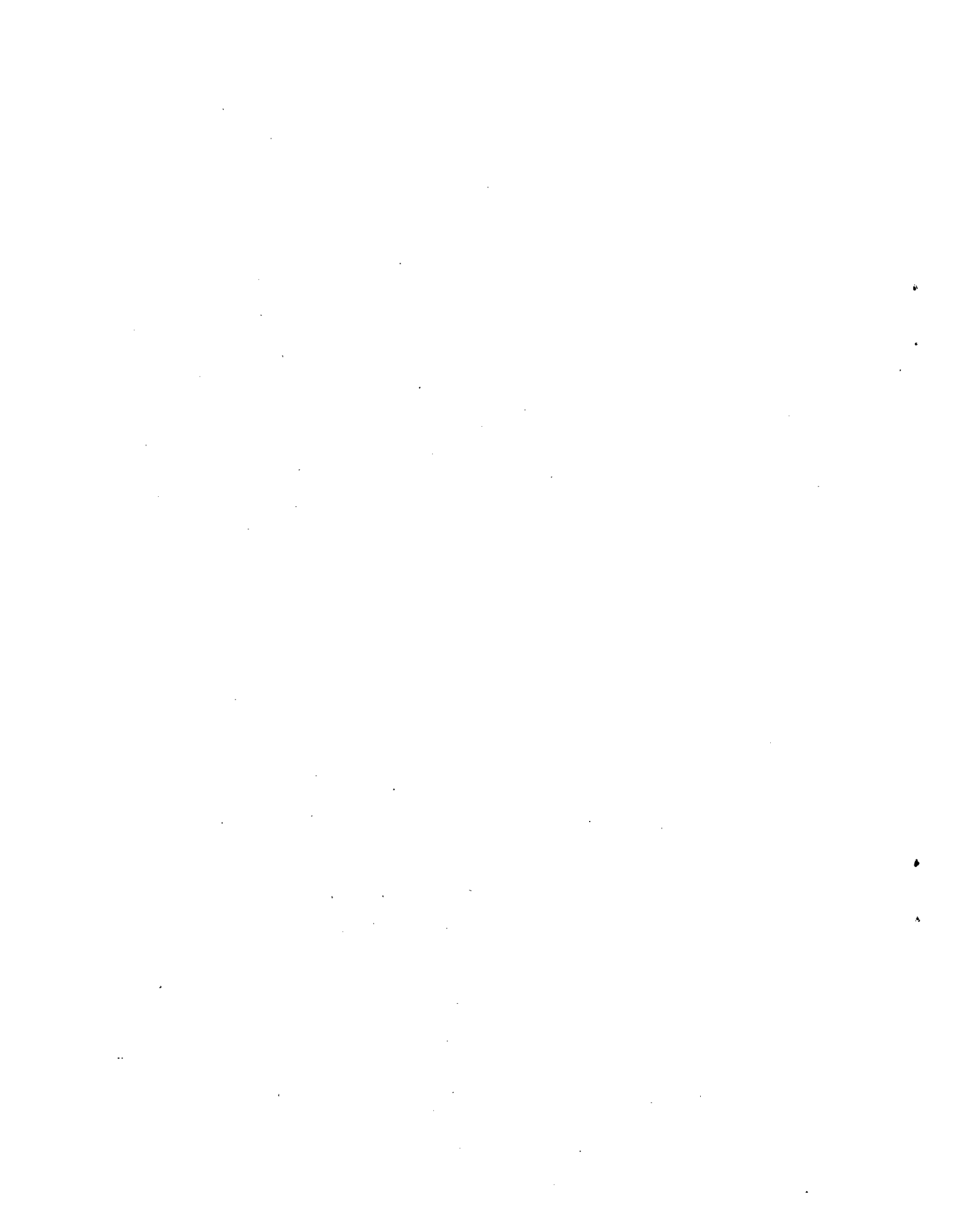
## 7. Programa futuro

Debido a una serie de problemas y dificultades ya conocidas se simplificaron los programas de trabajo originales eliminando toda una gama de consideraciones de alternativas. Lo anterior aunado a las deficiencias ya mencionadas en materia de información básica necesariamente harán que los resultados de esta primera fase sean de carácter muy preliminar.

Se requiere por lo tanto elaborar estudios más amplios y de mayor profundidad que permitan verificar dichos resultados utilizando diversas metodologías WASP-MIG- ENDESA, así como un mayor número de alternativas de interconexión con los parámetros económicos más importantes debidamente sensibilizados.

Para conseguir el financiamiento requerido para una segunda fase cuya duración se ha estimado de un año aproximadamente se adelantaron gestiones ante las agencias financieras que han mostrado interés en este estudio y que son BID-BIRF-BCIE. También se iniciaron gestiones en este mismo sentido con el PNUD y el Canadian International Development Agency (CIDA). A la fecha se han obtenido unas partidas adicionales de 65 000 dólares por parte del BCIE y de 24 000 (6 meses-experto) del PNUD en adición a una declaración de intención de parte del BID y del CIDA en el sentido de que considerarían participar en dicho financiamiento una vez que estuviesen mejor compenetradas de su avance y/o resultados.

Una versión muy preliminar de los trabajos requeridos así como su programación y costos se muestra en el anexo 4. La discusión detallada de este programa será uno de los puntos medulares de la próxima reunión del GRIE.



Anexo 1

## PLAN DE INSTALACIONES PARA EL SISTEMA INTEGRADO REGIONAL

(Alternativa TRES)

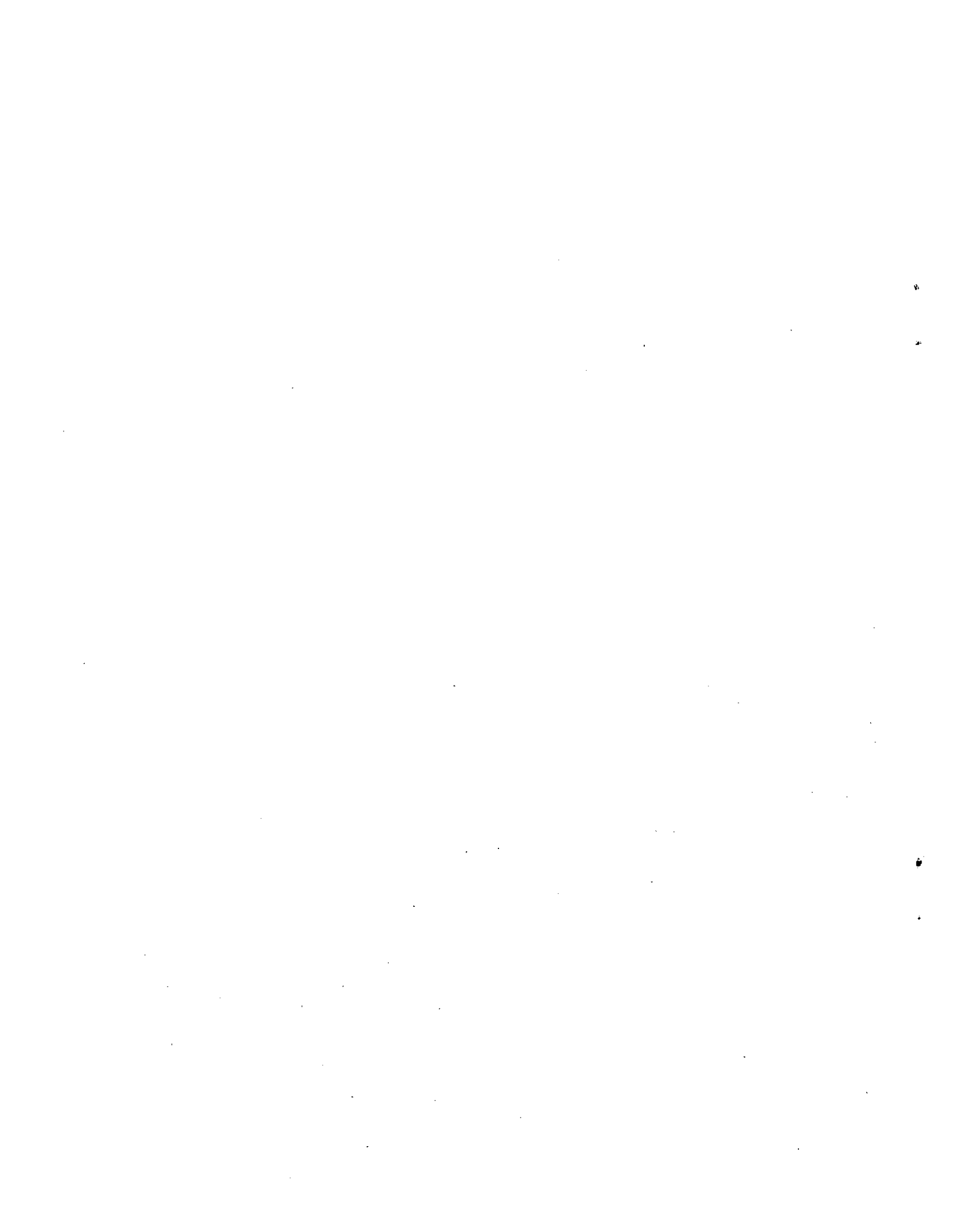
La alternativa que se ha denominado TRES se ha definido sobre las siguientes bases:

a) El desarrollo del sistema total del Istmo Centroamericano para el periodo 1981-1983 es el resultante de la aplicación de los programas de optimización a los sistemas aislados.

b) El programa de instalaciones del periodo 1984-1999 resultó de optimizar el Sistema Integrado Regional considerado como un solo sistema.

c) El programa de instalaciones propuesto es el siguiente:

<u>Periodo</u>	<u>Proyecto</u>	<u>País</u>	<u>Potencia instalada (MW)</u>
1981-1983	Pueblo Viejo	Guatemala	300
	San Lorenzo	El Salvador	180
	El Cajón	Honduras	296
	Corobicí	Costa Rica	162
	Fortuna	Panamá	260
	Geotérmico	El Salvador	60
	Geotérmico	Nicaragua	50
1984-1986	Siquirres	Costa Rica	290
	Remolino	Honduras	112
	Semuc	Guatemala	128
	Geotérmico	Guatemala	60
	Geotérmico	El Salvador	60
1987-1989	Copalar	Nicaragua	330
	Geotérmico	Guatemala	90
	Geotérmico	El Salvador	90
	Geotérmico	Nicaragua	60
	Geotérmico	Costa Rica	40
1990-1994	El Tigre	El Salvador	540
	Guayabo	Costa Rica	150
	Teribe IC	Panamá	296
	Xalalá	Guatemala	276
	Chicoc	Guatemala	206
	Cuyamel	Honduras	700
	Boneca	Costa Rica	760
	Geotérmico	Guatemala	90
	Geotérmico	Nicaragua	280
	Geotérmico	Costa Rica	120
Geotérmico	Panamá	30	



Anexo 2

## BENEFICIOS GLOBALES DE LA INTERCONEXION

Resultados preliminares

Los resultados preliminares de los estudios realizados para evaluar los beneficios derivados de una interconexión eléctrica entre los países del Istmo Centroamericano, están basados en la comparación de los costos de abastecimiento de las demandas eléctricas del Istmo durante el período 1980-1999 bajo tres alternativas diferentes:

A. Países aislados

En ella cada país optimiza el desarrollo de su sistema y la operación del mismo sin considerar ningún tipo de interconexión.

B. Sistema regional con desarrollo integrado

En ésta se supone que todos los sistemas están interconectados entre sí y que la planificación y operación de los mismos se realiza en forma de optimizar el conjunto.

C. Sistema regional con desarrollo independiente

En esta alternativa se supone que cada país planifica en forma independiente el desarrollo de su sistema igual que en la alternativa A, pero al existir interconexión entre ellos, la operación de los mismos se optimiza en conjunto.

De acuerdo con los resultados del MNI la forma más económica de abastecer las demandas del Istmo corresponde a la alternativa B (de desarrollo integrado) cuyo costo total actualizado para el período 1981-1999 es de 2 078 millones de dólares frente a 2 502 millones que es el costo de la alternativa A (de los países aislados). Los principales ahorros se producirían en instalaciones de generación (100 millones de dólares) y en menor generación termoeléctrica. El Sistema Regional con Desarrollo Integrado generaría, en todo el período, unos 58 000 GWh menos de energía térmica convencional cuyo costo sería del orden de 600 millones de dólares. Es además interesante destacar que la comparación de las alternativas A y C resulta altamente favorable a esta última alternativa. En efecto,

/pese a

pese a que en ambas los costos de inversión son prácticamente iguales ya que los programas de instalación de la alternativa A (desarrollo aislado) y C (sistema regional con desarrollo independiente) son los mismos, se obtienen grandes economías al operar los sistemas en conjunto por una mejor utilización de la potencia hidroeléctrica instalada. En este caso los costos de operación de todo el período (1981-1999) son menores en aproximadamente 457 millones de dólares (valor presente) y el consumo de combustible baja en 5 000 millones de galones (bunker más diesel).

Con el objeto de visualizar los beneficios de la interconexión en el mediano plazo se indican las diferencias en los costos actualizados de operación que se obtienen para el período 1981-1986 entre las alternativas A y C (ambas tienen las mismas instalaciones de generación). En este caso el ahorro es de unos 165 millones de dólares (valor presente) que corresponde a un menor consumo de combustible de 636 millones de galones. Consecuencia del desplazamiento de unos 7 395 GWh de generación térmica convencional.

El costo de las líneas de interconexión y de los refuerzos en sistemas nacionales que permitirían la operación conjunta se estima en 40 millones de dólares durante el primer período y unos 20 a 40 millones adicionales para el resto del período en estudio. Como puede observarse los ahorros que se obtendrían en ambas alternativas de interconexión son importantes, aún en el mediano plazo.

Cabe recalcar que las comparaciones anteriores son muy preliminares y están basadas, además, en una metodología en la cual la operación de los sistemas no es detallada. Por lo tanto los resultados obtenidos sólo pueden considerarse globales y condicionados a la aplicabilidad de los criterios metodológicos utilizados a las condiciones propias de los sistemas nacionales del Istmo Centroamericano. Al respecto se está revisando la operación específica de las centrales hidroeléctricas mayores con miras a confirmar o modificar las conclusiones anteriores.

Sin embargo, la magnitud de las cifras obtenidas es de tal importancia para la economía de la región que sugieren la conveniencia de estudiar con mayor detalle la operación conjunta de los sistemas para impulsar la interconexión entre los mismos a corto plazo.

Anexo 3ANTECEDENTES Y DATOS REQUERIDOS POR EL ESTUDIO DE INTERCONEXIONSegunda fase

Los estudios efectuados hasta el momento están basados en informaciones recogidas hace año y medio aproximadamente y en algunos casos éstas son incompletas. Los trabajos realizados hasta la fecha muestran que algunos datos tienen gran incidencia en los resultados del estudio.

Por lo que se considera necesario actualizar y completar las informaciones existentes, en los aspectos que se indican a continuación:

- Inventario de recursos disponibles hidroeléctricos y geotérmicos
- Características técnicas de los proyectos hidroeléctricos necesarios para la operación simulada de los mismos
- Hidrología. Completar las informaciones y ampliar el período de registro
- Costos de proyectos hidroeléctricos
- Demanda de los sistemas

Oportunamente se enviarán los formularios del caso para obtener la información específica que se explica más adelante con miras a que se inicie el proceso de recolección y procesamiento tan pronto sea posible.

Recursos hidroeléctricosa) Generales

1. Plano de ubicación de todas las instalaciones existentes y de los proyectos incluidos en el inventario (a escala con el objeto de estimar distancias).<sup>1/</sup>

2. Esquema hidráulico de los ríos en que hay desarrollos hidroeléctricos (perfil del río con elevaciones características de los proyectos).

1/ Véase el documento Capacidad hidroeléctrica desarrollable considerada en el Estudio del Sistema Regional Integrado (SRNE/76/7), septiembre de 1976.

b) Hidrología

Caudales medios mensuales en metros cúbicos por segundo del período 1964-1975 para los proyectos del cuadro 1 al final. Datos medios mensuales de precipitación y evaporación en mm para los mismos caudales medios mensuales de los años 1974 y 1975 para el resto de las centrales existentes y de los proyectos incluidos en la publicación Capacidad hidroeléctrica desarrollable considerada en el Estudio del Sistema Regional Integrado (SRNE/70/7)

c) Características técnicas (centrales existentes y proyecto)

1. Potencia instalada en el proyecto básico y número de unidades
2. Caudal máximo en metros cúbicos por segundo para cada unidad y para todas
3. Pérdida de carga máxima en metros (generando a máxima capacidad)
4. Nivel mínimo de operación en metros
5. Nivel máximo de operación en metros
6. Nivel de diseño (aquél para el cual se da la potencia de diseño)
7. Curva de embalse definida indicando volúmenes almacenados y altura del embalse
8. Curva de descarga del lecho del río en la zona de evacuación de la central definida como una tabla de alturas en metros en función del caudal evacuado en metros cúbicos por segundo. Debe cubrir el rango de crecidas registradas
9. Curva de operación anual del embalse utilizada para las centrales existentes y prevista para los proyectos futuros.

NOTA IMPORTANTE. Todas las alturas deben referirse al mismo nivel de referencia, sea éste el nivel medio del mar o cualquier otro de referencia.

d) Costos

Se sugiere efectuar una actualización de los costos con base en precios de mediados de 1976, la que deberá llevar suficiente detalle como para reducirlos a bases comunes. (Cubicación y detalle de las obras principales.)

/e) Demandas



e) Demandas

Posibles correcciones en la proyección de las demandas con el objeto de tomar en cuenta los consumos reales de los años 1975 y 1976.

Cuadro 1

PROYECTOS SIN HIDROLOGIA

Guatemala

Chicoc  
Semuc  
Estrella Polar  
El Arco  
Tzucanca  
Corral  
Kalalá  
Polochic  
San Juan

Honduras

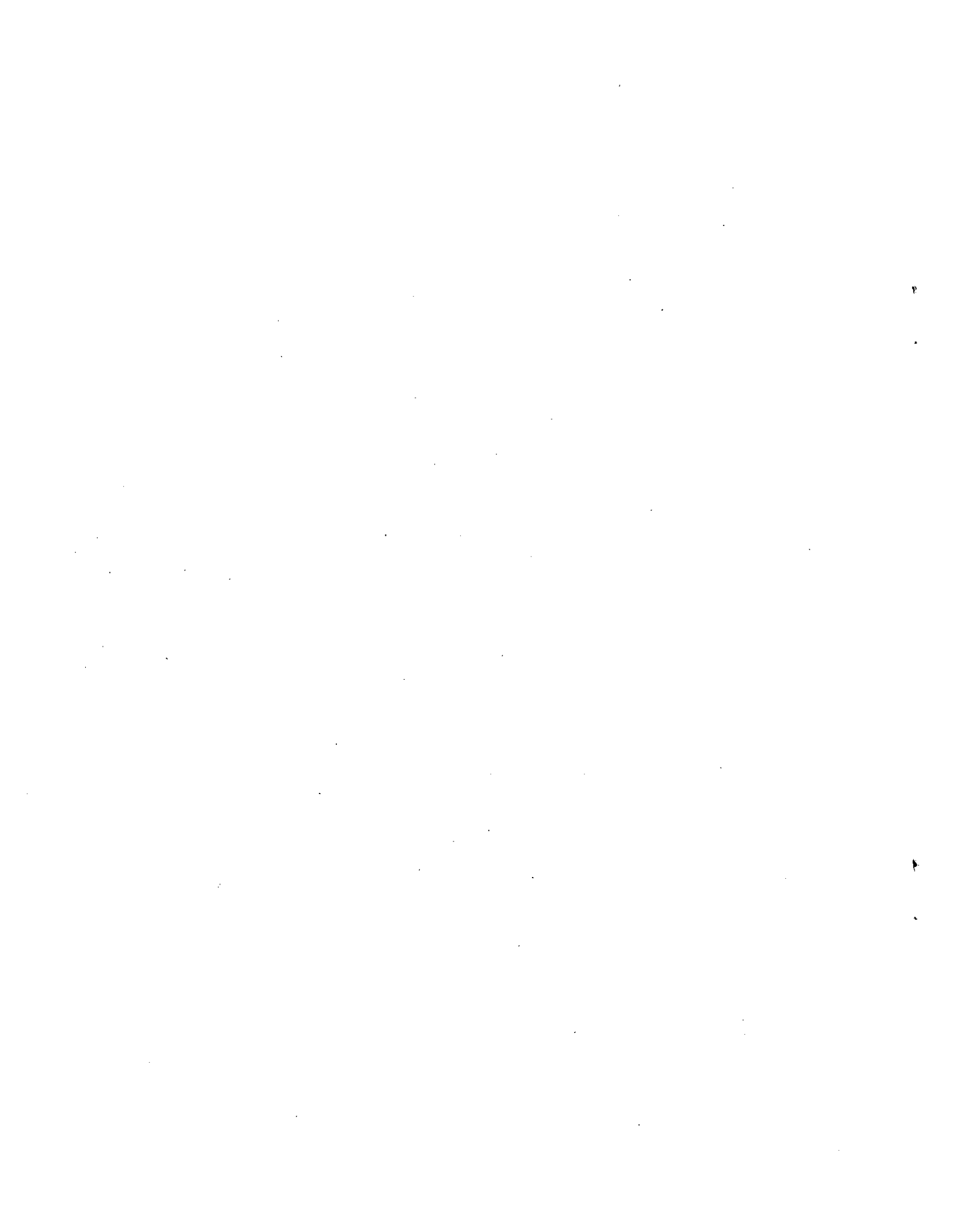
Wankilira  
Yaguala  
Culuco (Sico 1)  
Wampó  
Piedras Amarillas  
Cuyamel  
Los Chorros (Sico 2)  
Cayetano

Costa Rica

Palomo

Panamá

Paja de Sombrero  
Tabasará



Anexo 4

## PROGRAMA DE ACTIVIDADES FUTURAS

1. Objetivos y alcances del estudio

Los estudios adicionales que se propone realizar tendrían como propósito final definir el calendario óptimo y las características básicas de las instalaciones de generación-transmisión relativos a la interconexión regional o parcial de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano, para el periodo 1980-2000.

Para ello, habría que realizar las actividades siguientes:

i) Investigación preliminar de las posibilidades de desplazar demandas de energía obtenida de los derivados del petróleo (sector transporte, industrial, doméstico, agrícola, etc.) mediante generación hidroeléctrica y geotérmica, y su efecto sobre las demandas eléctricas al año 2000;

ii) Actualización del estudio del mercado eléctrico;

iii) Análisis y procesamiento de información hidrológica más amplia para los proyectos, homogeneizando los registros de que se dispone en la actualidad;

iv) Revisión, complementación y ampliación de las informaciones básicas de los proyectos hidroeléctricos en especial la que se refiere a características técnicas y costos;

v) Evaluación y comparación de las características de los modelos matemáticos de planeación de que se dispone (los del sistema SIPSE de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los del sistema WASP y el MGI de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) de Santiago, Chile y determinación de los modelos que más se ajustan a la realidad regional (trabajo ya iniciado por CEPAL-BID-BIRF-ENDESA);

vi) Revisión y actualización de los parámetros técnicos y económicos que se requieren para la aplicación de los modelos adoptados, mediante investigaciones especiales con la información básica disponible tanto dentro como fuera de la región;

/vii) Revisión

vii) Revisión de las obras previstas para generación, con miras a definir el tamaño óptimo de los proyectos hidroeléctricos, así como de las plantas geotérmicas y termoeléctricas en general (para cada país y para el sistema interconectado);

viii) Aplicación de la metodología adoptada, con el objeto de definir los programas nacionales de generación-transmisión, incluyendo análisis de sensibilidad sobre los parámetros más significativos y suponiendo diversos grados de autonomía eléctrica para los países de la región;

ix) Estimación preliminar del período oportuno en el cual el sistema centroamericano interconectado podría unirse ventajosamente al de sus países vecinos (México y Colombia), y

x) Determinación del sistema tarifario apropiado para la transferencia de energía y potencia y de los beneficios económicos de la interconexión, para cada país y para la región en general.

## 2. Calendario de actividades

El estudio propuesto, tomando en cuenta la experiencia adquirida y las metodologías de que se dispone, tendría una duración estimada de 12 meses calendario. De iniciarse en firme las etapas de procesamiento sistemático de datos tan pronto se concluya el informe sobre el estudio inicial que se lleva a cabo en la actualidad, el definitivo se finalizaría en diciembre de 1977. (Véase el cuadro 1.)

Durante el último trimestre de 1976 y el primero de 1977 se compararían los modelos matemáticos con que se cuenta con el objeto de seleccionar los más adecuados a las condiciones del Istmo Centroamericano. (Estudios en ejecución por CEPAL-BID-BIRF con la colaboración de la CFE y la ENDESA.) En el primer trimestre de 1977 se procedería a ampliar y homogeneizar los registros hidrológicos para los proyectos hidroeléctricos; se revisarían los estudios de demanda; se actualizarían los costos de proyectos hidroeléctricos; se completaría la revisión y actualización de los parámetros técnicos y económicos que se emplearían en el estudio; se llevaría a cabo una optimización de los proyectos hidroenergéticos; se determinaría el

/tamaño más

tamaño más adecuado de las centrales termoeléctricas futuras, y se elaboraría el documento sobre posibilidades de desplazamiento de energéticos importados por energía generada en plantas hidráulicas y geotérmicas y sus efectos sobre el patrón y el volumen de la demanda, a mediano y largo plazo. Para los trabajos de hidrología y proyectos hidráulicos se cuenta con la colaboración del Proyecto Hidrometeorológico Centroamericano (PHCA).

En el segundo y tercer trimestres de 1977 se aplicarían en forma definitiva los modelos que se hayan considerado más apropiados para determinar las posibilidades de interconexión entre los sistemas eléctricos de la región. En esta etapa se analizarían las diversas alternativas bajo una gama de supuestos y condiciones probables.

Finalmente, en el cuarto trimestre se determinarían las tarifas y los beneficios de la interconexión; se estudiaría la conveniencia de una posible interconexión con México y Colombia, y se elaboraría un informe que resuma los resultados del estudio.

Durante el año se celebrarían tres reuniones del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), con el propósito de evaluar los avances del estudio. (Véase nuevamente el cuadro 1.)

### 3. Costos del estudio y su financiamiento

Se estima que el costo total del estudio propuesto alcanzaría los 508 000 pesos centroamericanos. Ello implicaría, en lo que se refiere a personal, un total de 135 meses-hombre a un costo estimado de 416 000 pesos centroamericanos, lo cual incluiría a un coordinador para el estudio (6 meses-hombre), dos expertos en planificación del sector eléctrico (24 meses-hombre) con experiencia en aplicación de los modelos matemáticos, 21 meses-hombre en consultorías de campos especializados, y 84 meses-hombre de personal técnico de apoyo y contraparte.

Sería preciso contar además con una partida de 50 000 pesos centroamericanos para equipo e instalaciones de computación; 18 000 pesos para gastos de viaje y 24 000 más para cubrir los imprevistos. (Véase el cuadro 2.)

/Del costo

Del costo total, la CEPAL podría aportar (en especie) un total de 30 meses-hombre de su personal de planta, a un costo estimado de 106 000 pesos, así como los servicios de oficina que puedan requerirse para el estudio. Las empresas del Istmo Centroamericano contribuirían en calidad de contraparte, con 72 meses-hombre de ingenieros y economistas, a un costo estimado de 178 000 pesos, lo que incluye sueldos, pasajes, viáticos y otros.

Los fondos asegurados a la fecha son los siguientes: el BCIE aprobó el aporte adicional de 65 000 pesos centroamericanos, con cargo a su partida de estudios de gran significación regional. El PNUD aprobó una extensión de seis meses-experto equivalente a una partida de 24 000 pesos. La CEPAL está anuente a cubrir en meses-hombre los fondos que le fueron presupuestados. (Véase nuevamente el cuadro 2.)

Se estima habrá de contarse, como hasta la fecha, con tiempo de computación en el Centro de Procesamiento Electrónico del Instituto Mexicano del Seguro Social. Asimismo, se supone que el BID y el BIRF mantendrán su interés en el desarrollo del estudio según sus últimas comunicaciones al respecto.

Cuadro 1

CALENDARIO DE ACTIVIDADES PARA ESTUDIO AMPLIADO DE INTERCONEXION, 1976 Y 1977

Actividad	1976			1977											
	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1. Comparación de los modelos y selección de los más adecuados			_____	_____			...								
2. Revisión de características técnicas y costos de proyectos de generación.				_____			...								
3. Ampliación registro hidrológico de los proyectos	..		_____	_____			...								
4. Actualización de los parámetros técnicos y económicos				_____			...								
5. Estudio sobre desplazamiento de energía y sobre actualización de la demanda				_____			...								
6. Optimización de los proyectos hidroeléctricos y determinación tamaño óptimo centrales termoeléctricas				_____			...								
7. Aplicación de los modelos óptimos para la determinación de la secuela de interconexión					...	...	...	_____							
8. Determinación de las tarifas y beneficios de la interconexión												...	_____		
9. Estudio sobre interconexión con México y Colombia												...	_____		
10. Reuniones del GRIE					...						...	_____			
11. Elaboración del informe final														_____	

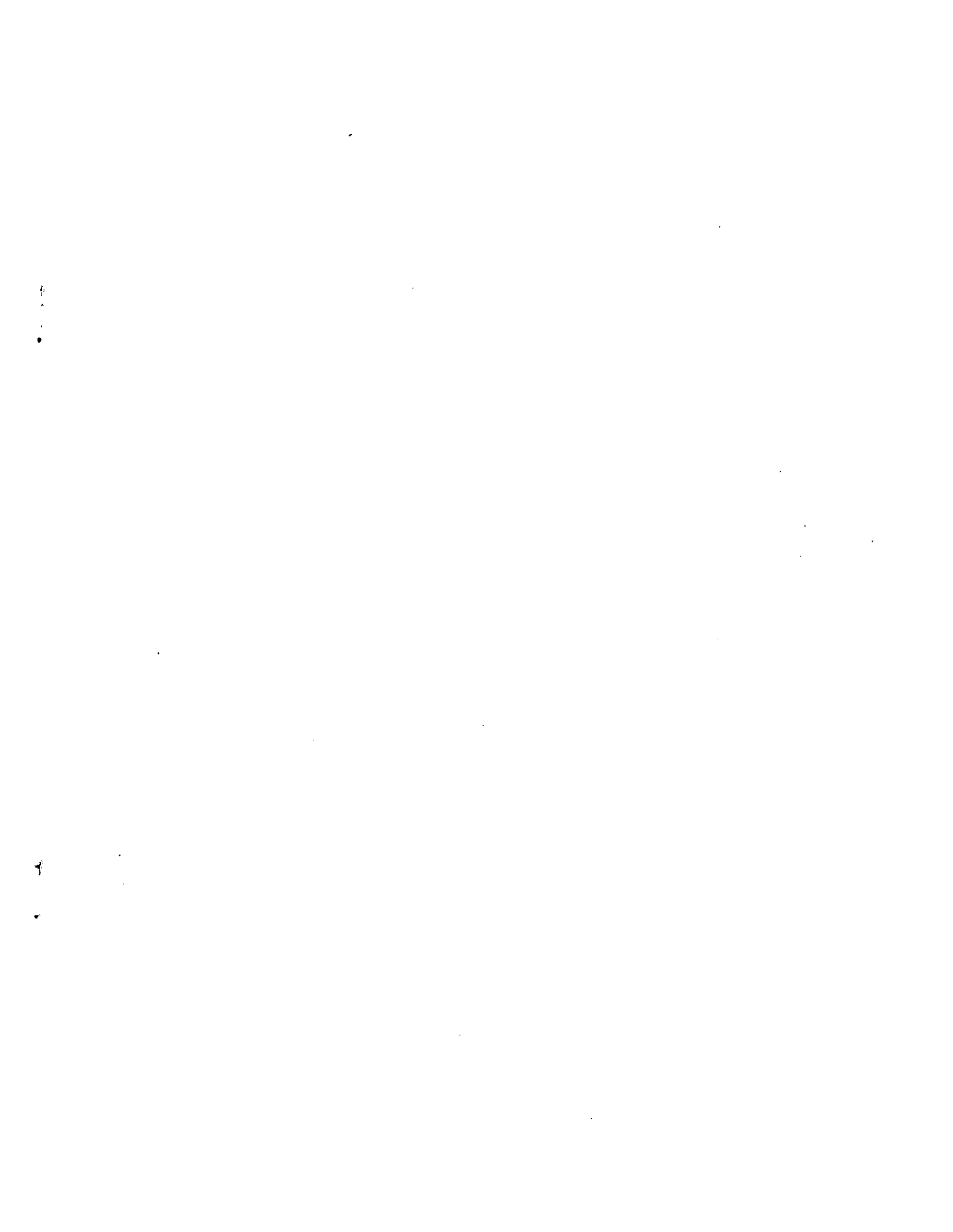
Cuadro 2

PRESUPUESTO Y FINANCIAMIENTO PARA LA SEGUNDA FASE DEL  
ESTUDIO DE INTERCONEXION ELECTRICA

Componente	Meses-hombre	Costo (pesos centroamericanos)
<b>A. <u>Costos del proyecto</u></b>		
<b><u>Total</u></b>	<b><u>135</u></b>	<b><u>508 000</u></b>
<b>Personal</b>		<b><u>416 000</u></b>
Coordinador general	6	24 000
Experto en planificación eléctrica	12	48 000
Experto en desarrollo hidroeléctrico <sup>a/</sup>	12	48 000
Consultores varios	21	84 000
Personal de apoyo	12	34 000
Ingenieros y economistas	72	178 000
Tiempo y facilidades de computación		<u>50 000</u>
Gastos de viaje		<u>18 000</u>
Gastos misceláneos		<u>24 000</u>
<b>B. <u>Financiamiento</u></b>		
<b><u>Total</u></b>	<b><u>135</u></b>	<b><u>508 000</u></b>
<b>Financiamiento otorgado</b>	<b><u>102</u></b>	<b><u>373 000</u></b>
CEPAL	30	106 000
BCIE		65 000
PNUD	6	24 000
Organismos eléctricos	72	178 000
Financiamiento aún no conseguido	<u>27</u>	<u>135 000</u>

<sup>a/</sup> El PNUD ha aprobado fondos para financiar 6 meses de este experto.





1  
1  
1

2  
1  
1