

CATALOGAL

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.313
12 de agosto de 1991

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

TERMINOS DE REFERENCIA

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION ELECTRICA
DE COLOMBIA, VENEZUELA, ISIMO CENTROAMERICANO Y MEXICO

INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION	1
I. RESUMEN DEL PROYECTO	3
II. DATOS PRINCIPALES	5
A. Monto, carácter de la contribución del Banco, fondo y contrapartida (pendiente)	5
B. Objetivos del proyecto	5
C. Participantes	6
D. Plazo de ejecución	6
III. ANTECEDENTES	7
A. Antecedentes del proyecto	7
1. Iniciativas de integración eléctrica en la región	7
a) Interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano	7
b) Interconexión eléctrica México-Colombia	8
c) Interconexión Venezuela-Colombia	9
d) Proyecto SIPAC	9
e) Iniciativa del Grupo de los Tres	10
2. Identificación de la solicitud (pendiente)	12
3. Breve descripción del subsector	13
4. Relación del proyecto con los programas nacionales de desarrollo	13
B. Antecedentes de los beneficiarios y de la entidad ejecutora	15
1. Los beneficiarios	15
a) Identificación	15
b) Experiencia previa en integración eléctrica	15

	<u>Página</u>
c) Capacidad técnica para estudios	19
2. Antecedentes de la agencia especializada.....	19
IV. DESCRIPCION DEL PROYECTO	21
A. Objetivos	21
B. Actividades	22
1. Actividades preparatorias	22
2. Actividades específicas	22
3. Financiamiento (pendiente)	23
V. PRESUPUESTO	25
A. Criterios básicos	25
B. Estimación del presupuesto	26
VI. JUSTIFICACION	28
<u>Anexos:</u>	
I Grupo de los Tres e Istmo Centroamericano: Gestión del sector y descripción de los sistemas eléctricos	29
II Bases para calcular el presupuesto.....	47

PRESENTACION

El proyecto para abordar el estudio de prefactibilidad de interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia, México y Venezuela (Grupo de los Tres: G-3) y de los seis países del Istmo Centroamericano: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, nació con la Declaración de los tres presidentes de los países del G-3, publicada en Nueva York, el 30 de septiembre de 1990. Son importantes los avances realizados desde esa fecha para concretar ese proyecto: a) se integró el Comité de Cooperación Energética (CCE), formado por los viceministros de energía de los países del G-3. Este Comité se ha reunido en tres ocasiones; b) el CCE estableció cuatro grupos de trabajo para integración en los temas de carbón, gas, hidroelectricidad e interconexión eléctrica. A partir de su establecimiento, esos grupos han trabajado de manera sistemática y se han reunido en tres ocasiones; c) el Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica, integrado por representantes de los nueve países, se ha abocado a desarrollar las actividades preparatorias y a formular los términos de referencia del estudio de prefactibilidad para interconectar los sistemas eléctricos de los nueve países participantes.

El grupo de trabajo de interconexión, desde sus inicios, invitó a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) para que participara en este proyecto; recomendó al CCE que designara a la CEPAL como agencia especializada (unidad ejecutora del proyecto), recomendación que fue avalada por el CCE durante su tercera reunión efectuada en Caracas, Venezuela, los días 15 a 17 de mayo de 1991.

Desde la declaración de los presidentes del G-3 se estableció que, para impulsar la cooperación en la cuenca energética, los ministros de energía y de hacienda de los respectivos países efectuaran gestiones ante el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y otros organismos financieros multilaterales para obtener apoyo a fin de realizar los estudios necesarios para promover la complementariedad energética entre Colombia, México, Venezuela y Centroamérica, en particular en materia de generación, interconexión y distribución de hidroelectricidad, carbón y gas. Por este motivo, el presente documento se ha preparado con base en la guía que para este tipo de proyectos recomienda el BID.

Esta versión incluye las observaciones de la Tercera Reunión del Grupo de Trabajo de Interconexión, efectuada en San José, Costa Rica, los días 3 y 4 de julio de 1991, en particular en lo referente al presupuesto y al cronograma de actividades, con el fin de iniciar las gestiones para el financiamiento del estudio.

I. RESUMEN DEL PROYECTO

La interconexión de los sistemas eléctricos de varias regiones geográficas acrecienta la confiabilidad del servicio y reduce el costo total del abastecimiento de energía eléctrica. De ahí que, en el pasado, hayan surgido en la región, diversas iniciativas de interconexión eléctrica: 1) en los años cincuenta y sesenta, la del Istmo Centroamericano culminó en un sistema subregional de 230 kV a punto de completarse; 2) la interconexión Colombia-Venezuela está prevista para entrar en operación en 1992; 3) desde fines de 1987, el Grupo ENDESA de España viene impulsando el proyecto denominado Sistema de Interconexión para América Central (SIPAC), consistente en una línea de 500 kV que abarcaría desde Panamá hasta Guatemala, y 4) desde 1980 se han emprendido varias iniciativas para llevar a cabo una interconexión entre México y el norte de Sudamérica, pasando por el Istmo. La más reciente de éstas es la que corresponde a los Presidentes del Grupo de los Tres, y se da en el marco de una propuesta más amplia para impulsar la cooperación en la "cuenca energética", que integran los tres países y el Istmo Centroamericano.

Los objetivos específicos del presente proyecto son:

1) Analizar de manera sucinta los estudios anteriores y la forma en que se han concretado las interconexiones que se encuentran operando, y cuáles han sido sus resultados.

2) Definir esquemas de integración, formular escenarios, identificar y seleccionar opciones de desarrollo y realizar su evaluación técnico-económica.

3) Dimensionar de manera preliminar la red de transmisión necesaria para movilizar los bloques de potencia y energía de varios escenarios de integración.

4) Identificar los refuerzos necesarios para que la red de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano tenga capacidad para transportar los flujos de potencia y energía resultantes de las simulaciones de la operación interconectada.

5) Realizar un estudio de prefactibilidad para evaluar los beneficios económicos potenciales que se obtendrían al desarrollar proyectos de generación con capacidad para exportar bloques de energía a otros países.

6) Analizar los proyectos que serán necesarios para completar la interconexión entre los países del G-3 y los países centroamericanos, en particular:

a) La interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela con el de Panamá.

b) Los estudios que Guatemala y México están realizando, en el marco del G-3, para interconectarse en el mediano plazo.

c) La primera etapa del proyecto SIPAC.

7) Formular recomendaciones sobre las acciones que deberían tomarse de acuerdo con los resultados del estudio de prefactibilidad, y analizar alternativas de financiamiento.

El logro de estos objetivos requerirá de las siguientes actividades principales:

1. Recolección, en formatos estándar, de la información técnica sobre los sistemas eléctricos;

2. Definición de los criterios y métodos que se usarán en los estudios;

3. Evaluación crítica de la experiencia en interconexión eléctrica en la región, y

4. Realización de estudios: simulaciones de la operación, análisis de redes y evaluaciones económicas.

La realización de este proyecto será un primer paso en el proceso de integración gradual del subsector eléctrico de los nueve países participantes. El concluirlo con éxito creará las bases para abordar etapas más complejas de ese proceso.

En vista de la considerable experiencia acumulada en la región, que se traduce en un alto grado de capacidad propia para desarrollar los estudios requeridos, se ha decidido reducir al mínimo la contratación de consultoría externa.

El Grupo de Trabajo de Interconexión recomendó se designara a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Subsede en México, como agencia especializada (unidad ejecutora) del estudio de prefactibilidad. El Comité de Cooperación Energética aprobó, durante su tercera reunión, ^{1/} dicha recomendación.

^{1/} Efectuada en la ciudad de Caracas, Venezuela, los días 15 a 17 de mayo de 1991. Véase la Minuta de la Tercera Reunión del Comité de Cooperación Energética del Grupo de los Tres.

II. DATOS PRINCIPALES

A. Monto, carácter de la contribución del Banco, fondo y contrapartida

Pendiente.

B. Objetivos del proyecto

Los objetivos del proyecto son:

1) Analizar de manera sucinta los estudios anteriores y la forma en que se han concretado las interconexiones que se encuentran operando, y cuáles han sido sus resultados.

2) Definir esquemas de integración, formular escenarios, identificar y seleccionar opciones de desarrollo y realizar su evaluación técnico-económica.

3) Dimensionar de manera preliminar la red de transmisión necesaria para movilizar los bloques de potencia y energía de varios escenarios de integración.

4) Identificar los refuerzos necesarios para que la red de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano tenga capacidad para transportar los flujos de potencia y energía resultantes de las simulaciones de la operación interconectada.

5) Realizar un estudio de prefactibilidad para evaluar los beneficios económicos potenciales que se obtendrían al desarrollar proyectos de generación con capacidad para exportar bloques de energía a otros países.

6) Analizar los proyectos que serán necesarios para completar la interconexión entre los países del G-3 y los países centroamericanos, en particular:

a) La interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela con el de Panamá.

b) Los estudios que Guatemala y México están realizando, en el marco del G-3, para interconectarse en el mediano plazo.

c) La primera etapa del proyecto SIPAC.

7) Formular recomendaciones sobre las acciones que deberían tomarse de acuerdo con los resultados del estudio de prefactibilidad, y analizar alternativas de financiamiento.

C. Participantes

Los participantes en el proyecto son:

1. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.
2. Las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano:
 - a) Instituto Nacional de Electrificación (INDE), de Guatemala;
 - b) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), de El Salvador;
 - c) Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras;
 - d) Instituto Nicaragüense de Energía (INE), de Nicaragua;
 - e) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de Costa Rica, e
 - f) Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), de Panamá.
3. El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) como representante de las seis empresas del Istmo Centroamericano.
4. La Comisión Nacional de Energía (CNE), e Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA), de Colombia.
5. C.V.G. Electrificación del Caroní (EDELCA), de Venezuela.
6. La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
7. La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
8. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

D. Plazo de ejecución

El plazo de ejecución del proyecto será de 12 meses a partir de haberse concluido las actividades preparatorias y recolectado la información necesaria para elaborar los estudios de los sistemas eléctricos de los países.

III. ANTECEDENTES

A. Antecedentes del proyecto1. Iniciativas de integración eléctrica en la regióna) Interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano

En 1974, motivados por la crisis del petróleo, los países del Istmo Centroamericano decidieron realizar un estudio de alcance regional sobre la interconexión eléctrica, denominado Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA), con el objetivo de lograr un aprovechamiento más racional y eficiente de los recursos energéticos (hidroelectricidad y geotermia) disponibles en la región.

La ejecución del estudio se le encomendó a la Sección de Recursos Naturales, Energía y Transporte de la Subsección en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Participaron activamente en la tarea profesionales de las empresas eléctricas nacionales. El estudio, que se realizó entre 1975 y 1979, permitió:

- i) Definir programas alternos de desarrollo eléctrico integrado;
- ii) Estimar los beneficios económicos de la interconexión, y
- iii) Identificar las acciones --bilaterales o regionales-- por realizar en el futuro para llegar a la integración eléctrica total.

Los resultados principales del estudio se integraron en un documento,^{2/} del cual el Banco Mundial publicó un resumen.^{3/}

Aun cuando la culminación del ERICA coincidió con el inicio de la crisis económica y política en el Istmo --lo cual dificultó la adopción plena de las recomendaciones del estudio--, se realizaron avances significativos en la integración física del subsector durante el decenio siguiente. En la actualidad, sólo falta la línea de interconexión Honduras-El Salvador para que queden interconectados en 230 kV todos los países del Istmo.

^{2/} Véase, CEPAL, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano (E/CEPAL/CCE/SC.5/135; CCE/SC.5/GRIE/VIII/3/Rev.2), septiembre de 1980.

^{3/} Véase, Banco Mundial, Energy Department, Central America Power Interconnection: A case Study in Integrated Planning, Paper number 15, abril de 1984

b) Interconexión eléctrica México-Colombia

i) Planteamiento general. La idea de una interconexión eléctrica entre México y el norte de Sudamérica, pasando por el Istmo Centroamericano, fue originalmente presentada en un seminario que se celebró en Brasil en 1980. 4/ En la ponencia sobre el tema se señalaba, en primer lugar, el contraste entre la gran magnitud de los recursos hidroeléctricos de Latinoamérica --estimados en tres millones de GWh-- y su muy bajo grado de aprovechamiento, un 6% en 1978.

En segundo lugar, se hacía notar la distribución desigual en la región de los recursos energéticos en general y del recurso hidroeléctrico en particular, lo cual indicaba el potencial de complementariedad entre los países.

Finalmente, se señalaba que la planificación conjunta e integral permitiría seleccionar proyectos más eficientes, y de la magnitud adecuada para obtener importantes economías de escala.

Como conclusión, se presentaba la propuesta de una "integración hidroeléctrica" de Colombia, los países centroamericanos y México, y planteaba "la posibilidad de manejar la generación, transmisión y distribución de la energía hidroeléctrica en estos países como un sistema integrado".

ii) Estudio preliminar de transmisión. En 1982 se realizó, por encargo del BID, un análisis preliminar de la posibilidad de exportar energía hidroeléctrica de Colombia a México, señalando como razón de tal inquietud "la existencia de enormes recursos hidroeléctricos en Colombia y el interés de México de reducir su consumo de petróleo como fuente de energía eléctrica". 5/

Ese estudio se centraba en la búsqueda del mejor medio de transmisión para transportar hasta 3,000 MW de potencia, previendo además la posibilidad de una futura conexión con la red eléctrica interconectada del Istmo Centroamericano. Se concluyó que la solución sería instalar una línea en

4/ Véase, Quintana Arrijoja, B., "Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: Un planteamiento", Río de Janeiro, 1980.

5/ Véase, Vázquez Praderi, F., "Estudio conceptual de una interconexión eléctrica entre Colombia y México".

corriente continua de ± 600 kV y de aproximadamente 3,000 km de longitud (de Medellín a la ciudad de México).

c) Interconexión Venezuela-Colombia

Colombia y Venezuela tienen previsto realizar una interconexión firme entre los dos sistemas eléctricos interconectados. De los estudios de factibilidad técnica y económica realizados por el Grupo de Trabajo designado por los dos países para tal fin, se concluyó que la alternativa de mínimo costo, económicamente atractiva y beneficiosa para ambos países, es la construcción de una línea de circuito sencillo a 230 kV, con una longitud aproximada de 150 km, 45 de los cuales estarán en territorio colombiano y los 105 restantes en Venezuela. La línea se construirá entre una nueva subestación a 230 kV localizada en la ciudad de Maracaibo, Estado de Zulia (Venezuela), en el sitio denominado Cuatricentenario, y la subestación Cuestecita, localizada en el Departamento de la Guajira (Colombia), donde se instalarán 75 MVar de compensación capacitiva para poder transportar alrededor de 200 MW. Este proyecto tendrá un costo aproximado de 26.1 millones de dólares, de los cuales 13.2 le corresponden a Venezuela y 12.9 a Colombia. El proyecto entraría en operación en julio de 1992.

d) Proyecto SIPAC

Las empresas eléctricas de América Central y el Grupo ENDESA de España vienen estudiando desde fines de 1987 el proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIPAC). Este consiste en construir una línea de 500 kV, que iría desde Panamá hasta Guatemala, con una longitud total de 1,680 km. Contempla siete subestaciones, cada una de 500/230 kV, 300 MVA; una en cada país, excepto en Panamá donde habría dos. El proyecto incluye seis centros de control para facilitar la explotación de la interconexión.

El proyecto SIPAC se reformuló en mayo de 1991 para desarrollarlo en tres etapas, que permitirán que la red de interconexión se construya de manera gradual.

La primera fase consiste en reforzar los sistemas de transmisión nacionales mediante proyectos orientados principalmente a completar la interconexión eléctrica regional en 230 kV; la segunda, en construir la línea de 500 kV, operándola inicialmente a 230 kV y, la tercera, en construir las

siete subestaciones de 500/230 kV, para operar a 500 kV toda la red. El tiempo para concretar las tres fases se estima en unos 10 años.

Se han avanzado gestiones de los países de la región ante el gobierno español para definir las características del eventual financiamiento. Asimismo, el Grupo ENDESA ha indagado ante el gobierno de su país, en especial con las autoridades del Quinto Centenario y ante la Comisión de Comunidades Europeas (CCE), sobre las posibilidades de obtener un financiamiento global del proyecto.

e) Iniciativa del Grupo de los Tres

El 30 de septiembre de 1990 tuvo lugar en Nueva York una reunión de los Presidentes del Grupo de los Tres (México, Colombia y Venezuela). En ella acordaron impulsar la cooperación en la "cuenca energética" que forman esos tres países mediante proyectos concretos en los que se combinaran diversos recursos energéticos.

Los Presidentes del Grupo de los Tres instruyeron a los Ministros de Energía y Hacienda para: "... estudiar las potenciales complementariedades en generación, interconexión y distribución de hidroelectricidad, carbón y gas en Colombia, México, Venezuela y Centroamérica, y evaluar la factibilidad de las iniciativas que hasta ahora se han planteado." ^{6/}

Para hacer operativa la decisión de los Presidentes del Grupo de los Tres, se estableció el Comité de Cooperación Energética, formado por los Viceministros de Energía de los tres países. El Comité efectuó su primera reunión en México, los días 29 y 30 de octubre de 1990; en ella se establecieron cuatro grupos de trabajo con el propósito de identificar proyectos y ejecutar acciones que permitan concretar la cooperación energética que favorezca la integración regional. Un grupo, coordinado por Colombia, se responsabilizó del tema del carbón; otro grupo quedó a cargo de los proyectos de gas, bajo la coordinación de Venezuela; los dos grupos restantes serán coordinados por México: uno con la responsabilidad de identificar los proyectos sobre plantas hidroeléctricas y el otro sobre la interconexión eléctrica. La coordinación de los grupos de trabajo se rotará anualmente entre los países.

^{6/} Véase, Declaración de los Presidentes del Grupo de los Tres, Nueva York, 30 de septiembre de 1990.

Los grupos de trabajo se integraron en diciembre de 1990 y se reunieron por primera vez en enero de 1991, con el propósito de elaborar un primer informe de los alcances de los trabajos en su tema respectivo. La CEPAL promovió que, desde el inicio de las actividades, el CEAC participara como parte integrante del Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica, ya que la interconexión de los sistemas eléctricos de los países que integran el Grupo de los Tres requiere de la incorporación plena de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano.

El Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica, formado por representantes de los Ministerios de Energía de los tres países, con soporte técnico de las empresas eléctricas, y con la participación además del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), en reunión celebrada en la ciudad de México los días 10 y 11 de enero de 1991 se fijó los siguientes objetivos:

i) Identificar, estudiar y evaluar proyectos de generación y transmisión que sean factibles de incorporarse a los sistemas eléctricos de los países del Grupo de los Tres y del Istmo Centroamericano, y que en el corto, mediano y largo plazos permitan lograr la integración de dichos sistemas;

ii) Evaluar diferentes esquemas de desarrollo de los sistemas eléctricos de los países con el fin de cuantificar las bondades de la interconexión;

iii) Conformar una cartera conjunta de proyectos de generación hidroeléctricos y termoeléctricos, que permita hacer mejor uso de los recursos energéticos de los nueve países participantes a través de la interconexión eléctrica;

iv) Evaluar y proponer formas alternativas de financiamiento diferentes a las tradicionales, que ofrezcan una mayor posibilidad de desarrollar los proyectos de integración que se recomiendan, y

v) Promover el desarrollo de actividades para el intercambio tecnológico y de experiencias entre los países.

Además, con base en el análisis de la información sobre los sistemas eléctricos y la disponibilidad de los recursos energéticos, llegó, entre otras, a las siguientes conclusiones:

i) Que es factible mejorar el aprovechamiento de tales recursos mediante la interconexión eléctrica, y

ii) Que por la magnitud del proyecto y su complejidad, es necesario proceder por etapas.

En consecuencia, acordó recomendar a los Viceministros de Energía que se ejecutara el estudio de prefactibilidad de la interconexión eléctrica de los países del Grupo de los Tres y del Istmo Centroamericano.

El Comité de Cooperación Energética, durante su reunión celebrada en México los días 28 y 29 de enero de 1991, llegó a las siguientes principales conclusiones en lo referente al informe presentado por el Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica:

i) Incorporar al CEAC y organismos regionales al Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica. 7/

ii) Aprobar la ejecución del estudio de prefactibilidad de la interconexión eléctrica de los países del Grupo de los Tres y del Istmo Centroamericano. Iniciar, de inmediato, las actividades preparatorias mediante la realización de una reunión de trabajo con participación adicional de representantes de los Grupos de Trabajo de Carbón e Hidroelectricidad, en la que se recolectará información sobre recursos humanos, planes de expansión, metodologías disponibles y carteras de proyectos.

iii) En su carácter de agencia especializada, proponer que la CEPAL participe, desde el inicio, en todas las actividades relevantes del proyecto.

iv) Solicitar al BID que analice la mejor forma de contribuir al financiamiento del estudio de prefactibilidad mencionado para iniciar éste lo antes posible, y

v) Establecer un mecanismo de interacción sistemática entre los Grupos de Trabajo del Comité de Cooperación Energética, a fin de crear la complementariedad adecuada para integrar la cuenca energética con Centroamérica.

2. Identificación de la solicitud

Pendiente.

7/ Para iniciar la interacción entre los técnicos participantes, una delegación de México, en representación del Grupo de Trabajo de Interconexión, expuso al Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) en su segunda reunión extraordinaria, efectuada en San José, Costa Rica, el 15 de febrero de 1991, los alcances del estudio de prefactibilidad de la interconexión de los sistemas eléctricos del Grupo de los Tres y del Istmo Centroamericano.

3. Breve descripción del subsector

Los sistemas eléctricos de los nueve países involucrados en este proyecto tienen conjuntamente una capacidad instalada de 55,728 MW, distribuidos en 27,963 MW de potencia hidroeléctrica, 865 MW de geotérmica, 26,225 MW de térmica convencional y 675 MW de nuclear. Su demanda máxima (no coincidente) fue en 1990 de 35,216 MW, y su producción conjunta de energía, de 217,992 GWh. El cuadro 1 muestra los resultados técnicos de la operación en 1990.

En el anexo se describen los sistemas eléctricos de cada país.

4. Relación del proyecto con los programas nacionales de desarrollo

Existen diversos proyectos hidroeléctricos en el territorio de los nueve países que, debido a sus características técnicas y económicas, resultaría muy atractivo desarrollar. Sin embargo, a causa de su tamaño relativamente grande con respecto a los mercados locales, ello no es posible en la mayoría de los casos.

Los planes de expansión nacionales, en particular los de los seis países de América Central, consisten en la construcción de plantas generadoras de tamaño reducido. El estudio de prefactibilidad propuesto en este documento podría conducir al desarrollo de proyectos de generación con recursos autóctonos (hidro y geo) utilizables por varios países. Además, el empleo de estos recursos renovables, como fuente de generación, reduciría la factura petrolera que se paga por producir electricidad. Cabe mencionar, que de hecho, la factura total de combustible en los seis países de América Central tiene gran impacto negativo en sus balanzas comerciales.

La integración propuesta permitiría, en el mediano y largo plazos:

- a) Mejorar la confiabilidad del suministro;
- b) Reducir el monto de las inversiones requeridas para la expansión de los sistemas mediante un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en la región, y
- c) Reducir el consumo de combustibles.

Cuadro 1

CAPACIDAD INSTALADA, DEMANDA MAXIMA Y PRODUCCION
DE ENERGIA POR PAIS O REGION, 1990

País o región	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Producción de energía en GWh				
			Total	Geo	Hidro	Térmica	Nuclear
<u>Total</u>	<u>55 728</u>	<u>35 216</u>	<u>217 992</u>	<u>5 894</u>	<u>99 262</u>	<u>112 836</u>	<u>2 938</u>
México	25 298	18 807	114 317	5 124	23 333	85 860	2 938
Istmo Centroamericano	4 118	2 563 ^{a/}	13 944	770	11 874	1 300	-
Colombia	8 312	5 887	33 685	-	27 357	6 328	-
Venezuela ^{b/}	18 000	7 959	56 046	-	36 698	19 348	-

^{a/} Datos de Honduras correspondientes a 1989.

^{b/} Corresponden a 1989.

B. Antecedentes de los beneficiarios y de la entidad ejecutora

1. Los beneficiarios

a) Identificación

Los beneficiarios del proyecto son:

- i) La Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.
- ii) Las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano:
 - 1) Instituto Nacional de Electrificación (INDE), de Guatemala;
 - 2) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), de El Salvador;
 - 3) Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras;
 - 4) Instituto Nicaragüense de Energía (INE), de Nicaragua;
 - 5) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de Costa Rica,
 - e
 - 6) Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), de Panamá.
- iii) El sector eléctrico Colombiano, representado por Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA).
- iv) C.V.G. Electrificación del Caroní (EDELCA), de Venezuela.

b) Experiencia previa en integración eléctrica

i) Experiencia de la CFE. Una de las resoluciones de mayor trascendencia que se han tomado en México para garantizar el desarrollo de la industria, el campo y el bienestar de la sociedad en general fue sin duda la nacionalización del servicio público de energía eléctrica, el 27 de septiembre de 1960. La Comisión Federal de Electricidad inició así la consolidación de su estructura para llevar a cabo los planes de integración y sentar bases firmes para la prestación de dicho servicio.

La decisión de nacionalizar el servicio público de energía eléctrica, la unificación de la frecuencia en todo el territorio a 60 ciclos, que concluyó en 1976, así como la interconexión del sistema eléctrico nacional, concretado en 1978, permitieron a la Comisión Federal de Electricidad explotar de manera más racional los medios de generación, transmisión y distribución existentes. Por medio de estos dos últimos hechos técnicos, por demás relevantes, se pudieron seleccionar los recursos disponibles más convenientes para la

operación de las centrales generadoras y la aplicación de nuevas tecnologías, con el fin de mejorar la interconexión de los sistemas eléctricos.

Esto propició el fomento de economías de escala, abatió costos de inversión y operación, redujo el requerimiento de reserva de capacidad para cubrir el mantenimiento y conservación del equipo y, por último, contribuyó a que el suministro del fluido eléctrico fuera más confiable y con mayores rendimientos.

Al expandirse los sistemas eléctricos durante el proceso de interconexiones entre centrales y áreas anteriormente aisladas, se presentó la necesidad de aprovechar racionalmente las instalaciones, a fin de garantizar el máximo rendimiento de las inversiones. Para tal objeto, se organizaron grupos de operación, responsables de coordinar y ejecutar las actividades necesarias tendientes a mantener la continuidad, la calidad en el voltaje y la frecuencia y la economía del servicio con la máxima seguridad.

Adicionalmente a la experiencia de integrar el sistema eléctrico mexicano, la CFE tiene contratos de intercambio con varias empresas eléctricas fronterizas estadounidenses. Los enlaces con estas empresas en el noreste y el centro norte del país son de 138 y 69 kV; actualmente se utilizan para compraventa de energía de partes aisladas de los sistemas eléctricos, ya que son incompatibles (por problemas dinámicos) para una operación síncrona permanente. En cambio, en el noroeste del territorio nacional se dispone de dos líneas de 230 kV, pertenecientes al sistema eléctrico de Baja California Norte, el cual está aislado del resto del sistema eléctrico mexicano y se opera en paralelo con el conglomerado de sistemas del oeste de los Estados Unidos y el Canadá (WSCC: Western Systems Coordinating Council).

ii) Integración eléctrica en el Istmo Centroamericano. En el Istmo Centroamericano existe ya una experiencia concreta en interconexiones internacionales. En 1976 se interconectaron los sistemas de Honduras y Nicaragua; en 1982, los de Nicaragua y Costa Rica. Finalmente, en 1986 se interconectaron, por una parte, Costa Rica y Panamá y, por otra, El Salvador y Guatemala.

Para completar la integración del sistema eléctrico del Istmo falta únicamente la línea Honduras-El Salvador, que está en proyecto. Todas las

líneas de interconexión son de 230 kV y se originaron en convenios y diseños bilaterales.

Por el bajo nivel de mallado de los sistemas nacionales, la debilidad de los enlaces entre países y las grandes distancias, el sistema de transmisión resultante es un caso típico de un "sistema longitudinal", sujeto a problemas técnicos de inestabilidad y de control del voltaje.

Diversos estudios, realizados por los profesionales de las mismas empresas, con el apoyo de la CEPAL y la colaboración de la CFE, han permitido, por una parte, generar soluciones para paliar esos problemas y, por otra, identificar un número limitado de refuerzos de magnitud modesta que podrían --a un costo estimado de 80 millones de dólares-- mejorar considerablemente la confiabilidad de la operación.

No obstante las dificultades mencionadas, las interconexiones han permitido aprovechar importantes volúmenes de excedentes hidroeléctricos surgidos en Costa Rica (1982-1985) y en Honduras (1985 a 1991), con la puesta en servicio de centrales hidroeléctricas de tamaño relativamente grande,

El valor acumulado de los intercambios netos en el decenio de 1980 fue de 2,750 GWh (véase el cuadro 2).

iii) Experiencia en Colombia. La empresa eléctrica colombiana ISA tiene experiencia en la planificación, construcción, operación y mantenimiento del sistema de interconexión nacional a 230 y 500 kV. Este une los sistemas eléctricos de todas las empresas en Colombia y la operación coordinada a mínimo costo de los recursos energéticos para atención de la demanda de electricidad. Asimismo, ISA ha participado en la realización de los estudios de factibilidad técnico-económica y de diseño para la interconexión con Venezuela, línea Cuestecita (Guajira, Colombia)-Cuatricentenario (Zulia, Venezuela) a 230 kV.

iv) Experiencia venezolana. Desde 1964 se iniciaron en Venezuela los estudios que dieron origen a la primera línea a 400 kV y 600 km de longitud, que unía una gran central hidroeléctrica con los centros más poblados del país; este estudio fue realizado por una empresa consultora extranjera.

A partir de esa fecha, la experiencia venezolana se fue enriqueciendo de forma notoria, ya que hoy en día el sistema eléctrico se encuentra totalmente interconectado.

Cuadro 2

PRODUCCION E INTERCAMBIOS DE ENERGIA, 1980-1989

(GWh)

	Producción	Requerimiento interno	Intercambio		
			Exportación	Importación	Neto
<u>Total</u>	<u>106 417</u>	<u>106 417</u>	<u>2 746</u>	<u>2 746</u>	
Guatemala	16 156	16 020	152	16	136
El Salvador	16 214	16 350	16	152	-136
Honduras	13 122	12 260	1 258	396	862
Nicaragua	10 068	11 210	67	1 209	-1 142
Costa Rica	27 806	27 310	1 104	608	496
Panamá	23 051	23 267	149	365	-216

Nota: El bloque formado por Guatemala y El Salvador está aislado del formado por los otros cuatro países.

La operación de una gran central hidroeléctrica (Guri), de 10,000 MW, ha permitido que los profesionales responsables del subsector eléctrico venezolano adquirieran nuevos conocimientos, sobre todo en lo que a manejo de embalses de gran volumen de agua se refiere, así como en lo relativo a sistemas de transmisión de extra-alta tensión al manejar redes de 765 kV.

La experiencia venezolana, en cuanto a interconexiones internacionales, se limita a un modesto intercambio con Colombia mediante una línea a 115 kV. Sin embargo, se encuentra en etapa de diseño una interconexión a 230 kV con ese país, que permitirá intercambios hasta de unos 200 MW.

c) Capacidad técnica para estudios

La experiencia acumulada en los países de la región indica que existe un alto grado de capacidad para desarrollar los estudios requeridos en las diferentes etapas del proyecto. Esta capacidad se refiere no sólo a los conocimientos, calificación y experiencias en estudios similares del personal, sino también a la disponibilidad de métodos y modelos desarrollados por las propias empresas, así como de equipos de cómputo.

En consecuencia, las instituciones participantes han decidido como estrategia aportar sus propios expertos, métodos y centros de cómputo para el desarrollo de tales estudios, y utilizar al mínimo consultorías externas.

2. Antecedentes de la agencia especializada

La Unidad de Energía de la CEPAL ha participado en la integración eléctrica del Istmo Centroamericano desde los orígenes de ese proceso en los años cincuenta y sesenta. A partir de entonces, la CEPAL actúa como secretaria de dos organismos regionales de integración eléctrica: el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH) y el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE).

La Unidad tuvo a su cargo la elaboración, entre 1975 y 1979, del Estudio Regional de Interconexión Eléctrica (ERICA). Este estudio de planificación regional tenía el propósito de proporcionar una base técnico-económica firme para las decisiones sobre inversión en obras de interconexión en el Istmo.

Concluido el ERICA, la CEPAL promovió la transferencia a las empresas eléctricas de la metodología y modelos empleados en el estudio. Posteriormente formuló, con el apoyo de éstas, el Programa de Actividades

Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA), cuya ejecución se encuentra a cargo del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Parte de ese programa está financiado como una cooperación técnica no reembolsable por el BID. El PARSEICA beneficia a los seis organismos nacionales de electrificación de América Central, ya que tiene como objetivo mejorar la capacidad técnica de las empresas para la operación integrada e incluye transferencia de tecnología y capacitación.

Por otra parte, desde 1982, cuando comenzaron a presentarse problemas operativos en la red interconectada de Centroamérica, la Unidad de Energía de la CEPAL ha coordinado la realización en México de 12 estudios en los que se han abordado problemas de operación y planificación tanto de las interconexiones como de las redes nacionales. Estos los llevan a cabo profesionales de las empresas del Istmo, con la colaboración de la CFE.

En conclusión, la Unidad de Energía de la CEPAL tiene amplia experiencia en la coordinación de equipos de trabajo --formados con personal técnico de varias de las instituciones participantes en el presente proyecto-- que han ejecutado estudios de integración eléctrica.

IV. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

A. Objetivos

Los objetivos del proyecto son los siguientes:

1) Analizar de manera sucinta los estudios anteriores y la forma en que se han concretado las interconexiones que se encuentran operando, y cuáles han sido sus resultados.

2) Definir esquemas de integración, formular escenarios, identificar y seleccionar opciones de desarrollo y realizar su evaluación técnico-económica.

3) Dimensionar de manera preliminar la red de transmisión necesaria para movilizar los bloques de potencia y energía de varios escenarios de integración.

4) Identificar los refuerzos necesarios para que la red de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano tenga capacidad para transportar los flujos de potencia y energía resultantes de las simulaciones de la operación interconectada.

5) Realizar un estudio de prefactibilidad para evaluar los beneficios económicos potenciales que se obtendrían al desarrollar proyectos de generación con capacidad para exportar bloques de energía a otros países.

6) Analizar los proyectos que serán necesarios para completar la interconexión entre los países del G-3 y los países centroamericanos, en particular:

a) La interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela con el de Panamá.

b) Los estudios que Guatemala y México están realizando, en el marco del G-3, para interconectarse en el mediano plazo.

c) La primera etapa del proyecto SIPAC.

7) Formular recomendaciones sobre las acciones que deberían tomarse de acuerdo con los resultados del estudio de prefactibilidad, y analizar alternativas de financiamiento.

B. Actividades

1. Actividades preparatorias

Debido a la alta prioridad que las nueve empresas eléctricas participantes le asignan a este proyecto, ya se han logrado las siguientes definiciones y avances sobre las actividades preparatorias: a) se adoptó la metodología sobre planificación de la expansión y simulación de la operación futura, desarrollada por ISA, Colombia; b) se aprobaron los formularios para la recolección de información sobre los sistemas eléctricos existentes, así como de los proyectos futuros (térmicos, hidroeléctricos y redes eléctricas); c) la CFE proporcionará, mientras dure el proyecto, una computadora de características similares a la que tiene ISA y que permite correr los modelos que se utilizarán en el estudio.

La CFE y el INDE desarrollarán, con recursos propios, durante el segundo semestre de 1991, el estudio de prefactibilidad para interconectar los sistemas eléctricos de Guatemala y México. Los resultados se tomarán como base para el estudio de prefactibilidad de interconexión eléctrica de los nueve países.

Las seis empresas eléctricas del Istmo Centroamericano están revisando la forma en que se realizará el proyecto SIPAC con el apoyo del Grupo ENDESA de España. Los resultados de esa revisión se tomarán como base para el presente estudio de prefactibilidad.

Adicionalmente, se revisarán de manera sucinta los estudios realizados anteriormente sobre la interconexión de la región.

2. Actividades específicas

a) Se analizarán los planes de expansión y las estimaciones de la demanda vigentes en cada país;

b) Se definirán y analizarán diferentes esquemas de integración. Para cada uno de ellos, se propondrán las alternativas de interconexión que permitan concretar los beneficios de la integración eléctrica;

c) Tomando en cuenta los proyectos de generación y transmisión recomendados para la integración de la región: i) se simulará la operación futura para diferentes grados de integración; ii) se dimensionarán de manera preliminar las interconexiones y los refuerzos de transmisión requeridos, y iii) se efectuarán los análisis económicos y financieros;

d) Se formularán recomendaciones sobre las acciones que deberán tomarse en el corto, mediano y largo plazos para definir y desarrollar, en su caso, la interconexión eléctrica en la región;

e) Dentro del marco de una solución a largo plazo, se determinará la prefactibilidad de interconectar, como una primera etapa, los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela con el de Panamá, por una parte, y el de Guatemala con el de México, por la otra;

f) Asimismo, se identificarán los refuerzos necesarios para que la red de interconexión eléctrica existente en el Istmo Centroamericano tenga capacidad para transportar los flujos de potencia y energía resultantes de las simulaciones de la operación interconectada;

g) Se estimarán los costos y los beneficios de los proyectos recomendados para sustentar los ulteriores estudios de factibilidad, y

h) Se harán estudios de esquemas de financiamiento alternativos para el desarrollo de los posibles proyectos recomendados para la integración de los sistemas eléctricos. (Véase el cronograma de actividades adjunto.)

Las actividades preparatorias durarán tres meses y el estudio de prefactibilidad 12 meses; estos últimos contados a partir del momento en que se disponga de los fondos requeridos. Obsérvese que en el cronograma no se incluyen las actividades preparatorias.

3. Financiamiento

Pendiente.

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION
ELECTRICA DE LOS PAISES DEL GRUPO DE LOS TRES
Y DEL ISTMO CENTROAMERICANO.**

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDADES	DURACION (SEMANAS)	MESES											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Analizar las estimaciones de demanda, catálogos de proyectos y planes de expansión.	5	*****											
Taller sobre el uso de las metodologías.	2		**										
Definir esquemas de integración y formular escenarios de integración.	2		**										
Simular y analizar planes alternos de expansión de generación.	4			****									
Simular y analizar la operación futura de los planes de expansión seleccionados. Dimensionar interconexiones.	21				***	*****	*****	*****	*****	*****			
Efectuar los análisis económicos.	10									**	*****	*****	
Desarrollar los estudios financieros.	10									**	*****	*****	
Preparar el informe final.	4												****
Presentar los informes técnicos y final a las autoridades del sector energético, y al organismo financiero.	2												**

NOTA: No se incluyen las actividades preparatorias que ya se están realizando.

V. PRESUPUESTO

A. Criterios básicos

1) Las empresas eléctricas participantes aportarán profesionales con amplia experiencia en este tipo de estudios; efectuarán los trabajos de manera conjunta en la sede de la agencia especializada.

2) El proyecto demanda un total de 188 meses-hombre de expertos y dirección. Únicamente se contratarán 10 meses-hombre de consultoría y 12 meses-hombre de dirección técnica; el resto será aportado por las empresas eléctricas participantes, el CEAC y la CEPAL. En el presupuesto del proyecto se incluyen los costos de pasajes y estadía de los profesionales que serán financiados por el BID y por las empresas eléctricas.

3) Se requieren 3 meses-hombre de expertos en planificación de sistemas interconectados, 5 meses-hombre de especialistas en planeamiento operativo y determinación de costos de producción y 2 meses-hombre de expertos en evaluación económica y análisis financieros de proyectos de interconexiones eléctricas internacionales.

4) La agencia especializada aportará la coordinación general y el apoyo logístico-administrativo necesario para ejecutar el proyecto. Requiere contratar un director técnico y un profesional local con cargo al presupuesto del proyecto.

5) Las metodologías serán proporcionadas por las empresas eléctricas involucradas. Ya se decidió utilizar las metodologías sobre planificación de la expansión y simulación de la operación, desarrolladas por ISA, y que corren en computadora tipo mini.

6) La CFE proporcionará --mientras dure el proyecto-- una computadora igual a la que tiene ISA, incluyendo cuatro terminales y una impresora. De este manera no se requerirá adecuar los programas digitales. Se necesita agregar en el presupuesto dos terminales y el costo de mantenimiento del equipo.

7) ISA aportará los técnicos para impartir en México un taller de dos semanas de duración sobre el uso de las metodologías. Adicionalmente, proporcionará al proyecto el apoyo técnico para resolver dudas en el uso de sus modelos. Sólo se presupuestan los costos de pasajes y estadía.

8) Se efectuarán cuatro reuniones de supervisión y seguimiento del estudio. En ellas participarán los responsables de planificación de las

nueve empresas representantes del CEAC, la OLADE, el BID y la CEPAL. El Director técnico será el Secretario de dichas reuniones.

B. Estimación del presupuesto

	<u>Miles de dólares</u>			<u>Total</u>
	<u>BID</u>	<u>Empresas</u>	<u>CEPAL</u>	
<u>Director técnico</u>				
Remuneraciones (12 meses/experto a 5,000 dólares/mes)	60.0			60.0
Contratación, repatriación y carga social	90.0			90.0
Pasajes (3 viajes a 967 dólares cada uno, en promedio)	2.9			2.9
Viáticos (9 días a 120 dólares/día)	1.1			1.1
<u>Coordinador general</u>				
Remuneraciones (4 meses/experto a 5,000 dólares/mes)			20.0	20.0
Pasajes (3 viajes a 967 dólares cada uno, en promedio)	2.9			2.9
Viáticos (9 días a 120 dólares/día)	1.1			1.1
<u>Consultores individuales</u>				
Remuneraciones (10 meses/experto a 5,000 dólares/mes). Trabajarán con los profesionales de las empresas eléctricas en la sede de la agencia especializada	50.0			50.0
Pasajes (4 viajes a 1,000 dólares c/u)	4.0			4.0
Viáticos (304 días a 134 dólares/día)	40.8			40.8
<u>Profesional local</u>				
Remuneraciones (12 meses/hombre a 2,000 dólares/mes)	24.0			24.0

/Continúa

	Miles de dólares			Total
	BID	Empresas	CEPAL	
<u>Expertos nacionales (162 meses/hombre)</u>				
Remuneraciones (2,000 dólares/mes)		324.0		324.0
Pasajes de 44 viajes en misión (9 x 1,000 + 8 x 1,300 + 27 x 600)	35.6			35.6
Viáticos (4,198 días a 134 dólares/día)	562.5			562.5
Pasajes de 67 viajes a reuniones		45.4		45.4
Viáticos (201 días a 120 dólares/día)		24.1		24.1
<u>Gastos varios</u>				
Alquiler de oficinas	36.0			36.0
Mantenimiento de equipo de cómputo	12.0			12.0
Equipo	40.0	16.0		56.0
Personal de apoyo	40.0	15.6	8.8	64.4
Comunicaciones	6.0	5.0		11.0
Publicaciones	20.0			20.0
Suministros	7.5			7.5
Mobiliario	10.0			10.0
Eventos (4 x 2,300 dólares/evento)		9.2		9.2
Metodología		120.0		120.0
Administración general		55.9		55.9
Gastos de apoyo (13%)	136.0			136.0
Subtotal	1,182.4	615.3	28.8	1,826.5
Imprevistos (10% del subtotal)	118.2	61.5	2.9	182.6
<u>Total</u>	<u>1,300.6</u>	<u>676.8</u>	<u>31.7</u>	<u>2,009.1</u>

VI. JUSTIFICACION

La realización de este proyecto será un primer paso para definir una integración gradual del subsector eléctrico de los nueve países participantes. El éxito del mismo sentará las bases para abordar etapas más avanzadas de ese proceso.

Al finalizar el estudio de prefactibilidad se contará con una base de información común, una red de relaciones institucionales y profesionales, y estudios con criterios y métodos comunes para la planificación del desarrollo eléctrico a nivel regional. Ello permitirá disponer de una plataforma sólida para lanzar la nueva etapa de estudios sobre proyectos y acciones concretas, que sean técnicamente factibles, avaladas económicamente y que se justifiquen por las necesidades de las zonas.

Tomando en consideración los plazos adecuados, la integración tendrá como principales beneficios la reducción del costo total del abastecimiento de energía eléctrica. Ello mediante un aprovechamiento más racional de los recursos energéticos de la región y el incremento de la confiabilidad del servicio por el efecto de la reserva compartida, la complementariedad de los regímenes hidrológicos, y la diversidad de las demandas.

Anexo IGRUPO DE LOS TRES E ISTMO CENTROAMERICANO: GESTION DEL SECTOR
Y DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS1. Colombia

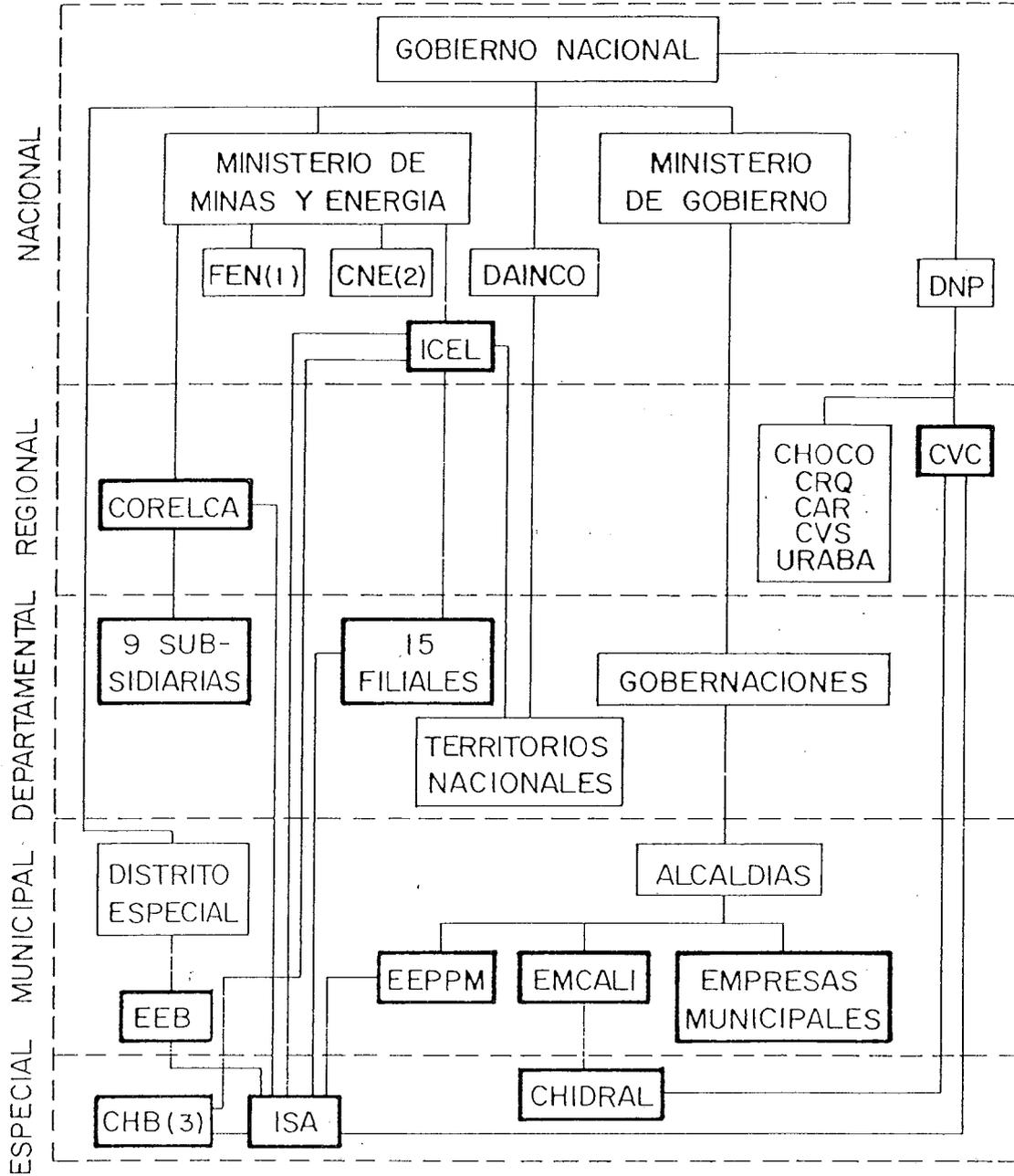
El suministro de electricidad en Colombia se encuentra a cargo del Estado. El servicio lo prestan entidades oficiales de orden nacional, regional, departamental y municipal, y en algunos casos de carácter especial. (Véase el gráfico 1.)

El Ministerio de Minas y Energía (MME), organismo rector del sector energético, define, por intermedio de la Comisión Nacional de Energía (CNE), las políticas y regulaciones para la utilización integral y racional de los recursos energéticos del país. Coordina esta actividad con el Departamento Nacional de Planeación (DNP), encargado de la elaboración de los planes de desarrollo económico y social.

Las principales empresas de energía eléctrica del país nacieron y se consolidaron como fruto de esfuerzos regionales aislados. En 1967, crearon a Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA) con el fin de interconectar sus sistemas y coordinar la operación conjunta, realizar una planeación integral de la expansión y de la operación y construir proyectos de generación que requieran del esfuerzo conjunto. ISA es una empresa industrial y comercial del Estado, constituida en forma de sociedad anónima por las siguientes empresas encargadas de la prestación del servicio en todo el país: Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA). La EEB y la EPPM son empresas de generación, transmisión y distribución. La primera presta servicio en Bogotá y alrededores, y la segunda en Medellín. La CVC es una empresa de generación, transmisión y distribución, encargada del suministro en el Departamento del Valle del Cauca, en unión con las Empresas Municipales de Cali (EMCALI), que distribuyen la energía en esa ciudad. El ICEL y la CORELCA son empresas de generación y transmisión, con 15 y ocho empresas electrificadoras filiales, encargadas de la distribución en sus respectivos departamentos.

Gráfico 1

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



- (1) Financiera Energética Nacional
- (2) Comisión Nacional de Energía
- (3) Central Hidroeléctrica de Betania

- Empresas de Energía
- Entidades y Organismos de dirección y relacionados.

ISA y CNE son, por consiguiente, las entidades responsables de la planificación y coordinación de la expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica en el país. También tienen a su cargo los asuntos relacionados con proyectos internacionales del sector eléctrico.

Adicionalmente, el MME cuenta con la Financiera Energética Nacional (FEN), creada con el objetivo de captar recursos internos y coordinar aspectos financieros.

La capacidad efectiva actual (1991) del sistema interconectado colombiano es de 8,312 MW, 78% hidroeléctrica y 22% termoeléctrica. La red del Sistema Eléctrico Colombiano comprende 524 km de líneas a 500 kV, 4,046 km a 230 kV y 6,340 km a 115 kV para cubrir las necesidades del país. La red de interconexión que une los sistemas regionales está integrada por líneas a 230 kV y 500 kV. (Véase el gráfico 2.)

En 1990, la demanda de electricidad fue de 33,685 GWh y 5,887 MW, con un crecimiento de 5% respecto del año anterior. Para el período 1991-2000 se espera un incremento promedio anual de 5.1% a nivel nacional.

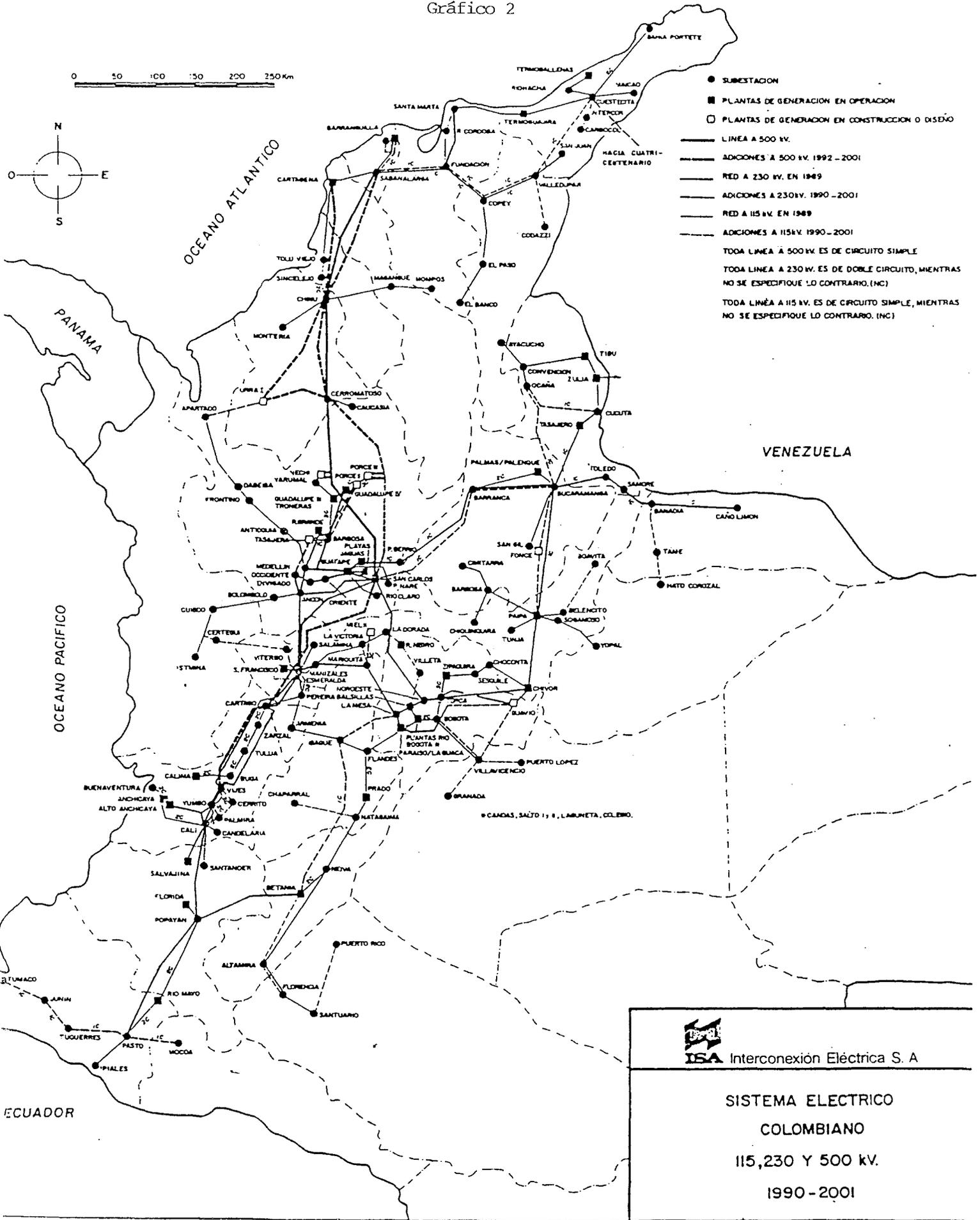
Para la atención de la demanda en el corto plazo se construyen los proyectos hidroeléctricos de Guavio (1,000 MW) y Riógrande II (322.5 MW), previstos para entrar en operación en 1992 y 1993, respectivamente.

Para el mediano plazo se tienen previstos los proyectos hidroeléctricos de Urrá I (340 MW), Miel II (385 MW) y Porce II (392 MW), aprobados en el plan de expansión para construcción, y que entrarán en operación entre 1998 y 1999. (Véase el gráfico 3.)

Para el largo plazo se encuentran aprobados en el plan de expansión los diseños de los proyectos hidroeléctricos de Nechí A (590 MW), Fonce (420 MW) y Porce III (760 MW). Están previstos para entrar en operación entre los años 2000 y 2002. Con estos proyectos se llegará a 12,765 MW, 84.7% hidroeléctricos y 15.3% termoeléctricos. Asimismo, se dispone de un amplio potencial de proyectos a diferentes niveles de estudio, compuesto por unos 80,000 MW hidroeléctricos, de los cuales cerca de 12,000 MW cuentan con factibilidad terminada, así como por 3,000 MW a carbón.

Adicionalmente se tiene un plan de expansión en transmisión hasta el año 2000 que incluye líneas a 500 kV y 230 kV para reforzar la red de interconexión y proyectos de compensación reactiva que incrementarán la capacidad de transporte. Dentro de estos proyectos es necesario destacar la

Gráfico 2



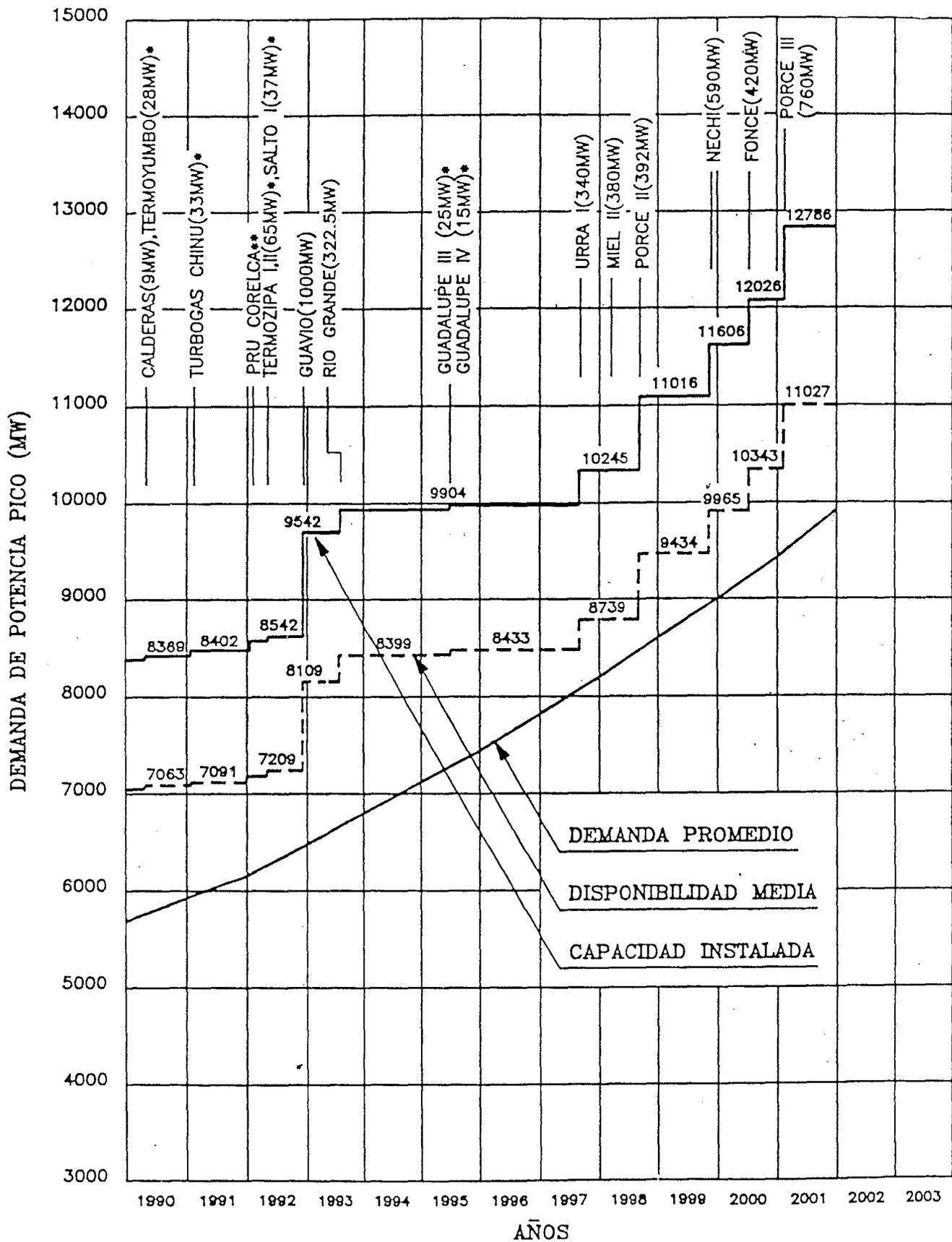
ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SISTEMA ELECTRICO
 COLOMBIANO
 115, 230 Y 500 KV.
 1990 - 2001

33

PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA
CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE DEL SISTEMA
INTERCONECTADO COLOMBIANO
1990-2001

Gráfico 3



- UNIDADES EN RECONSTRUCCION O REPARACION: TERMUYUMBO, SALTO I, TERMOZIPA I, II Y TURBOGAS CHINU, GUADALUPE III, IV.
- PLAN DE RECUPERACION DE UNIDADES DE CORELCA: CHINU 4 (3.9 MW), RIO 10 (3.9 MW), BALLEENAS II (5.6 MW), BARRANQUILLA I-II (25 MW).

línea de las subestaciones de Cuestecita (Guajira, Colombia) y Cuatricentenario (Zulia, Venezuela), prevista para 1992, con una capacidad de intercambio del orden de 200 MW en condiciones normales de operación. El plan también considera las líneas Cerromatoso-Urrá I a 500 kV y Urrá I-Apartado a 230 kV para 1993, que determinan las subestaciones más próximas a la frontera con Panamá, Urrá I a unos 100 km, y Apartado a 50 km, aproximadamente. (Véase de nuevo el gráfico 2.)

Además, se tienen políticas en las que se da prioridad a los programas de recuperación de capacidad instalada, uso eficiente de la energía, reducción de pérdidas y sustitución de electricidad, con lo cual se espera incrementar la disponibilidad para atender la demanda.

2. Istmo Centroamericano

En los seis países de América Central, la gestión del subsector eléctrico está a cargo de las seis empresas eléctricas estatales: a) el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en Costa Rica; b) la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) en El Salvador; c) el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) en Guatemala; d) la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras; e) el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) en Nicaragua, y f) el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá.

La capacidad instalada de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano asciende en la actualidad a 4,127 MW, y está formada por 65% hidráulica, 4% geotérmica, 13% térmica bunker y 18% térmica diesel.

La capacidad instalada sólo aumentó 163 MW en los últimos seis años, un promedio de 32.6 MW por año, mientras que la generación se incrementó a una tasa de 5.6% anual. Esta discrepancia se debe, sobre todo, a que las empresas eléctricas han tenido que diferir inversiones a causa de la aguda crisis financiera que enfrentan, lo que provocó que se redujeran las reservas obtenidas de los grandes proyectos hidroeléctricos que entraron en servicio en el primer quinquenio de los años ochenta.

Los planes para ampliar la generación, previstos para el decenio, totalizan en la subregión 540 MW de geotermia, 914 MW de hidroeléctricas y 650 MW de térmicas (bunker y diesel). Adicionalmente, en los seis países se están ejecutando rehabilitaciones de las plantas generadoras que se justifican técnica y económicamente. Asimismo, existen varios proyectos

para administrar la demanda, reducir las pérdidas y promover la cogeneración. Todo ello con el propósito de aliviar la situación que se prevé crítica para lograr el balance oferta-demanda si sólo se actúa por el lado de la oferta.

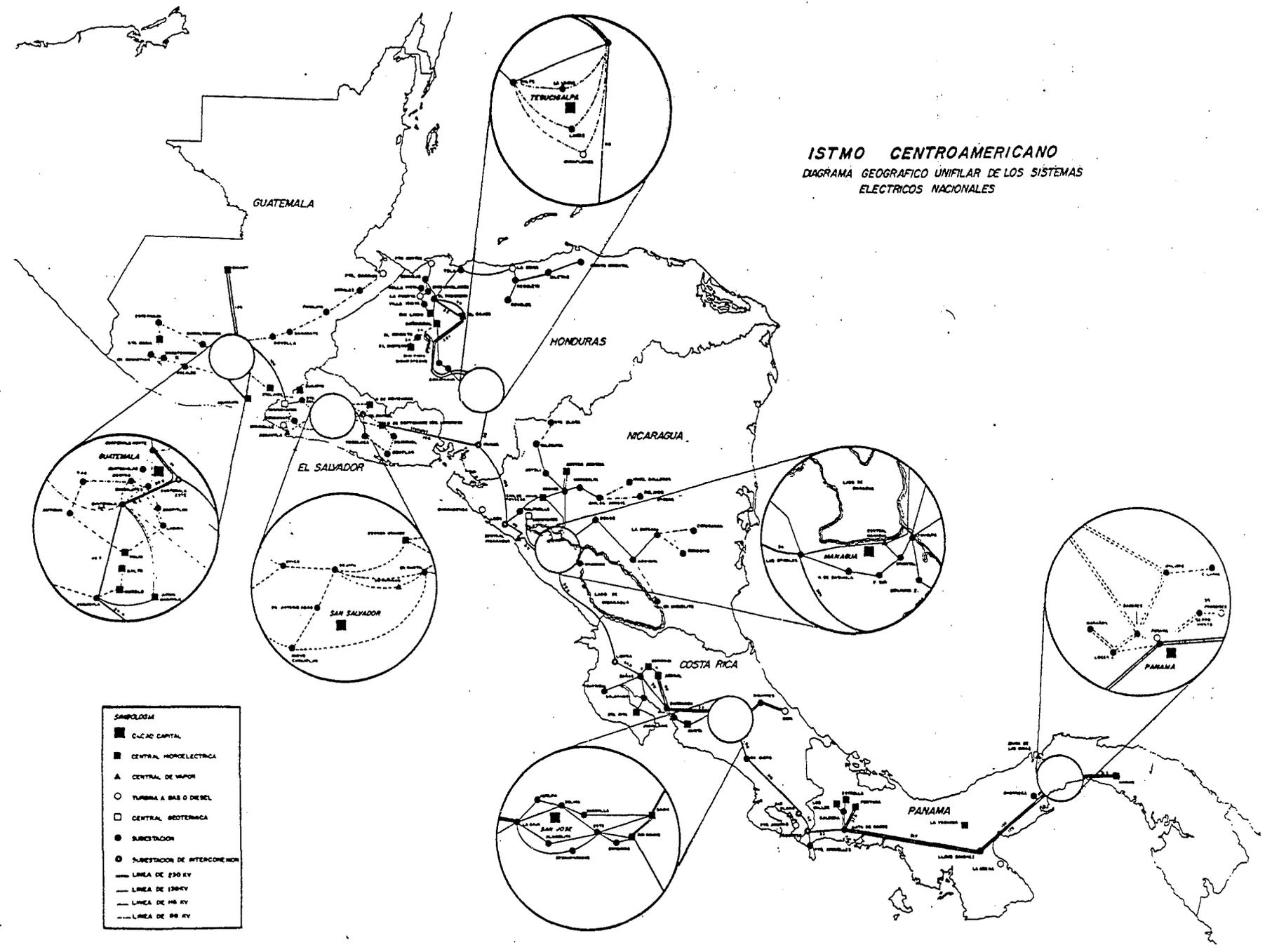
Pese a lo anterior, existe un déficit financiero difícil de superar en el subsector eléctrico de América Central: en el primer quinquenio del decenio de 1980, las inversiones ascendieron, en promedio, a 500 millones de dólares al año, en tanto que en el segundo se redujeron a 200 millones anuales en promedio. Los planes de expansión vigentes para este decenio para las adiciones de generación, transmisión y distribución son más bien modestos; comprenden unidades generadoras de tamaño reducido, para una estimación de crecimiento de la demanda ligeramente superior al 5.5% anual. Pese a ello, cálculos conservadores indican que se requerirían 7,600 millones de dólares a lo largo del decenio para poder concretar dichos planes de expansión.

Los niveles de tensión actualmente en servicio en las redes de transmisión nacionales e interconectadas son de 69, 115, 138 y 230 kV. (Véase el gráfico 4.) En el cuadro adjunto se presentan algunos datos para los sistemas eléctricos nacionales del Istmo Centroamericano.

3. México

La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) es la entidad del Gobierno de México que define las políticas energéticas y regula las actividades de las dos empresas paraestatales del sector energético: Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Petróleos Mexicanos (PEMEX).

La CFE fue fundada por decreto presidencial el 14 de agosto de 1937 y está reglamentada por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, promulgada el 8 de diciembre de 1975. La CFE es una empresa descentralizada dentro del gobierno federal mexicano. Fue creada para proporcionar el servicio eléctrico en México, incluyendo la planeación y operación de los sistemas de generación, transmisión y distribución. También es responsabilidad de la CFE llevar a cabo las acciones, operaciones y contratos que sean necesarios para el cumplimiento de sus funciones, incluyendo la promoción de la investigación y desarrollo científico y tecnológico en la rama eléctrica, así como la exportación e importación de energía eléctrica.



ISTMO CENTROAMERICANO
DIAGRAMA GEOGRAFICO UNIFILAR DE LOS SISTEMAS
ELECTRICOS NACIONALES

SIEMBOLOS

- CIUDAD CAPITAL
- CENTRAL HIDROELECTRICA
- ▲ CENTRAL DE VAPOR
- TURBINA A GAS O DIESEL
- CENTRAL GEOTERMICA
- SUBESTACION
- SUBESTACION DE INTERCONEXION
- LINEA DE 230 KV
- LINEA DE 138KV
- LINEA DE 110 KV
- LINEA DE 60 KV

Cuadro
ALGUNOS DATOS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS, 1990

	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Producción de energía (GWh)				KWh/habitante	Nivel de electrificación (%)
			Total	Geo	Hidro	Térmica		
México	25 298	18 807	114 317	5 124	23 333	85 860	1 292	87
Guatemala	807	452	2 319	-	2 141	178	238	31
El Salvador	650	412	2 164	384	1 642	139	328	48
Honduras ^{a/}	525	316	1 988	-	1 988	-	271	34
Nicaragua	363	237 ^{a/}	1 308	386	401	521	266	38
Costa Rica	889	682	3 543	-	3 497	46	1 043	90
Panamá	883	464	2 622	-	2 205	417	838	58
Istmo Centroamericano	4 117	2 563	13 944	770	11 874	1 300	399	47
Colombia	8 312	5 887	33 685	-	27 357	6 328	1 254 ^{b/}	85
Venezuela	18 000	7 959	54 046	-	36 698	19 348	2 881	90

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

^{a/} Información correspondiente a 1989.

^{b/} Corresponden a 1988.

La organización general de la CFE se muestra en el gráfico 5. El diagrama de organización de la CFE comprende el nivel de director seguido de ocho subdirectores.

También forman parte de la estructura organizacional de la CFE las Gerencias de Asuntos Jurídicos; Desarrollo Social; Proyecto Nucleoeléctrico de Laguna Verde y la Unidad de Comunicación Social.

La red nacional de la CFE se muestra en el gráfico 6; con excepción de los sistemas de Baja California, el sistema de transmisión troncal de 400 kV cubre prácticamente todo el país. Existe también una red de transmisión que cubre la mayor parte del territorio en 230 kV y 115 kV.

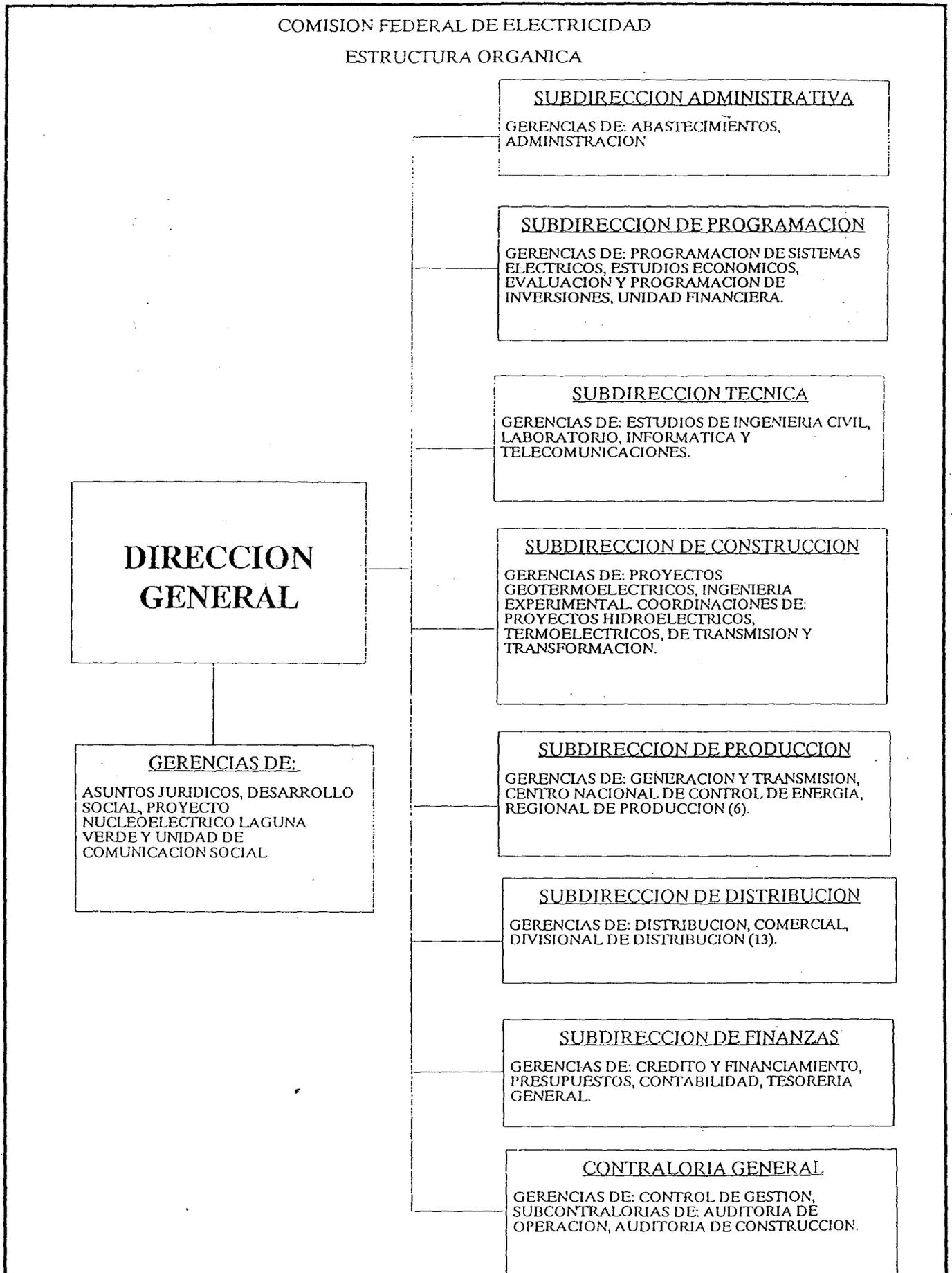
Debido a las grandes distancias entre los centros de generación y los centros de carga, generalmente la capacidad de transmisión está limitada por estabilidad en estado estable. La red nacional de la CFE se divide en ocho regiones para efectos de administración y control de la generación, 13 para transmisión y 13 para distribución, además de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), la cual suministra el servicio al área central del país y a la ciudad de México. Las regiones que son adyacentes a los Estados Unidos son Baja California Norte, noroeste, norte y noreste. Las áreas localizadas en la parte sur de México son la occidental, central, oriental y peninsular.

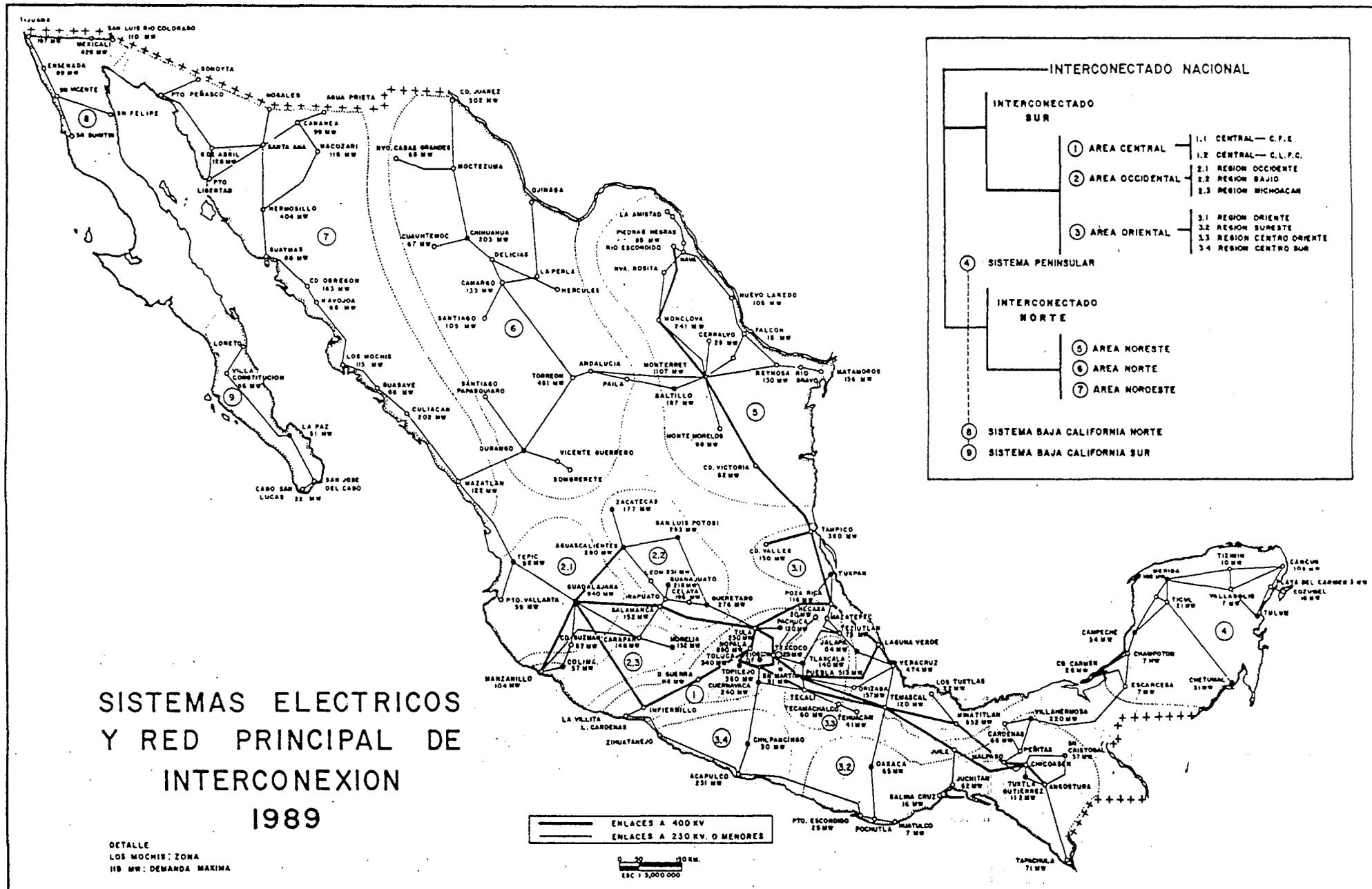
La CFE tiene actualmente (1990) una capacidad instalada de 25,298 MW, y da servicio a aproximadamente 16.3 millones de consumidores.

La capacidad instalada está distribuida en 7,804 MW en centrales hidroeléctricas, 16,699 MW en unidades térmicas (11,367 de vapor alimentadas con combustóleo y gas, 3,457 en ciclo combinado y turbinas de gas, 1,200 MW de vapor alimentadas con carbón, una unidad nucleoeléctrica de 675 MW), 700 MW en plantas geotérmicas y 82 MW de combustión interna diesel. Además, una longitud de 56,000 km de líneas de transmisión a voltajes superiores a 115 kV, y 255,000 km de líneas de distribución repartidas en más de 100 zonas en que se divide el sistema eléctrico.

En 1990 se registraron 114,317 GWh y 18,807 MW de energía necesaria bruta y demanda máxima no coincidente, respectivamente, de los cuales, 1,941 GWh correspondieron a un contrato de exportación a los Estados Unidos, de capacidad firme de la planta geotérmica de Cerro Prieto en Mexicali, Baja California Norte.

Gráfico 5





Durante los últimos años, debido a restricciones financieras, la CFE se vio obligada a reducir la inversión en la expansión de su sistema de potencia, requerida para atender el crecimiento de la demanda. Como resultado, la CFE ha tenido que disminuir los márgenes de reserva recomendables para mantener una calidad y continuidad adecuada del servicio, y las pérdidas totales de energía han aumentado ligeramente hasta alcanzar un valor de 14% de la energía generada neta. Para remediar esta situación, la CFE ha emprendido, con el apoyo financiero de entidades multilaterales de crédito, la ejecución de un plan de inversiones que compensa buena parte del rezago y que comprende programas de rehabilitación de centrales de generación y otras instalaciones, de manera que pueda utilizar en forma más eficiente los recursos disponibles.

El programa de expansión prevé alcanzar una capacidad instalada de 44,514 MW en 1999, con adiciones orientadas a la diversificación de las fuentes de generación: 3,139 MW de hidroeléctricas, 675 MW de nucleoelectricas, 2,100 MW de carboeléctricas, 9,600 MW de centrales duales, 3,297 MW de hidrocarburos y 330 MW de geotérmicas. Además, se estima que se recuperarán 294 MW por rehabilitación y se reducirán 206 MW por retiros. En lo que respecta a las adiciones de transmisión, los planes de expansión de la CFE contemplan la construcción en este decenio de 5,580 km de líneas de 400 kV y 3,784 km de 230 kV.

Uno de los principales centros de generación hidroeléctrica es la cuenca del Río Grijalva, en el sureste del país. En ella se encuentran instaladas cuatro centrales hidroeléctricas en cascada: Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas, con una capacidad total de 3,900 MW. Angostura es el principal embalse del país, tanto por su capacidad de almacenamiento --de regulación interanual-- como por su efecto amplificado de producción, al turbinarse la misma agua en las cuatro centrales generadoras. Este centro de producción se conecta al principal centro de carga, el Valle de México, a través de una red de transmisión formada por varias líneas en paralelo de 400 kV, algunas de ellas con capacitores serie y un compensador estático de vars de ± 300 MVar en la subestación Temascal. Se describe con mayor detalle esta sección de la red eléctrica mexicana, debido a que la interconexión con América Central sería posible realizarla desde la subestación Angostura. (Véase de nuevo el gráfico 6.)

Hay dos líneas de 115 kV de la subestación robusta más cercana al Istmo (Angostura) hacia la zona fronteriza con Guatemala (Belisario Domínguez). Sin embargo, no tienen capacidad para lograr una interconexión síncrona entre los sistemas eléctricos de México y del Istmo Centroamericano, por lo que sería necesario construir líneas adicionales.

4. Venezuela

El sector eléctrico venezolano está formado por diversas empresas públicas y privadas.

Existen cuatro empresas públicas: la C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), Electrificación del Caroní, C.A. (EDELCA), Energía Eléctrica de Venezuela, C.A. (ENELVEN) y C.A. de Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENERBAR). Su capital lo aportan sólo dos institutos autónomos: Fomento de Inversiones de Venezuela (FIV) y la Corporación Venezolana de Guayana (C.V.G.), esta última con acciones únicamente en EDELCA.

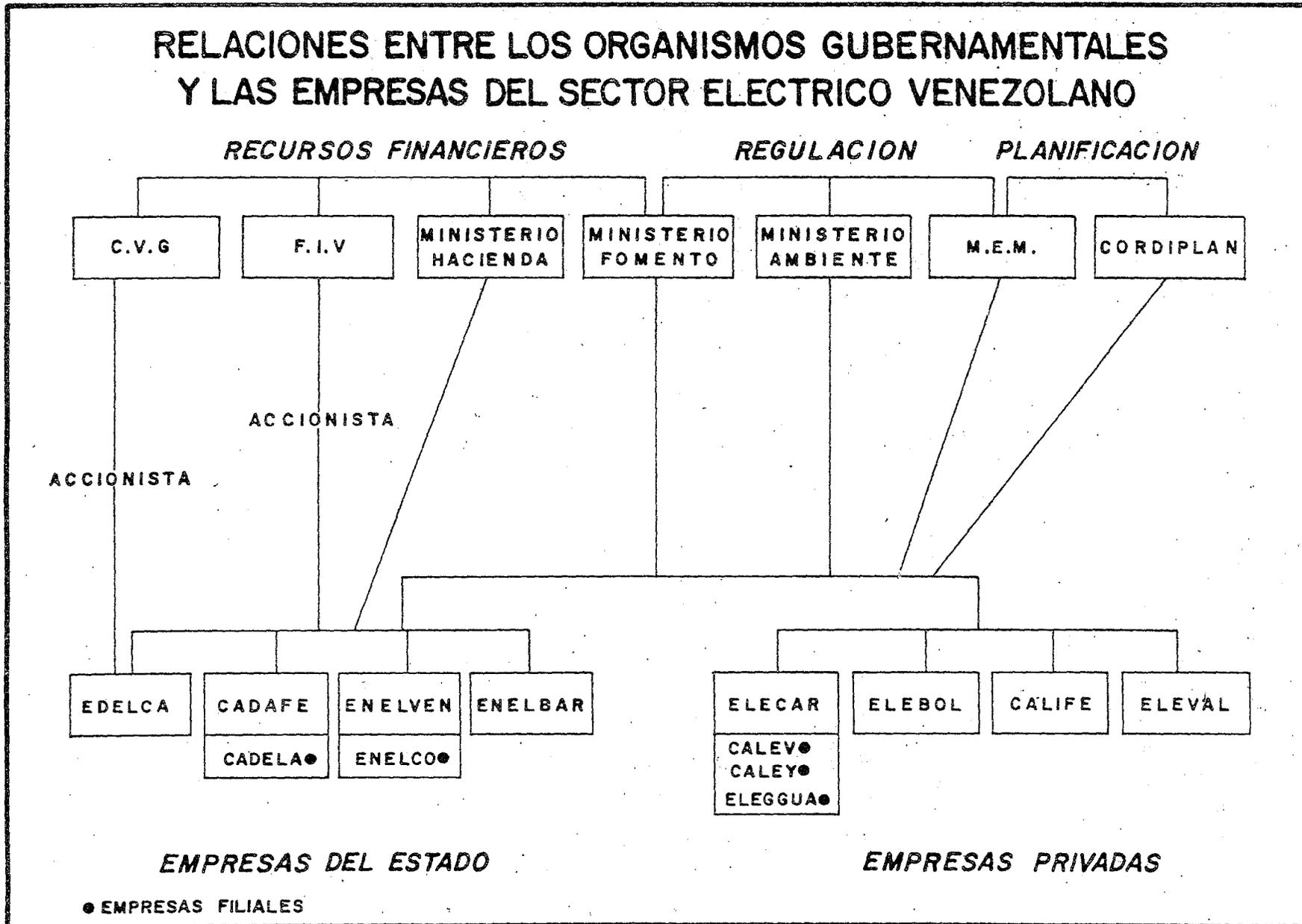
Las empresas privadas que prestan este servicio público son siete y se encuentran concentradas básicamente en las grandes ciudades. Todas ellas conservan autonomía en cuanto a su organización y prestación del servicio, pero están sometidas a regulaciones emanadas directamente del Ejecutivo Nacional.

Los organismos gubernamentales que intervienen en el sector eléctrico en materia de regulación y control de las actividades de las empresas son: el Ministerio de Energía y Minas (MEM), encargado de la formulación de políticas y el desarrollo y control de las actividades en materia de energía; el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (MARNR) y el Ministerio de Fomento, al cual le compete fijar los precios y las tarifas.

En la planificación del sector intervienen el Ministerio de Energía y Minas y la Oficina Central de Coordinación y Planificación (CORDIPLAN). En el gráfico 7 se presenta la relación entre los organismos señalados y las empresas prestatarias del servicio.

En 1990, el país contaba con una capacidad de generación de 18,000 MW, de los cuales el 61% era de origen hidroeléctrico (10,360 MW de EDELCA y 620 MW de CADAFE) y el resto estaba repartido entre plantas de gas y turbinas de vapor.

Gráfico 7



En 1968 se firmó el primer contrato de interconexión entre las principales empresas del país. Se constituyó así la oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), cuyo objetivo es coordinar, operar y planificar el sistema interconectado. Estas funciones se llevan a cabo por medio de un comité de operaciones y uno de planificación. El primero se encarga de coordinar la operación de la red de transmisión y asignar las unidades de generación, y el segundo, de elaborar los estudios del Sistema Interconectado Nacional que permitan determinar las ampliaciones requeridas.

Casi todo el territorio venezolano se encuentra interconectado mediante la red troncal de transmisión, la cual atraviesa el país desde la región suroriental hasta la noroccidental. Está formada por tres líneas de 765 kV, con un total de 1,739 km, 2,223 km de líneas de 400 kV; además, se tienen 2,800 km de líneas de 230 kV y 6,558 km de 115 kV, que cubren prácticamente todo el territorio nacional. (Véase el gráfico 8.)

En materia de intercambios de energía con otros países, existe una pequeña interconexión de 115 kV con Colombia en la región suroccidental del país. Por otra parte, se encuentra en etapa de construcción una línea de 230 kV en la región noroccidental, la cual se tiene previsto que entrará en operación en 1992.

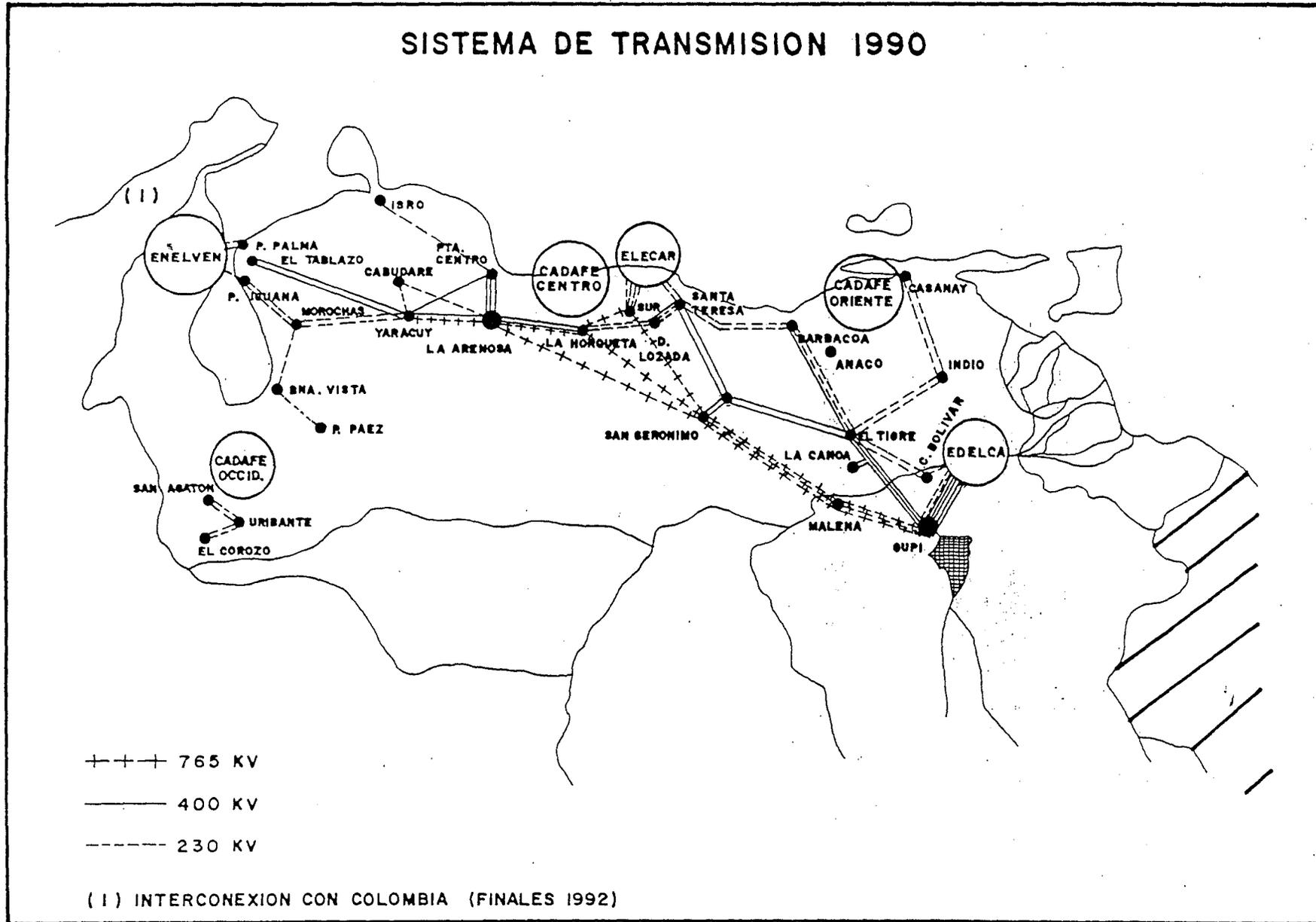
Para el corto, mediano y largo plazos existen los planes siguientes:

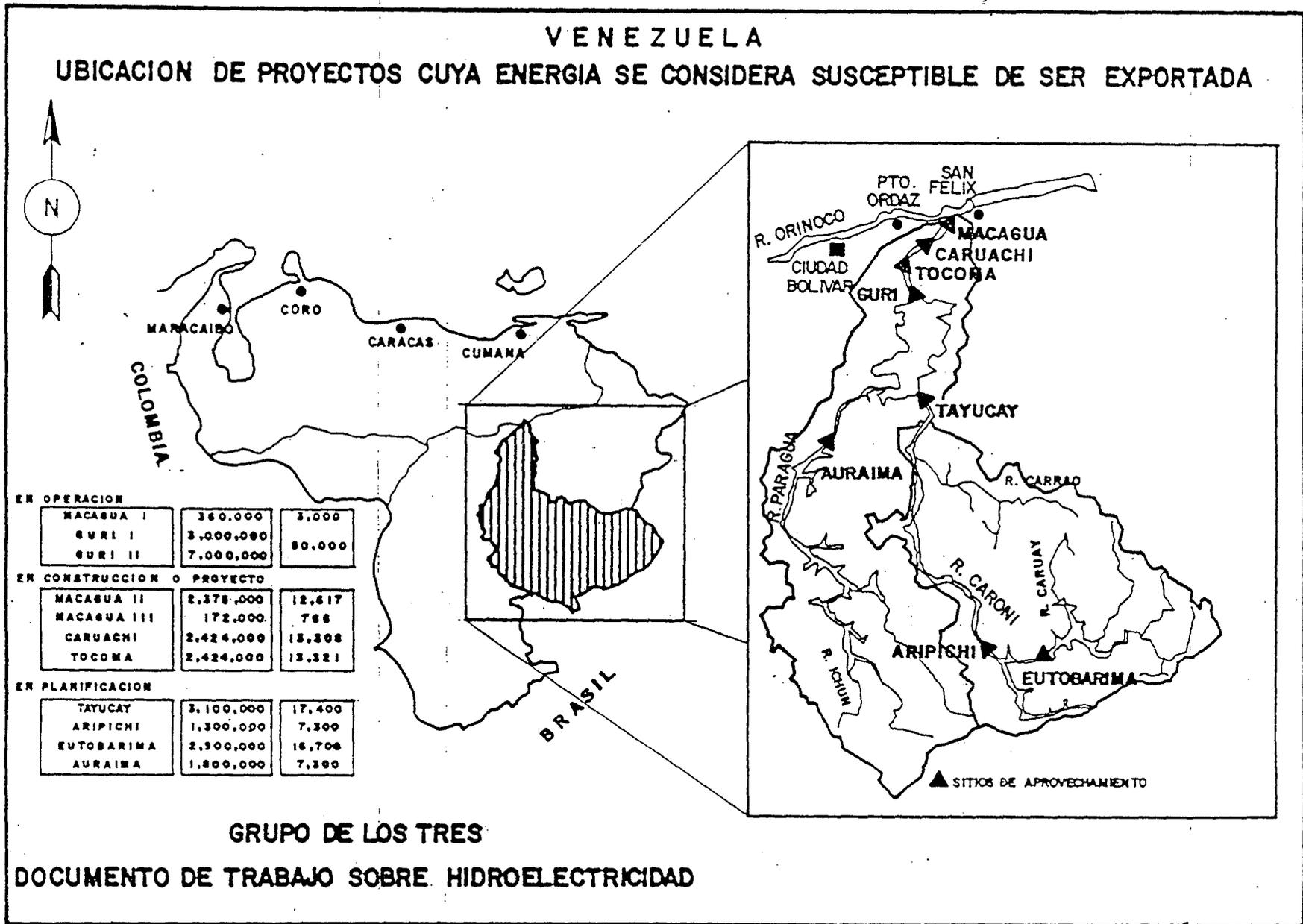
a) En el corto plazo, maximizar el uso de energía de la central hidroeléctrica de Guri y sustituir el consumo de combustibles líquidos derivados del petróleo por gas e hidroelectricidad.

b) Para el mediano plazo se tiene previsto incorporar al sistema dos plantas hidroeléctricas; Macagua II y Caruachi, ubicadas en la misma cuenca que la Planta Guri en la región suroriental del país. Con la entrada en operación de estas plantas, el sistema eléctrico contará con 4,800 MW adicionales.

3. En el largo plazo se prevé la puesta en operación de la planta hidroeléctrica Tocoma, la instalación de plantas térmicas así como, aguas arriba de la planta Guri, la de las nuevas plantas hidroeléctricas Tayucay, Auraima, Aripichi y Eutobarima, cuya capacidad ascenderá a 9,400 MW, aproximadamente. (Véase el gráfico 9.)

Gráfico 8





Anexo II

BASES PARA CALCULAR EL PRESUPUESTO

1. Expertos

Se estima un total de 188 meses-hombre de expertos (véase el cuadro A.1), distribuidos de la manera siguiente:

Coordinación General	4 meses-hombre	
Dirección Técnica	12	"
Consultores	10	"
Expertos de empresas	162	"
<u>Total</u>	<u>188</u>	

2. Viajes

El número de viajes de los expertos se calculó con base en el cuadro A.1, suponiendo tres relevos en el año, y considerando un viaje por cada consultor. Adicionalmente, se programaron cuatro reuniones de seguimiento, en las que participaran los responsables de planificación de cada una de las empresas, el Coordinador general y el Director técnico. Se supuso que las reuniones se realizarán en México, Colombia, Venezuela y Nicaragua.

Las tarifas aéreas en viajes redondos se estimaron como sigue:

México-Colombia	\$1,000	por viaje
México-Venezuela	\$1,300	"
México-Centroamérica	\$ 600	"
Colombia-Venezuela	\$ 500	"
Colombia-Centroamérica	\$ 600	"
Venezuela-Centroamérica	\$1,000	"
Centroamérica-Centroamérica	\$ 300	"

3. Misiones

La duración de las misiones de los expertos de las empresas y de los consultores resulta de la asignación de las personas al proyecto. En el caso de las misiones para las reuniones de coordinación y seguimiento, se estimaron 3 días por cada reunión y 2 personas de cada empresa, además del Coordinador general y del Director técnico.

4. Costos unitarios

Los costos referentes a carga social para el Director técnico y tarifas de viáticos se calcularon con base en las normas de la CEPAL.

5. Gastos varios

A continuación se desglosan algunos elementos de esta línea presupuestaria.

a) Equipo

Se ha estimado que con fondos del proyecto se adquirirá el siguiente equipo:

- 3 computadores personales 486
- 1 impresora láser jet-III
- 1 impresora de matriz de puntos
- 2 terminales VAX-GRAFIC de 13"
- 1 fotocopidora
- 1 ploter
- 2 reguladores de voltaje
- 1 fax
- equipo complementario

Adicionalmente, se ha calculado la depreciación de la computadora VAX que la CFE aportará al proyecto. Se estimó un precio de lista de 80,000 dólares, y que se desprecia en 5 años.

b) Metodología

Se reconoció en \$120,000 dólares anuales el aporte de ISA para el desarrollo metodológico y su mantenimiento y apoyo.

c) Administración general

Se calculó en 10% de todos los gastos del proyecto en que incurrió cada empresa.

6. Imprevistos

Se calcularon como el 10% del subtotal.

CUADRO A.1

ASIGNACION DE EXPERTOS REQUERIDOS

EMPRESA	MESES												TOTAL	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
ICA	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	72
														0
CONSULTORES			2	1	2	2	1			1	1			10
														0
COLOMBIA	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	30
														0
VENEZUELA	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	24
														0
CEAC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
														0
CFE	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	24
														0
CEPAL	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	2	2	16
														0
TOTAL	16	15	16	15	17	16	15	14	17	16	15	16	16	188

CUADRO A.2

MEMORIA DE CALCULO DEL PRESUPUESTO

CONCEPTO	UNIDAD	BID							EMPRESAS						CEPAL	GRAN TOTAL
		EMPRESA				DIRECCION	ONSULTORES	TOTAL	COL	VEN	ICA	MEX	CEAC	TOTAL		
		COL	VEN	ICA	CEAC											
Expertos	H-m					12	10	22	30	24	72	24	12	162	4	188
Tarifa Básica	\$US/h-m					5000	5000		2000	2000	2000	2000	2000		5000	
Honorarios	(000) \$US	0	0	0	0	60	50	110	60	48	144	48	24	324	20	454
Viajes	#	9	8	24	3	6	4	54	6	6	46	6	3	67	0	121
Tarifa	\$US/Unid	1000	1300	600	600	967	1000		700	800	625	967	625		967	
Costo Pasajes	(000) \$US	9	10.4	14.4	1.8	5.8	4.0	45.4	4.2	4.8	28.8	5.8	1.9	45.4	0.0	90.8
Durac. misión	días	913	730	2190	365	18	304	4520	18	18	138	18	9	201	0	4721.2
Tarifa	\$US/día	134	134	134	134	120	134		120	120	120	120	120			
Costo viaticos	(000) \$US	122.3	97.8	293.5	48.9	2.2	40.8	605	2.16	2.16	16.56	2.16	1.08	24.12	0	629.6
Contratación/Rep	(000) \$US					56.5		57						0		56.5
Carga Social	(000) \$US					33.5		34						0		33.5
														0		
Asistente prof.	H-m					12		12						0		12.0
Tarifa Básica	\$US/H-m					2000								0		0.0
Honorarios	(000) \$US					24		24						0		24.0
														0		0.0
Gastos Varios	(000) \$US					171.5		172	142.3	9.1	22.6	44.0	3.8	221.7	8.8	402.0
Locales	(000) \$US					36.0		36						0		36.0
Mnto. Eq. Comp.	(000) \$US					12.0		12						0		12.0
Equipo	(000) \$US					40.0		40				16		16		56.0
Personal apoyo	(000) \$US					40.0		40				15.6		15.6	8.8	64.4
Comunic. y transp.	(000) \$US					6.0		6	1	1	1	1	1	5		11.0
Publicaciones	(000) \$US					20.0		20						0		20.0
Eventos	(000) \$US							0	2.3	2.3	2.3	2.3		9.2		9.2
Suministros	(000) \$US					7.5		7.5						0		7.5
Mobiliario	(000) \$US					10.0		10						0		10.0
Metodologia	(000) \$US								120					120		120.0
Admon general	(000) \$US					0.0		0	19.0	5.8	19.3	9.1	2.8	55.9	0.0	55.9
Gastos de apoyo(13%)	(000) \$US					136.0		136								136.0
														0		
SUBTOTAL	(000) \$US	131.3	108.2	307.9	50.7	489.5	94.8	1182.4	208.6	64.1	211.9	99.9	30.8	615.3	28.8	1826.5
Imprevistos (10%)	(000) \$U	13.1	10.8	30.8	5.1	48.9	9.5	118.2	20.9	6.4	21.2	10.0	3.1	61.5	2.9	182.6
TOTAL	(000) \$U	144.4	119.1	338.7	55.8	538.4	104.2	1300.6	229.5	70.5	233.1	109.9	33.8	676.8	31.7	2009.1