

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

REGIONAL

SISTEMA DE INTERCONEXION ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMERICA CENTRAL (SIEPAC)

**(CA-0035)
(1001/OC-RG Y SQ-2)**

INFORME PARA LA REFORMULACIÓN DEL ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Adolfo Rufatt (FI2) Jefe de Equipo; Gonzalo Arroyo y Steven Fischer (FI2); Dana Martin y Maria Cristina Landázuri (LEG), Marcelo Valenzuela (COF/CCR); Maria Elena Francovig (LEG) y Yolanda Galaz (FI2).

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO

I.	ANTECEDENTES	1
II.	OBJETIVO DE LA REFORMULACIÓN	3
	A. Proyecto de Inversion	3
	B. Préstamo de Cooperacion Tecnica	5
III.	EL PROYECTO	9
	A. Introducción.....	9
	B. Elementos del Proyecto	11
	1. El Tratado Marco.....	11
	2. La Empresa Propietaria de la Linea	12
	3. El Mercado Elkctrico Regional	12
	C. Factibilidad de la Linea SIEPAC	13
IV.	RESUMEN DE LAS CONDICIONES CONTRACTUALES ESPECIALES	14
	A. Condiciones especiales previas al primer desembolso del Financiamiento para ingenieria y administracion	14
	B. Condiciones especiales previas al primer desembolso de los recursos del Financiamiento para la construccion de la Linea.....	15
	C. Condiciones especiales para la ejecucion del Proyecto	17
	D. Condición previa para la licitación de las obras	19
V.	ESQUEMA DE EJECUCIÓN	20
	A. Flujo y canalización de desembolsos	20
	B. Adquisiciones	20
	C. Licitaciones.....	21
	D. Servicios de Consultoria.....	21
	E. Procedimientos para la selección y contratacion de consultores	21
	F. Supervision de las obras y de los estudios.....	22
	G. Auditorias	22
VI.	PRÓXIMOS PASOS	23
	A. Programa de Cooperacion Tecnica.....	23
	B. Proyecto de Inversion.....	23
	C. Reunión de Arranque del Proyecto.....	24

ANEXOS

ANEXO I	Reformulación del Esquema de Financiamiento del Proyecto (Evolución del mercado eléctrico de la región)
ANEXO II	Reformulación del Esquema de Financiamiento del Proyecto (Avances en la ejecución del proyecto, período 1995-2001)
ANEXO III	Marco Lógico

DATOS BÁSICOS SOCIOECONÓMICOS

Los datos básicos socioeconómicos de los países se encuentran disponibles en el Internet en la siguiente dirección:

Inglés:

www.iadb.org/int/sta/english/staweb

Español:

www.iadb.org/int/sta/spanish/staweb

SIGLAS Y ABREVIATURAS

BEI	Banco Europeo de Inversiones
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
CRCT	Centro Regional de Coordinación y Transacciones
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CV	Comité de Vigilancia
EIA	Estudios de Impacto Ambiental
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
EOR	Ente Operador Regional
EPL	Empresa Propietaria de la Línea
EPR	Empresa Propietaria de la Red
FOE	Fondo para Operaciones Especiales
INE	Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala
OS&M	Operadores de Sistema y Administradores de Mercado nacionales
PMA	Planes de Manejo Ambiental
RTR	Red de Transmisión Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SQ	Fondo Español del Quinto Centenario

SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA PARA LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL

(CA-0035)

RESUMEN EJECUTIVO

Objetivo: Modificar el esquema de financiamiento originalmente aprobado por el Directorio, manteniendo los objetivos y el diseño básico del Proyecto. El 10 de marzo de 1997 el Directorio del Banco aprobó una propuesta de préstamo para apoyar al Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) consistente en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista y del desarrollo del primer sistema de transmisión regional.

Debido a que se propone el cambio de fuentes de recursos de Capital Ordinario (OC) a Fondo para Operaciones Especiales (FOE) para la parte del préstamo a cargo de Honduras y Nicaragua, y el uso de recursos de operaciones vigentes para financiar las actividades de cooperación técnica, que en un caso requiere el cambio de objetivos de la operación, corresponde al Directorio Ejecutivo la facultad para aprobar los cambios propuestos, de conformidad con las políticas OA-420 III.C, y OA-421 III.B. 1.

Los objetivos y el diseño básico del Proyecto SIEPAC originalmente aprobado no cambian. Las actividades del Proyecto de Inversión y su contenido técnico son sustancialmente idénticas a las del Proyecto original, tal cual se establecieron en la Propuesta de Préstamo aprobada por el Directorio Ejecutivo (Resolución DE-23/97). Los únicos cambios corresponden a los ajustes debidos a los antecedentes, ahora disponibles, sobre el diseño preliminar de la línea recientemente concluido, y el estimado actualizado de costos (financiado con recursos de la Cooperación Técnica ATN/NC-5171-RG).

Esquema original: De conformidad con el esquema originalmente aprobado por el Directorio Ejecutivo el 10 de marzo de 1997, el préstamo del Banco se otorgó directamente a la Empresa Propietaria de la Línea (EPL), con cargo a los recursos de la Facilidad Unimonetaria del OC. Asimismo, se otorgó un préstamo a la EPL con cargo a los recursos del Fondo Español del Quinto Centenario (SQ). Los dos préstamos requerían la garantía soberana de los seis Estados Centroamericanos.

Paralelamente, y como parte integral de la operación original presentada en los documentos PR-2189 Y 2189-1, el Directorio Ejecutivo también aprobó una Cooperación Técnica No Reembolsable para el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), con cargo a los ingresos netos del FOE, y un

	Prkstamo de Cooperacion Tkcnica, con cargo a los recursos de la Facilidad Unimonetaria del OC.
Problemas encontrados con el esquema original:	Los Contratos de Prkstamo no fueron firmados, y a partir de la fecha de aprobación solo ha sido posible ejecutar aquellos componentes del financiamiento de la cooperacion tkcnica no reembolsable, fundamentalmente por tres razones: (1) el financiamiento aprobado en esa ocasion contempla el uso de recursos OC para Honduras y Nicaragua; (2) dos de los países contratantes llegaron a la determinación de que están constitucionalmente impedidos de actuar como garantes para un prkstamo del Banco a una empresa regional de derecho privado como <i>es</i> la EPL; y (3) los países de la region han estado involucrados en un activo proceso de reforma de sus sectores eléctricos nacionales, que puso en tela de juicio algunos elementos basicos del Proyecto, incluyendo la conveniencia de ejecutar este Proyecto como un proyecto integral de toda la region, y con financiamientopúblico.
Esquema de financiamiento propuesto:	El nuevo esquema de financiamiento para el Proyecto de Inversion sustituye a la EPL como prestatario, por las empresas elkctricas de los países contratantes. A su vez, las empresas elkctricas transferirian los recursos a la EPL para la construcción de la linea. Cada uno de los prkstamos contará con la garantia soberana del país correspondiente. (Ver cuadro 2.1).
Prestatarios:	<u>Prkstamo de infraestructura:</u> el Instituto Costarricense de Electricidad (Costa Rica); el Instituto Nacional de Electrificacion (Guatemala); la Cornision Ejecutiva Hidroelkctrica del Rio Lempa (El Salvador); la Empresa Nacional de Energia Elkctrica (Honduras); la Empresa Nicaragiense de Electricidad (Nicaragua); y la Empresa de Transmision Elkctrica, S. A. (Panama). <u>Prkstamo de Cooperacion Tkcnica:</u> El Consejo de Electrificacion de America Central (CEAC) y el Instituto Nacional de Electrificacion (INDE) de Guatemala (e, indirectamente, por la reorientacion de recursos disponibles de prkstamos y cooperaciones técnicas en ejecucion, los demás prestatarios del prkstamo para infraestructura indicados anteriormente).
Garantes:	Los seis países del Istmo Centroamericano, para los prkstamos a la empresa elkctrica nacional correspondiente.
Organismos Ejecutores:	<u>Del prkstamo para Infraestructura:</u> La Empresa Propietaria de la Linea - EPL. <u>De la Cooperacion Tkcnica:</u> El Consejo de Electrificacion de Amkrica Central - CEAC.
Plazos y Condiciones Financieras de	Capital Ordinario: (US\$120 millones) Plazo de amortización: 25 años Período de desembolso: 5 aaios

los préstamos:

Tipo de interés:	variable
Inspección y vigilancia:	1%
Comisión de Crédito:	0,75%
Moneda:	US\$ Facilidad Unimonetaria

Fondo para Operaciones Especiales: (US\$50 millones)

Plazo de amortización:	40 años
Período de desembolso:	5 años
Tipo de interés:	1% diez años, 2% en adelante
Inspección y vigilancia:	1%
Comisión de Crédito:	0,50%

Fondo Quinto Centenario: (US\$70 millones)¹

Plazo de amortización:	35 años
Período de desembolso:	5 años
Tipo de interés:	variable
Inspección y vigilancia:	0%
Comisión de Crédito:	0%
Moneda:	Euros

Condicionalidad: La reformulación de las fuentes de financiamiento incluye la actualización de la condicionalidad de los préstamos (ver Sección IV), sobre la base de los desarrollos de los mercados eléctricos en la Región (ver Anexo I), y los avances que se han logrado en la ejecución del Proyecto (ver Anexo 11).

Las condiciones contractuales especiales (capítulo IV) han sido actualizadas tomando en cuenta la evolución de los mercados eléctricos nacionales y los intercambios regionales, así como los avances ya obtenidos en la ejecución del Proyecto, en particular los relacionados con las recomendaciones técnicas para el diseño general del mercado. El estado de cumplimiento de esas condiciones está bastante avanzado, y las mismas responden a la necesidad de atender preocupaciones que comparten tanto el Banco como los países para proteger la integridad de las inversiones.

Trayectoria crítica: La aprobación de la reformulación por parte del Directorio del Banco, permitirá que los países puedan ir adelante con: (1) la preparación oportuna de los estudios ambientales y sociales del proyecto; (2) la iniciación de las acciones necesarias para adquirir los derechos de paso para la línea de transmisión; y (3) el compromiso de los recursos para financiar el desarrollo de las instituciones regionales y de los reglamentos del mercado.

¹ Aporte en Euros. Monto equivalente en dólares.

I. ANTECEDENTES

- 1.1 El Proyecto Sistema de Interconexion Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista y del desarrollo del primer sistema de transmisión regional. Este mercado se creará en el contexto de los esfuerzos de reestructuración que cada uno de los países está llevando a cabo a nivel nacional, y permitirá que, progresivamente, cualquier agente calificado pueda vender o comprar electricidad, independientemente de su ubicación geográfica.
- 1.2 Para financiar la construcción de la línea de transmisión (en adelante el Proyecto de Inversión), y las acciones necesarias para establecer el mercado eléctrico mayorista, el Directorio del Banco, en su reunión del 10 de marzo de 1997, aprobó un financiamiento por una suma de hasta US\$ 170,6 millones con cargo a los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Fondo de Capital Ordinario (OC), y un préstamo por una suma de 60,0 millones de ECUs (aproximadamente US\$ 70,0 millones al momento de la aprobación) con cargo a los recursos del Fondo Español del Quinto Centenario (SQ). Los dos préstamos se otorgaron directamente a la Empresa Propietaria de la Red (EPL),² teniendo a las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá como garantes.
- 1.3 Paralelamente, en esa ocasión, el Directorio del Banco también aprobó una Cooperación Técnica No Reembolsable para el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), por una suma de hasta US\$ 5,0 millones con cargo a los ingresos netos del Fondo para Operaciones Especiales (FOE), y también aprobó un Préstamo de Cooperación Técnica, por una suma de hasta US\$ 9,9 millones con cargo a los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario (OC). Este último también fue aprobado teniendo a las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá como garantes. En adelante el “Proyecto” refiere colectivamente al Proyecto de Inversión y al programa de Cooperación Técnica salvo otra distinción en el texto.
- 1.4 Las cooperaciones técnicas ATN/SF-5 171-RG y ATN/SF-5502-RG han permitido hacer avances importantes para resolver limitaciones técnicas y hacer viable el desarrollo del proyecto. No obstante que la primera CT se ha desembolsado sólo el 60 por ciento, los recursos han permitido elaborar el diseño preliminar de la línea SIEPAC que ha sido utilizado para definir con mayor precisión sus características técnicas y de costos. Asimismo, los recursos se han empleado para financiar los estudios eléctricos avanzados de mediano plazo para simular el comportamiento eléctrico del Mercado Eléctrico Regional (MER); este estudio todavía no ha sido aprobado por la región ni el Banco, se espera que próximamente sea concluido satisfactoriamente. De igual manera, solo se ha desembolsado el 26 por ciento de la segunda CT, sin embargo, con los recursos se ha financiado la preparación del Diseño General del Mercado sobre cuya base se está reformulando el programa de cooperación técnica ya que ha permitido definir las consultorias necesarias para el diseño detallado del MER, sus términos de referencia y sus costos.

² Originalmente se hablaba de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), al momento de ser creada, esta empresa pasó, más apropiadamente, a llamarse Empresa Propietaria de la Línea (EPL).

- 1.5 A pesar de la importancia y prioridad que los Gobiernos de los países del Istmo Centroamericano le han otorgado a este Proyecto, a partir de la fecha de aprobación de estos financiamientos, **sólo** ha sido posible ejecutar aquellos componentes del Proyecto que son objeto del financiamiento de la cooperación técnica no reembolsable. Esto fundamentalmente por tres razones: (1) el financiamiento aprobado en esa ocasión contempla el **uso** de recursos OC para Honduras y Nicaragua; (2) dos de los Estados de los países contratantes están constitucionalmente impedidos de actuar como garantes para un préstamo del Banco a una empresa regional de derecho privado como es la EPL; y (3) en este período, los países de la región han estado involucrados en un activo proceso de reforma de sus sectores eléctricos nacionales, que puso en tela de juicio algunos de los elementos básicos del Proyecto, incluyendo la conveniencia de ejecutar este Proyecto como un proyecto integral de toda la región, y con financiamiento público.
- 1.6 En este sentido, luego de un intenso proceso de análisis y discusión, los representantes de los países en el Directorio del Proyecto SIEPAC, junto con los equipos técnicos del Banco, han coincidido de manera unánime, en la necesidad de mantener el Proyecto como un proyecto integral, y asimismo, sobre la necesidad de hacerlo con financiamiento público. Las razones principales para apoyar esta conclusión se refieren principalmente a la factibilidad que un privado tenga los incentivos para, y pueda estar interesado en desarrollar un proyecto de esta naturaleza, e incluyen: (1) la complementariedad de las inversiones que sería necesario emprender en cada uno de los países, y que en ausencia de un proyecto integral, los países separadamente carecerían de los incentivos necesarios para emprender el Proyecto; (2) las asimetrías de los perfiles de rentabilidad y riesgos de la actividad de transmisión eléctrica, que son incompatibles con la participación de inversionistas privados en una actividad regulada, con un mercado abierto y en el que no se permite la integración vertical; y (3) la importancia estratégica que tiene la actividad de transmisión eléctrica en la creación de incentivos y desincentivos para el desarrollo de inversiones en generación y distribución.
- 1.7 En este sentido, se observa que la actividad de transmisión es un monopolio natural, y como tal juega un papel determinante en las características de los mercados de la generación y de distribución. Asimismo, las fallas de mercado y las externalidades que caracterizan esta actividad, implican que, en general, las señales del mercado no permiten que las necesidades de expansión eficiente de la capacidad se refleje en rentabilidades adecuadas que sirvan para movilizar la inversión necesaria.
- 1.8 Al igual que en otras experiencias en el hemisferio, con la excepción de líneas dedicadas, no es razonable esperar que haya inversionistas privados interesados en participar en este segmento del sector en las condiciones actuales, y los objetivos de desarrollo de mercado que se proponen para la línea SIEPAC.

II. OBJETIVO DE LA REFORMULACIÓN

- 2.1 Se propone modificar las fuentes de financiamiento aprobadas por el Directorio del Banco, manteniendo los objetivos y el diseño básico del Proyecto. La reformulación de los préstamos OC y SQ para el Proyecto de Inversión, y del préstamo OC de cooperación técnica incluye la actualización de la condicionalidad de los préstamos (ver Sección IV y Anexo III), sobre la base de los avances que se han logrado en la ejecución del Proyecto (ver Anexo II) en aquellos componentes que han sido financiados con la cooperación técnica no reembolsable, y tomando en consideración los cambios producidos por la modernización de las instituciones y de la estructura de los mercados eléctricos que han ocurrido en los países del Istmo Centroamericano (Anexo I).

A. Proyecto de Inversión

- 2.2 El préstamo de US\$ 170,6 millones (OC), a la Empresa Propietaria de la Línea (EPL), sería sustituido por seis préstamos separados, uno a cada uno de los seis países socios de la EPL, cuatro con cargo a los recursos OC y 2 con cargo al FOE. Asimismo, el préstamo de 60,0 millones de ECUs (aproximadamente US\$ 70,0 millones al momento de ser aprobado) con cargo a los recursos del SQ, sería sustituido por seis préstamos separados, uno a cada uno de los seis países socios de la EPL, con cargo al mismo SQ.
- 2.3 De los seis préstamos que reemplazarán el préstamo OC a la EPL, dos serían nuevos préstamos, a Honduras y Nicaragua, por un monto de US\$ 25,0 millones cada uno, con cargo al Fondo para Operaciones Especiales (FOE), y los otros cuatro, por un monto de US\$ 30,0 millones cada uno, serían con cargo a la Facilidad Unimonetaria del OC. Los financiamientos con cargo al OC, serían asignados a Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Panamá.

Tabla 2.1
Financiamiento del Proyecto de Inversión
(US\$ millones)

Países		Contrapartida		Origen de los recursos		
		Capital	ENDESA	SQ	FOE	OC
Costa Rica	45.8	5.8		10.0		30.0
El Salvador	45.8	5.8		10.0		30.0
Guatemala	45.8	5.8		10.0		30.0
Panamá	45.8	5.8		10.0		30.0
Honduras	45.8	5.8		15.0	25.0	
Nicaragua	45.8	5.8		15.0	25.0	
ENDESA	45.8		45.8			
TOTAL	320.3	34.5	45.8	70.0	50.0	120.0

2.4 Con relacion al Proyecto de Inversion, este documento propone al Directorio Ejecutivo del Banco, lo siguiente:

- (a) Aprobar la renuncia a los US\$ 170,6 millones del prkstamo OC a la EPL aprobado por el Directorio Ejecutivo mediante la resolucion DE-23/97 del 10 de marzo de 1997.
- (b) Aprobar los proyectos de resolucion adjuntos para seis nuevos prkstamos, uno a cada una de las seis empresas elkctricas estatales socias de dicha empresa, individualizando las garantias estatales de cada uno de los paises. Los prkstamos a Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Panama serán por el monto de US\$ 30 millones cada uno, con cargo a los recursos de la Facilidad Unimonetaria del OC. Los prkstamos a Honduras y Nicaragua seran del equivalente a US\$ 25 millones cada uno, con cargo a los recursos del FOE. Los fondos seran transferidos por dichas empresas estatales a la EPL, en tkrminos previamente acordados con el Banco, como parte del financiamiento del Proyecto, y la EPL asumira la totalidad del costo del servicio de las deudas incurrida por las empresas electricas con el Banco.
- (c) Aprobar la sustitución de la EPL como prestatario del prkstamo *SQ*, autorizado por el Directorio Ejecutivo mediante Resolucion DE-25/97 del 10 de marzo de 1997, por las seis empresas electricas estatales socias de dicha empresa. Se autorizará la formalización de contratos individuales, con cargo a los mismos recursos, con cada una de las seis empresas elkctricas estatales socias de la EPL. Se suscribiran prkstamos individuales con cada una de las empresas elkctricas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Panama por un monto aproximado equivalente a US\$ 10 millones cada uno, y con cada una de las dos empresas elkctricas de Honduras y Nicaragua por el monto de aproximado equivalente a US\$ 15 millones cada uno. Cada uno de los seis prkstamos contara con la garantia estatal del pais respectivo. Los fondos serin transferidos por dichas empresas estatales a la EPL como parte del financiamiento del Proyecto, los paises mantendrán el total de las obligaciones con el Banco, y la EPL asumira la totalidad del costo del servicio de las deudas incumda por las empresas elkctricas con el Banco.
- (d) Aprobar la actualizacion de las condiciones especiales, de conformidad con la Sección IV y el Anexo III, para tomar en consideracion la evolución de los mercados elkctricos nacionales y de los intercambios regionales, así como los avances obtenidos en la ejecucion del Proyecto, en particular las relacionadas con las recomendaciones tknicas para el diseio general del mercado.
- (e) Aprobar, para el desembolso de los préstamos de inversion, el plazo de cinco aaios, contado a partir de la fecha en que todos los contratos requeridos para la ejecución del Proyecto de Inversion hayan entrado en vigencia. Todos los contratos de prkstamo para el Proyecto de Inversion seran firmados en ceremonia que se llevará a cabo dentro del plazo de un aiao contado a partir de la fecha de aprobacion de la presente reformulacion.

- 2.5** Una vez concluida la construcción de la línea, a los recursos transferidos por Honduras y Nicaragua a la EPL se les aplicarán los términos financieros de la Facilidad Unimonetaria del OC. Durante la ejecución del Proyecto, se les aplicarán a estas mismas transferencias, los mismos términos financieros de los préstamos con cargo a los recursos del FOE. El beneficio financiero que representa esta transferencia para Honduras y para Nicaragua se usaría en esos países para constituir sendos Fondos para financiar proyectos de electrificación rural en áreas de bajos ingresos, tales como la Costa Atlántica. Los términos para acceder a esos recursos por parte de los países serían acordados oportunamente como parte de la estrategia que esos países acuerden con el Banco para ese objetivo. Los convenios para la transferencia de los recursos del préstamo y de las obligaciones de ejecución del Proyecto entre cada uno de los prestatarios y la EPL y la CEAC, incluirán entre otros los mecanismos para el servicio de la deuda con el Banco.
- 2.6** Las actividades del Proyecto de Inversión y su contenido técnico son sustancialmente idénticas a las del Proyecto original, tal cual se establecieron en la Propuesta de Préstamo aprobado por el Directorio Ejecutivo (Resolución DE-23/97). Los únicos cambios corresponden a los ajustes debidos a los antecedentes, ahora disponibles, relacionados con el diseño preliminar de la línea recientemente concluido, y el estimado actualizado de costos (ATN/NC-5171-RG).
- 2.7** En Octubre de 2001, y tal como estaba previsto, la empresa española ENDESA y el Grupo Director del SIEPAC iniciaron las conversaciones para la incorporación de ENDESA a la EPL como socio en la propiedad del capital accionario.³
- 2.8** ENDESA aportará a la EPL aproximadamente **US\$45,8** millones, de los cuales **US\$5,8** corresponden a un aporte al capital de la EPL, y los **US\$40** millones restantes serán financiados con un crédito del Banco Europeo de Inversiones (BEI).

B. Préstamo de Cooperación Técnica

- 2.9** Se sustituirían **US\$8,25** millones de los **US\$9,9** millones del préstamo de cooperación técnica 1002/OC-RG al CEAC, por recursos disponibles de otras operaciones que el Banco está financiando en Costa Rica, El Salvador, Honduras, y Nicaragua; y por un nuevo Préstamo de Cooperación Técnica al Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) por un monto de hasta **US\$ 1.65** millones con cargo a los recursos OC, que contará con la garantía de la República de Guatemala.
- 2.10** De este modo, la cooperación técnica quedaría financiado por **US\$6,6** millones de las reasignaciones anteriores, por **US\$1,65** millones del nuevo préstamo al INDE

³ En el párrafo IV de la carta de entendimiento suscrita en Barcelona, España el 16 de marzo de 1997, por los representantes de los seis países del Istmo Centroamericano, del Gobierno de España, del CEAC y del Banco, se establece que para el financiamiento del Proyecto con cargo a los recursos del Fondo del Quinto Centenario del Gobierno de España que administra el Banco, el Gobierno de España expresa que este financiamiento está sujeto a la participación de ENDESA, o cualquier otra empresa que designe el Gobierno de España, en el capital accionario de la Empresa Propietaria de la Red mencionada en el párrafo V.

en Guatemala, y por US\$1,65 millones del prkstamo original al CEAC que se mantiene con la garantía del Gobierno de la Republica de Panama.

2.11 Con relacion al Prkstamo de Cooperacion Tecnica, este documento propone al Directorio Ejecutivo del Banco, lo siguiente:

- a. Aprobar la renuncia a **US\$ 8,25 millones** del monto total de **\$ 9,9 millones** del prkstamo de cooperación tcnica No. **1002/OC-RG**, dejando vigente del prkstamo al CEAC solamente el monto de US\$1,65 millones que sera respaldado por la garantía unica de la Republica de Panama;
- b. Autorizar un nuevo prkstamo de cooperacion tcnica al INDE, con la garantía de la Republica de Guatemala, por el monto de \$1,65 millones (ver Proyecto de Resolucion adjunto al presente documento). Esta suma corresponde al monto de la sexta parte del prkstamo 1002/OC-RG que Guatemala hubiera garantizado bajo el esquema original. El INDE a su vez transferirá los recursos de este nuevo prkstamo de cooperación tcnica al CEAC para la ejecución de la Cooperacion Tecnica reembolsable, de acuerdo con el esquema de ejecucion originalmente aprobado; y
- c. Aprobar la modificación de algunos de los “hitos” del desarrollo del mercado, reflejado en la condicionalidad del Proyecto, indicadas en el Plan de Operaciones ya aprobado por el Directorio Ejecutivo, para adecuarlas a las necesidades actuales de cooperacion tcnica en la preparación del Proyecto. La modificación de los hitos en el Anexo A del Convenio de Prkstamo de Cooperacion Tcnica no afecta los objetivos del programa de Cooperación Tecnica ni constituye una excepcion a las politicas del Banco.
- d. Aprobar la modificacdn para reorientar recursos de contratos en ejecucion para financiar las cuotas de Honduras y Nicaragua para el financiamiento de la cooperacion tcnica, de conformidad con el esquema presentado en el parrafo 2.12 c. a continuación.

2.12 El remanente de los recursos para financiar el programa de cooperacion tcnica, por un monto total de US\$ 6,6 millones, proviene de la reasignación de recursos de prkstamos ya aprobados y de recursos de contrapartida. El financiamiento se haría de la manera siguiente:

- (a) El Salvador: La Cornision Ejecutiva Hidroelkctrica del Rio Lempa (CEL), contribuirá una sexta parte de los costos directos y los imprevistos de la Cooperación Tcnica que, con los costos financieros, sera hasta por el monto de un millón seiscientos cincuenta mil dólares (**US\$ 1.650.000**), mediante la transferencia de recursos del Contrato de Prkstamo No. 838/OC-ES celebrado entre la Republica de El Salvador y el **BID**. En este **caso** se realizaron las transferencias de categorias que ya fueron aprobadas por COF/CES.
- (b) Costa Rica: El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) contribuirá una sexta parte de los costos directos y los imprevistos de la Cooperación Tcnica que, con los costos financieros, sera hasta por el monto de US\$

1,65 millones, mediante la reorientación de recursos del Contrato de Préstamo No. 796/OC-CR, celebrado entre el ICE y el BID, cuyo contrato goza de la garantía soberana de la República de Costa Rica. La reorientación del préstamo fue aprobada por la Gerencia y el Convenio Modificatorio está firmado y vigente.

- (c) Honduras: La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), contribuirá con una sexta parte de los costos directos y los imprevistos de la Cooperación Técnica que, con los costos financieros, será hasta por el monto de US\$ 1,65 millones, mediante la reorientación del monto de trescientos cincuenta y dos mil novecientos treinta y tres (US\$352.933) de los recursos del Convenio de Cooperación Técnica ATN/SF-4737-HO y el monto de un millón doscientos noventa y siete mil sesenta y siete dólares (US\$1.297.067) de los recursos del Contrato de Préstamo 936/SF-HO, los dos instrumentos celebrados entre la República de Honduras y el BID, y el aporte directo de la República de Honduras por el monto de un millón ciento setenta y dos mil doscientos cincuenta y ocho dólares (US\$ 1,172.258).

El Préstamo 936/SF-HO, aprobado el 7 de diciembre de 1994, tiene por objeto apoyar la implantación de medidas de reforma en el sector de energía de Honduras mediante el financiamiento de inversiones de alta prioridad y servicios de consultoría para mejorar el desempeño operativo de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). En este préstamo, con los recursos ya comprometidos se lograrán la totalidad de los objetivos del proyecto, y queda un saldo disponible de US\$5,5 millones. La Cooperación Técnica ATN/SF-4737-HO, paralela al Préstamo 936/SF-HO, tiene por objeto apoyar la implantación de las reformas incluidas en dicho préstamo. Considerando que el uso de los recursos para apoyar a la implantación de la Cooperación Técnica del Programa SIEPAC no está contemplado dentro de los objetivos de las operaciones mencionadas, se recomienda que el Directorio Ejecutivo autorice la reorientación de los montos indicados para este fin.

Se recomienda que el Directorio Ejecutivo apruebe la reorientación de los recursos que sobraron del Convenio de Cooperación Técnica ATN/SF-4737-HO y del Contrato de Préstamo 936/SF-HO, de acuerdo con los montos indicados en el párrafo anterior. De conformidad con la Políticas OA-420 III.C. y OA-421 III.B.1, al Directorio Ejecutivo le corresponde la autoridad de aprobar modificaciones que cambian sustancialmente el objeto de la operación.

- (d) Nicaragua: La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), contribuirá una sexta parte de los costos directos y los imprevistos de la Cooperación Técnica que, con los costos financieros, será hasta por el monto de US\$1,65 millones mediante la reorientación de recursos del Contrato de Préstamo No. 1017/SF-NI celebrado entre la República de Nicaragua y el BID. La aprobación de la reorientación de estos recursos le corresponde al Gerente del Departamento Regional de Operaciones II.

- 2.13 Aparte de las modificaciones a los hitos, las actividades del Proyecto de Cooperación Técnica y su contenido técnico, son sustancialmente los mismos del Proyecto originalmente establecido en el Plan de Operaciones aprobado por el Directorio Ejecutivo. Los cambios que se introducen al Plan de Operaciones consisten en ajustes a algunas de las actividades técnicas de conformidad con lo indicado en este documento, y no cambian los objetivos sustantivos del Proyecto de Cooperación Técnica.
- 2.14 Asimismo, los recursos anteriormente mencionados, que cada país contribuirá para la ejecución del programa de Cooperación Técnica, serán transferidos a la entidad ejecutora actual, el CEAC, que continuará siendo responsable para la ejecución de la totalidad del Proyecto de Cooperación Técnica. Cada país se ha comprometido a aportar oportunamente los recursos adicionales que pudieran requerirse para la completa e ininterrumpida ejecución de la Cooperación Técnica. Las seis empresas eléctricas nacionales celebrarán convenios de coordinación sustancialmente idénticos para coordinar el financiamiento y la ejecución de la Cooperación Técnica.
- 2.15 Para la ejecución de las actividades de cooperación técnica que serán financiadas con los recursos de los Préstamos de Cooperación Técnica al INDE y al CEAC, se recomienda establecer un período de ejecución de tres (3) años y un plazo de desembolsos de tres años y medio (3 ½) a partir de la aprobación de ellas por el Directorio Ejecutivo.
- 2.16 Además de las acciones presentadas para la aprobación del Directorio Ejecutivo en este documento, y con el fin de completar el nuevo esquema de financiamiento del programa de Cooperación Técnica mediante la reorientación de recursos sobrantes de otras operaciones, la administración del Banco tomará las medidas complementarias que le corresponde en conformidad con las facultades delegadas según la política OA-420.

C. Viabilidad Legal

- 2.17 La viabilidad legal del esquema propuesto ha sido confirmada a través de informes jurídicos emitidos por el Procurador General o el Asesor Jurídico del Ministerio de Hacienda de cada uno de los países participantes, sobre la validez y exigibilidad de las obligaciones que contrataría el país en calidad de garante de los préstamos que el Banco otorgará a las empresas eléctricas nacionales y cuyos recursos y obligaciones de ejecución serían transferidos a la Empresa Propietaria de la Línea (o en el caso de los recursos reembolsables destinados al financiamiento de la cooperación técnica, al CEAC).

III. EL PROYECTO

A. Introduccidn

- 3.1 Para lograr los propósitos de crear e integrar el mercado regional, el Proyecto tiene los siguientes objetivos específicos:
- (a) establecer reglas del mercado comunes para las transacciones regionales entre los agentes ubicados en los seis países;
 - (b) crear y poner en funcionamiento dos instituciones regionales: la Cornision Regional de Interconexion ElCctrica (CRIE), como entidad regulatoria, y el Ente Operador Regional (EOR), como operador del sistema elkctrico y administrador del mercado en lo que compete a transacciones regionales; y
 - (c) construir la linea de 1830 Km., 230 kv (la Linea SIEPAC) que ira de Guatemala a Panama. La Linea, cuyo costo se ha estimado recientemente en US\$320,3 millones, es un sistema troncal indivisible de transmisión, que conecta dieciséis subestaciones, desde la subestación Veladero en Panama hasta la subestación de El Cajon en Honduras, pasando por Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala, teniendo además un ramal entre las subestaciones de Pavana y Suyapa en Honduras.
- 3.2 Las interconexiones bilaterales que existen actualmente entre los países del Istmo Centroamericano son de baja confiabilidad y capacidad y limitan las transacciones firmes a unos 50 MW. **Aún** la interconexion entre Honduras y El Salvador en actual construccion, y que cuenta con apoyo financiero del Banco, es del mismo **tipo** de interconexion bilateral. Dichas caractersticas impiden que se puedan concertar transacciones de compra-venta de energia elkctrica mas grandes y con caracter firme (con duracion prolongada y responsabilidad de suministro y de compra) que pudieran justificar la instalacion de plantas de mayor tamaño que el necesario para atender el mercado de cada país. La Linea SIEPAC aumentará a 300 Mw. la capacidad firme de transferencia entre países.
- 3.3 De lo anterior, se desprende que el mercado regional centroamericano de electricidad carece de capacidad de interconexion elkctrica, suficiente para soportar el volumen de transacciones comerciales propias de un mercado competitivo a escala regional. Es por ello que el Proyecto SIEPAC, contempla desde el inicio, la construccion de una linea troncal de transmision, como infraestructura minima imprescindible para el establecimiento del mercado mayorista regional. Aunque los otros dos pilares del MER, el marco regulatorio regional y las instituciones regionales, se estableciesen satisfactoriamente, sin la infraestructura de transmisión, el mercado resultante careceria de la envergadura necesaria para justificar las inversiones en plantas de generación de escala regional, pues no dispondrian del medio fisico para poder comercializar su producto. Inversamente, la justificación de una linea troncal de las características de la linea SIEPAC requiere la existencia de un mercado regional bien establecido, en cuyo **seno** tengan lugar abundantes transacciones comerciales de forma que la linea tenga una utilización alta. El MER y la Linea SIEPAC son dos conceptos inseparables: el

primero no puede existir sin la segunda, **pero** la segunda no encuentra justificación sin una implantación efectiva del primero.

- 3.4 La combinación de la implantación de arreglos institucionales para viabilizar un mercado de intercambios energéticos regionales y la instalación de una capacidad de transmisión suficiente para permitir un aumento sustancial en el nivel de dichos intercambios, estimulara un proceso de coordinación y competencia creciente a través de la región, y dará un impulso decisivo a la integración eléctrica centroamericana. El desarrollo de mecanismos de mercado más abiertos, competitivos y sofisticados, y el estímulo al desarrollo de nuevos proyectos de generación para servir un mercado regional, permitirá el crecimiento progresivo de los beneficios de la integración energética.
- 3.5 Las experiencias y resultados de los programas de reforma del sector eléctrico en los países del Istmo hacen aún más necesario el desarrollo del Proyecto. Hoy en día, existe una actitud realista y consciente de las dificultades que existen para establecer mercados competitivos hacia el interior de cada país.
- 3.6 El tamaño reducido de los mercados eléctricos nacionales, la falta de experiencia sobre instituciones regulatorias y autoridades antimonopolio, la escasez de recursos humanos calificados disponibles en los países que demandan este tipo de instituciones, entre otros factores, han impedido lograr todos los resultados buscados con las reformas a la industria eléctrica implantadas a nivel nacional en los países del Istmo Centroamericano, particularmente en lo referente a introducir competencia en el segmento de la generación.
- 3.7 Uno de los objetivos de las reformas es lograr que la inversión privada participe de manera creciente en el sector, particularmente en las adiciones de generación, que son las que demandan mayores montos financieros. Si bien este objetivo se ha logrado bastante bien hasta ahora, son pocos los agentes participantes, en su mayoría firmas multinacionales muy poderosas, con tendencias muy claras a concentración horizontal y participación en actividades reguladas y desreguladas (reintegración vertical) en dichas empresas. Estos factores exacerban la asimetría entre regulador y regulado, aumentan los costos de transacción regulatoria, afectan adversamente el nivel de precios, y reducen los beneficios económicos anticipados por los programas de reforma.
- 3.8 Para fortalecer la sostenibilidad de las reformas, el Proyecto **SIEPAC**, al tener como uno de sus objetivos básicos el establecimiento de un mercado eléctrico regional, debiera permitir mitigar el poder dominante de los agentes, provocado por la concentración horizontal e integración vertical, facilitara la entrada de proyectos de generación de mayor tamaño e innovación tecnológica con los consiguientes costos menores y facilitará la competencia en el segmento de generación al hacer posible un mayor número de competidores.
- 3.9 El costo estimado del Proyecto es el equivalente de **US\$ 320,0 millones**, según la siguiente distribución por categorías de inversión y por fuentes de financiamiento:

Tabla 3.1
Costos del Proyecto
(en millones de US\$)

Categorías de Inversidn		Costo Total	(%)
1.	Ingenieria y Administración	21.2	6.6
2.	Costos Directos	230.8	72.1
3.	Gastos Concurrentes	1.5	0.5
4.	Sin Asignacion Especifica	30.4	9.4
5.	Gastos Financieros	36.4	11.4
TOTAL PROYECTO		320.3	100.0

B. Elementos del Proyecto

1. El Tratado Marco

- 3.10 Para constituir el mercado, denominado Mercado Elctrico Regional (MER), los Estados de los seis paises centroamericanos aprobaron y ratificaron un ***Tratado Marco del Mercado Elctrico de Amkrica Central***, que entro en vigencia en enero 1999, y que provee el esqueleto jurídico regional necesario.
- 3.11 El Tratado Marco establece las condiciones para que los paises de la region implementen la apertura de los mercados nacionales al intercambio regional, tanto en el acceso a la transmisión elctrica como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes paises. Asimismo, el Tratado Marco crea la Cornision Regional de Interconexion Eltctrica (CRIE), como ente regulador del MER, que tendra la responsabilidad de asegurar que los principios del Tratado Marco y los reglamentos subsiguientes Sean respetados por los participantes, y el Ente Operador Regional (EOR) que sera responsable de la operacion tecnica y de la administración de los aspectos comerciales del mercado regional. Ambos entes regionales ya han sido constituidos, la CRIE en abril de 2000 y el EOR en febrero 2001.
- 3.12 El Tratado Marco obliga a cada pais otorgar una concesión para que una empresa de capital publico o con participacion privada, denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), fonnalmente EPL, construya y opere el primer sistema de transmision regional, que se ha denominado Linea SIEPAC, y faculta a cada gobierno a asignar en dicha empresa un socio público del sector elctrico.
- 3.13 En el Tratado Marco se establece **que** tanto la CRIE como el EOR son organismos con personeria propia y capacidad de derecho público intemacional. Ambos con la capacidad juridica suficiente para actuar judicial y extra-judicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los paises del Istmo Centroamericano. Como autoridad regulatoria, la CRIE es la maxima autoridad del

Mercado Eléctrico Regional y ejercerá sus actividades en estrecha coordinación con los reguladores de cada país, sus contrapartes nacionales.

2. La Empresa Propietaria de la Línea

- 3.14 La EPL se constituyó en febrero 1999, con el concurso de las seis empresas eléctricas públicas designadas por su respectivo gobierno, por partes iguales, y se dispone a definir los mecanismos idóneos para integrar en el capital social de la empresa a socios privados.
- 3.15 Para formalizar la incorporación de ENDESA a la EPL, la Junta Directiva de la EPL y ENDESA han pre-negociando un Acuerdo de Accionistas que será sometido a la Asamblea de Accionistas de la EPL. La Junta Directiva de la EPL y los representantes de ENDESA firmaron un acuerdo para normar la incorporación de la misma como socio de la EPL, incluyendo las modificaciones al Pacto Social de la EPL. Este acuerdo será sometido a la consideración de la Asamblea de Accionistas.

3. El Mercado Eléctrico Regional

- 3.16 La formación y consolidación progresiva del MER se lograría mediante la creación y el establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que incluyen el desarrollo institucional de la CRIE y el EOR, el nombramiento de sus responsables y la elaboración de los reglamentos del mercado.
- 3.17 Sobre la base de los lineamientos que estipula el Tratado Marco, los gobiernos de los seis países ya aprobaron el diseño general del MER, el cual consiste en un séptimo mercado en convivencia con los seis mercados o sistemas eléctricos nacionales, con reglas independientes de las de estos, y puestos en contacto en los puntos de la Red de Transmisión Regional (RTR). Las reglas técnicas y comerciales del MER se aplicarán a las transacciones que se realicen a través de la RTR. El EOR, en coordinación con los Operadores de Sistema y Administradores de Mercado nacionales (OS&M) será el organismo responsable de la operación técnica y comercial del MER. Las normas detalladas, que deberán ser aprobadas por la CRIE, están siendo desarrolladas con apoyo de consultores financiados con el programa de Cooperación Técnica e incluyen tres reglamentos: de Operación Técnica, de Operación Comercial y de Transmisión. Este último establecerá los incentivos y sistema de remuneración a los dueños de la RTR, así como las tarifas a pagar por los usuarios.
- 3.18 La RTR estará formada por la Línea SIEPAC más un conjunto de líneas de los sistemas eléctricos nacionales que participen por encima de un cierto porcentaje de los flujos de electricidad provocados por transacciones regionales. El Tratado Marco establece que las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. El EOR será un organismo sin fines de lucro y su Junta Directiva estará formada por representantes de los distintos grupos de agentes del mercado (generadores, distribuidores, transmisores, comercializadores y usuarios). El EOR, tendrá autoridad sobre la operación continua de la RTR como un sistema integrado, para asegurar el libre acceso a las

redes y para coordinar los mantenimientos de las líneas de transmisión, independientemente de a quien pertenezcan, y será responsable de administrar las transacciones de electricidad de índole regional.

- 3.19 Por su parte la EPL deberá tener disponible la Línea SIEPAC y operarla (abrir y cerrar interruptores) conforme lo establezca la regulación regional, según las ordenes del correspondiente OS&M en coordinación operativa con el EOR. ENDESA, al igual que cualquier otro de los actuales y posibles futuros accionistas de la EPL, tendrá los mismos derechos y obligaciones según su aporte de capital.
- 3.20 Se constituirá un Comité de Vigilancia (CV), como un grupo asesor, no permanente, de alto nivel técnico adscrito a la CRIE, para verificar el comportamiento del MER, de la Regulación Regional, incluidos sus reglamentos, de los agentes y del EOR. Con el propósito de asegurar la independencia de sus opiniones y recomendaciones, sus integrantes no pertenecerán a ningún gobierno de la región ni tendrán relación con ninguna empresa que opere en el MER. Como resultado de sus análisis e investigaciones, el CV identificará las acciones necesarias para fortalecer los reglamentos y normas para mejorar la competencia y eficiencia del MER. El CV se reunirá periódicamente; i.e. sus integrantes no trabajarán a tiempo completo.

C. Factibilidad de la Línea SIEPAC

- 3.21 La factibilidad de la Línea SIEPAC se analizó a través de un conjunto de escenarios o “futuros” relacionados con cambios en la demanda, los precios de los combustibles, los desarrollos futuros de centrales, térmicas e hidroeléctricas, los niveles de coordinación en la operación y planificación de los sistemas eléctricos nacionales producto de la evolución de la orientación y estructura de los mercados. Los escenarios incluyeron distintos esquemas de transmisión (p. ej. niveles de voltaje de 400 kv y 500 kv para la Línea, incluso no hacer nada), así como un rango amplio de posibles materializaciones para todas las incertidumbres. Se realizó un análisis de decisión y riesgo, encontrándose que el esquema de línea sencilla a 230 kv para la Línea SIEPAC era un esquema robusto ya que presenta un valor de cero arrepentimiento para todos los futuros. Por el tipo de estudio, brevemente descrito, se abarcan todas las posibilidades y aunque se completó en 1997, sigue siendo válido y no es necesario actualizarlo.

IV. RESUMEN DE LAS CONDICIONES CONTRACTUALES ESPECIALES

- 4.1 Las condiciones contractuales especiales, han sido actualizadas tomando en cuenta la evolución de los mercados eléctricos nacionales y los intercambios regionales, así como los avances ya obtenidos en la ejecución del Proyecto, en particular los relacionados con las recomendaciones técnicas para el diseño general del mercado. En el Anexo III se presenta el esquema original de condiciones contractuales especiales anotado con observaciones sobre los ajustes propuestos.
- A. Condiciones especiales previas al primer desembolso del Financiamiento para ingeniería y administración (Categoría 1 del Anexo A), y gastos concurrentes (Categoría 3 del Anexo A).**
- 4.2 El primer desembolso del Financiamiento para los servicios de consultoría para la preparación de los estudios de impacto ambiental y los diseños finales de las obras del PROYECTO SIEPAC está condicionado a que se cumplan, a satisfacción del Banco, en adición a las condiciones previas estipuladas en el Artículo 4.01 de las Normas Generales, los siguientes requisitos:
- (a) que hayan entrado en vigencia los contratos que sean necesarios para completar el financiamiento total del PROYECTO SIEPAC indicados en la Clausula 1.04(a) y (b), así como los contratos de garantía correspondientes;
 - (b) que cada una de las Empresas Eléctricas Participantes, el gobierno respectivo, si fuese necesario, y la Empresa Propietaria de la Línea ("EPL"), hayan suscrito el convenio de crédito respectivo, y los convenios subsidiarios que sean necesarios, para la transferencia a la EPL, en calidad de préstamo, de los recursos de los préstamos y la contrapartida nacional indicados en las Clausulas 1.02 y 1.04 y las obligaciones que a ésta le corresponden como Organismo Ejecutor del PROYECTO SIEPAC, en el cual se estableciera, entre otros aspectos: (i) que los recursos de los préstamos otorgados con cargo a los recursos del Fondo para Operaciones Especiales deberán ser transferidos en los mismos términos financieros del FOE durante el período de ejecución establecido en la Clausula 3.04 y en adelante en los términos financieros del Capital Ordinario, los préstamos con cargo al Capital Ordinario en los mismos términos de estos recursos y los préstamos con cargo al Fondo Español Quinto Centenario en los mismos términos financieros de este Fondo; y (ii) en el caso que la Empresa Eléctrica Participante o el gobierno respectivo así lo exija, el contra-aval de la EPL a dicha Empresa.
 - (c) que se hayan adoptado y puesto en vigencia los procedimientos de adquisiciones de bienes y servicios, supletorias a los Anexos B, C y D de este Contrato, que regiran las compras y contrataciones que realice la EPL; Y
 - (d) que el gobierno o prestatario de cada uno de los Países Participantes hayan:
 - (i) otorgado a la EPL el respectivo permiso, autorización o concesión,

según corresponda, para la construcción y explotación del sistema de interconexión regional; y (ii) definido el mecanismo, los procedimientos y el plan de acción para que se obtengan y cuenten con la posesión legal, servidumbres u otros derechos que sean necesarios con relación a los inmuebles donde se construirán las obras.

B. Condiciones especiales previas al primer desembolso de los recursos del Financiamiento para la construcción de la Línea.

4.3 El primer desembolso de los recursos del Financiamiento adicional a los desembolsos contemplados en la Clausula 3.02 anterior, está condicionado a que se cumplan, a satisfacción del Banco, en adición a las condiciones previas estipuladas en la Clausula 3.02 y el Artículo 4.01 de las Normas Generales, los siguientes requisitos:

- (a) El primer desembolso de los recursos del Financiamiento adicional a los desembolsos contemplados en la Clausula 3.02 anterior, está condicionado a que se cumplan, a satisfacción del Banco, en adición a las condiciones previas estipuladas en la Clausula 3.02 y el Artículo 4.01 de las Normas Generales, los siguientes requisitos:
 - 1. se hayan constituido la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica ("CRIE") y el Ente Operador Regional ("EOR") como entes con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a sus Partes, con las funciones previstas en el Tratado y acordadas con el Banco, las que deberán ejercerse de conformidad con el reglamento regional del MER a que se refiere el inciso (xii) de la presente Clausula, incluyendo, en el caso de la CRIE, la autoridad de establecer, reglamentar y ajustar anualmente, en base de estudios del MER, los porcentajes máximos de la capacidad instalada como generador, o demanda como distribuidor de electricidad, de un agente del MER, que representan el nivel máximo permisible de sus intereses directos o indirectos en el MER para: (A) un agente del MER; y (B) un agente del MER que es accionista de la EPL;
 - 2. se ha aprobado y puesto en vigencia, por parte de la CRIE, a propuesta del EOR, las normas transitorias necesarias para la operación de la interconexión eléctrica de AmCrica Central para su aplicación en el MER;
 - 3. se ha puesto en funcionamiento la línea de transmisión a **230 kv** entre El Salvador y Honduras, con lo que se inician intercambios entre los seis países de la región;
 - 4. que se encuentren en vigencia los reglamentos internos de la CRIE que definen la estructura administrativa y técnica de este ente, de acuerdo con lo previsto en el Tratado y en el diseño del MER, y que este ente se encuentre en funcionamiento, con al menos: su

establecimiento físico en uno de los Países Participantes y su capacidad financiera para operar;

5. que se encuentren en vigencia los reglamentos internos del EOR como autoridad operativa sobre toda la Red de Transmisión Regional (RTR), que definen la estructura administrativa y técnica de este ente, incluyendo las funciones de la Junta Directiva, de forma que se asegure la independencia, neutralidad y transparencia en la toma de sus decisiones y que se encuentren en funcionamiento este ente, con al menos su establecimiento físico en uno de los Países Participantes y su capacidad financiera para operar;
6. que la CRIE, a propuesta del EOR, haya emitido las normas de operación y mantenimiento de la RTR;
7. que con base en lo establecido en el diseño general del MER, se haya constituido el Comité de Vigilancia adscrito a la CRIE;
8. que la CRIE haya aprobado y esta aplicando la normativa sobre el funcionamiento del MER, la que deberá establecer todos los principios del despacho, mercado de oportunidad ("spot"), contratos bilaterales y los lineamientos técnicos y de confiabilidad del MER. Además, dicha normativa deberá incluir:
 - a. hitos específicos para lograr que los compradores legalmente autorizados de un país tengan opción de adquirir sus necesidades de energía eléctrica de proveedores localizados en otros países, si esto resulta la solución de mayor eficiencia económica;
 - b. la obligación de separar contablemente, por segmento de actividad, y de crear unidades de negocios separadas en todas las empresas eléctricas de la región de América Central cuya estructura empresarial se mantenga como Empresa Verticalmente Integrada ("EVI") y de eliminar subsidios cruzados entre actividades;
 - c. la metodología de contabilidad común que se adoptara en las operaciones del MER y la obligación de poner a disposición de la CRIE toda la información que esta requiera, incluyendo las contabilidades de las empresas reguladas;
 - d. los porcentajes iniciales máximos de la capacidad instalada como generador, o demanda como distribuidor de electricidad, de un agente del MER, en base a estudios del MER, que representan el nivel máximo permisible de sus intereses directos o indirectos en el MER para: (A) un agente del MER; y (B) un agente del MER que es accionista de la EPL; y

- e. la normativa técnica y comercial para el desarrollo de proyectos de generación regional.
 - 9. que la CRIE haya aprobado el reglamento que establece la metodología y bases de remuneración de la RTR y su forma de aplicación a los agentes del MER, y los procedimientos para calcular los cargos por conexión y uso de la red incluyendo los casos en que se trate sólo de agentes en un mismo país. Dicho reglamento deberá asegurar que la Línea SIEPAC se pague por sí misma y que no ocurran subsidios cruzados entre países;
 - 10. que la Dirección del EOR haya constituido formalmente el Centro Regional de Coordinación y Transacciones (CRCT) del EOR con las funciones de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Programa de Cooperación Técnica;
 - 11. que se hayan preparado los diseños y pliegos de licitación para el CRCT, previamente aprobados por el Banco y conforme a los reglamentos del funcionamiento del MER;
 - 12. que los gobiernos hayan aprobado un reglamento regional en el que se formalice su acuerdo sobre las características del MER, dentro del cual deberán operar los organismos regionales del mismo, mediante la definición de sus aspectos y principios fundamentales e irreversibles, elaborado sobre la base de las disposiciones del Tratado y el Diseño General del MER.
- (b) que los estatutos de la EPL se encuentran vigentes, los que deberán especificar, entre otros aspectos, que: (i) la EPL se constituyó inicialmente con carácter de una sociedad anónima, de carácter privado, con participación mayoritaria pública, en la que ningún accionista posee directa o indirectamente más del 15% del total del capital social de la empresa ni de ninguna clase de acciones con derecho a voto; y (ii) se han adoptado mecanismos de protección de los accionistas minoritarios; y
 - (c) que se haya suscrito y haya entrado en vigencia el acuerdo entre todos los accionistas de la EPL, y los criterios para aprobar la construcción de la Línea SIEPAC por tramos, la modalidad y financiamiento de los diseños finales de la Línea SIEPAC, y los compromisos de las Empresas Eléctricas Participantes nacionales para construir oportunamente los refuerzos que requieren cada uno de los sistemas de transmisión nacional.

C. Condiciones especiales para la ejecución del Proyecto

- 4.4** Debido a la complejidad del Proyecto y a los efectos de asegurar uniformidad en todos los equipos, la realización del diseño y construcción de las obras de transmisión será llevado a cabo mediante la modalidad de llave en mano, aún cuando se ejecute por tramos, que se adjudicará mediante licitación pública internacional, de conformidad con los procedimientos de licitaciones del Banco. Para que el Banco considere una solicitud de la EPL para la construcción de algún

tramo de manera separada, la EPL debera justificar su solicitud tecnica y economicamente.

- 4.5 Salvo que las partes lo acuerden de otra manera, antes de convocar a cada licitación pública o si no correspondiere convocar a licitación, antes de la adquisición de los bienes o de la iniciación de las obras, el Prestatario, por intermedio del Organismo Ejecutor, deberá presentar a la consideración del Banco: (i) los planos generales, las especificaciones, los presupuestos y los demás documentos requeridos para la adquisición o la construcción y en su caso, las bases específicas y demás documentos necesarios para la convocatoria; (ii) en el caso de obras, prueba de que se tiene, con relación a los inmuebles donde se construirán las obras del PROYECTO SIEPAC, la posesión legal, las servidumbres u otros derechos necesarios para iniciar las obras; y (iii) evidencia de haber contratado, de acuerdo con los términos de referencia acordados con el Banco, los servicios de la firma consultora especializada para la supervisión de las obras.
- 4.6 Los prestatarios se comprometen a asegurar que la EPL presente al Banco dentro del plazo de dos (2) años contados a partir de la terminación de la construcción de la Línea SIEPAC, los resultados del análisis del funcionamiento de todos los componentes del Proyecto, el que deberá realizarse en coordinación con la CRIE y el EOR, comparándolos con lo previsto en los estudios y diseños de los mismos. En el caso que se encuentren condiciones adversas y desviaciones importantes con relación a los parámetros iniciales del diseño, los prestatarios deberán tomar las medidas necesarias para que la EPL, en coordinación con la CRIE y el EOR, se definan las medidas correctivas, así como el programa de trabajo para su implantación.
- 4.7 Anualmente y durante la ejecución del Proyecto se llevarán a cabo reuniones en las que deberán participar, en lo que a cada uno le corresponde, el Banco, los prestatarios, la EPL, la CRIE, el EOR y los demás cuya participación sea necesaria de acuerdo con la agenda acordada entre las partes, para evaluar los resultados obtenidos del Proyecto durante el año anterior, sobre la base del informe inicial, el informe anual de evaluación que deberá preparar el CV, y los informes de progreso del Proyecto, y revisar la programación de las actividades del Proyecto para el año siguiente.
- 4.8 En adición a las reuniones de evaluación anuales mencionadas en el inciso anterior, al final del segundo año contado a partir de la fecha del primer desembolso de los recursos del Financiamiento, el Banco realizará una evaluación de medio término del avance de la ejecución del Proyecto, las propuestas resultantes de los estudios financiados por el Proyecto y los mecanismos propuestos para asegurar la sostenibilidad del Proyecto.
- 4.9 Dentro de un plazo no menor de seis (6) meses, antes de convocar a licitación pública las obras del proyecto, los Prestatarios deberán presentar evidencia que han sometido una versión preliminar de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) nacionales de su país a la revisión de las autoridades ambientales competentes y, de conformidad con las leyes del país y las normas del Banco, al público en general para discusión y comentarios.

- 4.10 Dentro de un plazo no menor de seis (6) meses antes de iniciar las obras, los Prestatarios deberán presentar evidencia que han sometido los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) nacionales de su país, incluidos los Planes de Manejo Ambiental (PMA) correspondientes, a las autoridades ambientales competentes y, de conformidad con las leyes del país y las normas del Banco, al conocimiento del público en general. Los prestatarios, por intermedio de la EPL, tomarán las medidas para asegurar que se incorporen en las bases de licitación, los PMA y las otras recomendaciones que se establezcan en los EIA. Los PMA contendrán por lo menos los siguientes componentes: (i) planes de creación y consolidación de la capacidad de gestión ambiental de las entidades eléctricas a nivel nacional para el seguimiento del Proyecto SIEPAC; (ii) planes de mitigación de impactos directos; (iii) planes de mitigación de impactos indirectos e impactos sobre áreas protegidas o frágiles; (iv) plan de contingencia y emergencia; (v) planes de reubicación y reasentamiento cuando fuera necesario; y (vi) plan de seguimiento y monitoreo ambiental durante la fase de construcción y operación de la línea.

D Condición previa para la licitación de las obras

- 4.11 Que la EPL haya seleccionado y contratado a una firma consultora especializada para la supervisión de las obras.

V. ESQUEMA DE EJECUCIÓN

- 5.1 La reformulación del esquema de financiamiento del proyecto y de la cooperación técnica, requiere algunos cambios en el esquema de ejecución planteado originalmente, en particular para los aspectos relacionados con los desembolsos, la transferencia de los recursos, las auditorías, y la supervisión de las obras.
- 5.2 Los prestatarios serán las empresas eléctricas estatales de cada uno de los seis países, a través de contratos de préstamos individuales con la garantía de los Gobiernos de cada uno de los respectivos países. El Ejecutor del Proyecto de Inversión será la Empresa Propietaria de la Línea (EPL). El Ejecutor del Préstamo de Cooperación Técnica será el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).
- 5.3 Cada prestatario traspasará los recursos a las unidades ejecutoras, la EPL y el CEAC respectivamente.

A. Flujo y canalización de desembolsos

- 5.4 Las solicitudes de desembolso tanto de constitución de fondo rotatorio como de pago directo o cartas de crédito a proveedores serán sometidas al Banco por los prestatarios a través del organismo executor del proyecto (EPL), y para la cooperación técnica, por intermedio del CEAC. Los recursos serán depositados en una cuenta única especial, con sub-cuentas separadas para el manejo de los recursos de cada préstamo, que serán abiertas por los prestatarios a nombre de la EPL y del CEAC, según corresponda, en el país en el cual se encuentre localizada cada una de las dos unidades ejecutoras mencionadas. Los desembolsos de los 12 préstamos de inversión en los seis países se realizarán manteniendo el *pari-passu* contractual y entre países. Los Prestatarios, por intermedio de la EPL, presentarán al Banco, anualmente durante la ejecución del Proyecto, los estados financieros del Proyecto de Inversión y de cada préstamo, dictaminados por una firma de contadores públicos independiente aceptable al Banco.

B. Adquisiciones

- 5.5 Para asegurar uniformidad en todos los equipos y minimizar los costos de mantenimiento, se utilizará un esquema de ejecución para el diseño y construcción de las obras de transmisión del tipo llave en mano, este mismo procedimiento se utilizará para la ejecución de la línea por tramos. Para este fin, el proceso de licitación pública internacional requerirá precalificación. Si bien el proyecto no es complejo, por las características de la EPL que tendrá capacidades tanto técnicas como administrativas muy limitadas, esta modalidad de ejecución se considera la más adecuada, ya que un único contratista para toda la línea o para todo el tramo reducirá sensiblemente los esfuerzos técnicos y administrativos de la EPL.

C. Licitaciones

- 5.6 Cuando los bienes y servicios que se adquieran o contraten para el Proyecto, incluidos los relacionados con transporte y seguros, se financien total o

parcialmente con divisas del Financiamiento, los procedimientos y las bases específicas de las licitaciones u otras formas de contratación deberán permitir la libre concurrencia de proveedores de bienes y servicios originarios de países miembros del Banco. En consecuencia, en los citados procedimientos y bases específicas de las licitaciones o concursos, no se establecerán condiciones que impidan o restrinjan la oferta de bienes o la concurrencia de contratistas originarios de esos países.

D. Servicios de Consultoría

- 5.7** En la selección y contratación de servicios de consultoría financiados total o parcialmente con recursos del Financiamiento: (a) deberán aplicarse los procedimientos acordados con el Banco, y (b) no podrán establecerse disposiciones o estipulaciones que restrinjan o impidan la participación de consultores originarios de los países miembros del Banco.
- 5.8** En lo que respecta a servicios de consultoría financiados con recursos de la contrapartida local, el Banco se reserva el derecho de revisar y aprobar, antes de que el Prestatario proceda a la contratación correspondiente, los nombres y antecedentes de las firmas o consultores individuales seleccionados, los términos de referencia y los honorarios acordados. Esta disposición no se aplica a las contrataciones que se realicen con recursos provenientes de créditos de proveedores.

E. Procedimientos para la selección y contratación de consultores

- 5.9** Para la selección de servicios de consultoría en la ejecución de la cooperación técnica se propone **usar** el método de selección basado en el menor precio. Con este método se establece un nivel “mínimo técnico aceptable” para calificar la calidad de las propuestas técnicas. Las propuestas técnicas se abren primero y son evaluadas. Las propuestas que no alcanzan el nivel mínimo aceptable se rechazan y sólo se abren los sobres con las propuestas económicas de las restantes. La firma con la propuesta de precio más bajo es la seleccionada. Con este método se entiende que la definición de mínimo aceptable se establecerá teniendo presente que las propuestas que estén por encima de ese “mínimo técnico aceptable” sólo compiten en cuanto a costo. El nivel mínimo será planteado explícitamente en las Invitaciones a Presentar Propuestas.
- 5.10** La recomendación se justifica por la naturaleza de los trabajos que se incluyen en el Programa. En general se trata de trabajos complejos, **pero** para los cuales ya se cuenta con estándares apropiados y de adecuadas prácticas profesionales. **A** menudo, la experiencia muestra que, como resultado del orden de prioridad de las propuestas técnicas, se tiene un número definido de éstas que son técnicamente aceptables e idóneas para desarrollar los trabajos deseados. La metodología recomendada, traslada a los consultores no sólo el peso de la responsabilidad de formular propuestas técnicas sólidas, sino que los obliga a efectuarlas en una forma económica y competitiva.

- 5.11 La contratación de los servicios de consultoría para la preparación de los diseños de ingeniería finales, se recomienda hacerla con el procedimiento basado en el menor precio.

F. Supervisión de las obras y de los estudios

- 5.12 El seguimiento, administración y supervisión de las obras y de los estudios estará a cargo del Equipo de Proyecto, a través de la Representación del Banco en uno de los seis países de la Región. El Especialista Sectorial Regional del Proyecto SIEPAC, asignado en dicha Representación, tendrá la responsabilidad de coordinar con la Sede y las otras representaciones todo lo relacionado con la ejecución del proyecto, especialmente con los desembolsos de los préstamos y cooperaciones técnicas y las acciones específicas que deban realizarse en cada uno de los países. Para la supervisión de las obras, con los recursos del financiamiento se contratará una firma consultora especializada.

G. Auditorías

- 5.13 Los estados financieros del Proyecto de Inversión y de la Cooperación Técnica, así como de cada uno de los préstamos, serán auditados anualmente por una firma de auditores independientes aceptable al Banco.

VI. PRÓXIMOS PASOS

A. Programa de Cooperación Técnica

- 6.1 A partir de diciembre 2001, utilizando los servicios profesionales de firmas consultoras, la Cooperación Técnica entrará en la etapa de preparación del detalle de los reglamentos del mercado eléctrico regional y en el establecimiento y puesta en marcha de la institución regional operadora (EOR) y de la reguladora (CRIE). Se estima que sus productos estarán listos en el cuarto trimestre de 2002, y que las reglamentaciones sean puestas en vigencia hacia comienzos del 2003. Después de un periodo inicial de funcionamiento del mercado eléctrico regional, desde fines del 2003 y hacia mediados del 2004, se revisarán críticamente las reglamentaciones aprobadas, para mejorar, profundizar y consolidar su contenido.
- 6.2 Mientras se establece esa reglamentación, los entes regionales pondrán en funcionamiento, en forma transitoria, una normativa de interconexión eléctrica para las líneas eléctricas existentes, junto con el nuevo enlace en construcción entre Honduras y El Salvador que entrará en servicio en abril 2002.
- 6.3 En forma paralela, como parte de la organización del EOR se instalará el CRCT, previendo que este entre en funcionamiento a mediados de 2004. Para esto, en 2002, se seleccionará un consultor especializado que preparará el diseño y las especificaciones necesarias para adquirir los equipos necesarios. En la primera mitad de 2003 se procederá a licitar la adquisición de los equipos, contando con un año para su provisión e instalación.

B. Proyecto de Inversión

- 6.4 En enero 2002, para asegurar el inicio de la adquisición de las servidumbres de paso de la línea, actividad crítica que será completada hacia mediados de 2004, la EPL está tomando las acciones necesarias para capitalizar los aportes de sus socios. Asimismo, está programada la contratación de consultores para la preparación de los diseños finales, y las especificaciones para contratar la provisión y construcción de las obras. Se estima que el proceso de contratación de obras será de un año, a partir de julio 2003, y que la construcción se dará entre julio 2004 y diciembre 2006, con una duración aproximada de treinta meses. Por lo tanto, se recomienda que el plazo para el desembolso de los préstamos de inversión sea de cinco años, contado a partir de la fecha en que todos los contratos requeridos para la ejecución del Proyecto de Inversión hayan entrado en vigencia.
- 6.5 La gestión ambiental será continua durante la ejecución del Proyecto, iniciándose con la preparación de los estudios de impacto ambiental y el proceso de consultas a la población, durante los años 2002 y 2003, en el periodo previo a la construcción, y posteriormente el seguimiento del plan de manejo ambiental durante la etapa de construcción, así como la posterior de operación y mantenimiento. Serán contratados consultores ambientales, financiados tanto por la cooperación técnica para su primera etapa, como por el préstamo para la Línea para su segunda etapa.

C. Reunión de Arranque del Proyecto

- 6.6** En enero del 2002 el Equipo de Proyecto y Especialistas Sectoriales en Energía de los seis países con los miembros de la Unidad Ejecutora, el Grupo Director, el Comité de Programación y Evaluación, el CEAC y la EPL realizaron una reunión de arranque para desarrollar el detalle del esquema de ejecución y seguimiento del Programa de Cooperación Técnica y del Proyecto de Inversión. En esa ocasión, se elaborará un Marco Lógico detallado del Proyecto, el Informe de Seguimiento de Desempeño (ISDP) y el Plan de Ejecución.

Proyecto SIEPAC

Reformulación del Esquema de Financiamiento del Proyecto

Evolución del mercado eléctrico de la región

1. Introducción

- 1.1 Con excepción de Costa Rica, todos los países han implementado **o** tienen proyectos de ley para implementar nuevos marcos regulatorios de sus industrias eléctricas, presentando diferentes grados de avance. Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panama cuentan ya con leyes aprobadas, mientras que Honduras tiene un proyecto de ley bajo análisis por su Asamblea Legislativa. Por otro lado, ya sea por haber existido antes de las reformas, **o** como producto de ellas, algunos países tienen ya sus respectivas instancias a los niveles normativo y regulatorio ¹. De esta forma, todos los países cuentan con entes regulatorios y normativos de la industria eléctrica.
- 1.2 Estas reformas al subsector eléctrico, que buscan mejorar el suministro del servicio eléctrico, comprenden en general la separación de las funciones normativas, regulatorias y empresariales, las cuales se concentraban en la empresa de electricidad pública, y la creación de un marco regulatorio explícito. Esta situación no se presenta en Costa Rica, pues su organización sectorial contempla ya dicha separación de funciones, si bien con un papel marginal del ente regulador y uno dominante por parte del ICE. Las reformas comprenden, en mayor **o** menor grado, modificaciones en la estructura vertical y horizontal de la industria, y cambios en el régimen de propiedad. En el Cuadro 1 se presenta un resumen de las reformas ocurridas.

2. Estructura y régimen de propiedad

- 2.1 En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panama las empresas estatales existentes antes de las reformas han sido separadas verticalmente. La separación vertical también está prevista en el proyecto de ley de Honduras. En el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central suscrito el **30** de diciembre de 1996 por los presidentes de los seis países del Istmo se establece que cuando permanezca la integración vertical, se debe dar la separación contable por actividad. En El Salvador y Guatemala se permite la re-integración vertical, requiriendo sólo la separación contable **o** la creación de empresas distintas, respectivamente.

¹ La función normativa **o** establecimiento de políticas se refiere a la determinación de los objetivos marco para el sector, en el contexto de la política gubernamental para el país. Marco regulatorio se refiere al contexto global en el que se lleva a cabo la regulación, incluyendo la estructura de la industria y la naturaleza del ente regulador

Cuadro No. 1
Síntesis de las reformas en América Central¹

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
I ESTRUCTURA Y RÉGIMEN DE PROPIEDAD						
1. Separación vertical de las empresas públicas	SI	SI	SI	SI	NO	SI
2. Desintegración horizontal empresa pública	SI	SI	SI	SI	NO	SI
3. Participación privada permitida	G, T, D	G, T, D	G, T, D	G, D	G, T, D	G, D
4. Venta de activos	G, D	G, D	D	G, D	NO	G, D
5. Integración vertical permitida	SI	SI	NO	NO	ICE	NO
6. Integración horizontal permitida	SI	SI	SI	NO ²	ICE	NO ³
II ESTABLECIMIENTO DE POLÍTICAS						
1. Ente responsable	MEM	DGE	GE	CNE	MINAE	CPE
2. Planificación S.S. Eléctrico	MEM	UT (T)	ENEE	CNE	ICE	ETESA
III REGULACIÓN Y COMPETENCIA						
1. Ente responsable regulación	CNEE/ME M	SIGET	CNE/SER NA	INE	ARESE P	ERSP
2. Autónomo	NO	SI	NO	SI	SI	SI
3. Demanda mínima consumidores no regulados (KW)	100	0	250	2,000	NA	500
1. Con base en las leyes aprobadas en Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá, y al proyecto de ley en Honduras. 2. Posición dominante concentración $\geq 25\%$. Sin embargo, el 100% de la distribución fue vendido a una sola empresa. 3. Distribución ≤ 50 . Generación $\leq 25\%$. 4. G= Generación T= Transmisión C= Distribución						

- 2.2** La separación horizontal se dará en todos los países con la entrada de nuevos actores; sin embargo, en Costa Rica la empresa pública permanecerá integrada horizontalmente; en El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá se ha privatizado totalmente la distribución. En todos los países, aunque con distintos mecanismos, se abre el segmento de la generación -que es el que demanda mayores montos de inversión- al sector privado. La generación ha sido privatizada totalmente en Panamá, y parcialmente en El Salvador y Guatemala, en Nicaragua está por iniciarse el proceso de privatización de la generación. En Guatemala y El Salvador no existen límites a la re-integración horizontal.

3. Establecimiento de políticas

- 3.1 En todos los países se ha establecido un ente responsable de la definición de política energética.

4. Regulación y competencia

- 4.1 En Guatemala y Honduras, los entes reguladores que solo tienen responsabilidad para el subsector eléctrico, están adscritos a Ministerios. En los otros países, los entes reguladores tienen mayor grado de libertad al no formar parte de un ministerio. En Costa Rica, El Salvador y Panamá, los entes reguladores son multisectoriales, mientras que en Nicaragua están a cargo de todo el sector energía.

6. Consideración de las interconexiones

- 5.1 En Costa Rica y Honduras se le asigna de manera exclusiva a la empresa eléctrica pública el comercio internacional de electricidad. En todos los países se permite que un generador privado le pueda vender a agentes en otros países, si bien en Honduras se establece que las empresas generadoras podrán exportar energía una vez sean cubiertas las necesidades nacionales.
- 5.2 Como se puede apreciar, todas las reformas procuran crear condiciones propicias para la participación privada en el sector; sin embargo, en algunos casos se presentan elementos que establecerían obstáculos para lograr igualdad de condiciones que se buscaría con la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER). Por ejemplo, mientras que varios países permitirían que los consumidores de mayor demanda tengan opciones de buscar sus suministros en el MER, en otros países no sería abiertamente posible, al ser mercados cautivos de la empresa pública, verticalmente integrada.

Proyecto SIEPAC **Reformulación del Esquema de Financiamiento del Proyecto**

Avances en la ejecución del proyecto, período 1995-2001

No obstante las dificultades encontradas para acceder a los recursos de los financiamientos aprobado por el Directorio del Banco para el Proyecto de Inversión y para las actividades de Cooperación Técnica, se han logrado avances sustantivos en la ejecución del proyecto, entre los cuales se destacan los siguientes:

- a) Preparación y aprobación de los estudios de factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental que condujeron a los gobiernos a decidir desarrollar un mercado eléctrico regional y la infraestructura de transmisión asociada. Estos estudios se efectuaron a través de las cooperaciones técnicas ATN 5171 y 5259 y permitieron avanzar hacia las aprobaciones de financiamiento del Proyecto, por parte del BANCO, en marzo 1997.
- b) Las decisiones políticas se confirmaron a través de la firma y posterior ratificación por los Estados centroamericanos de un Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el que muestra los compromisos y derechos relacionados con el funcionamiento del mencionado mercado. El Tratado fue suscrito en diciembre 1996 y plenamente ratificado por los congresos nacionales, antes de enero 1999.
- c) Como consecuencia de la aprobación de los préstamos del Banco y para dar cumplimiento a lo dispuesto en el Tratado Marco, en enero de 1999, los países centroamericanos, a través de sus empresas estatales del sector eléctrico, designadas por sus gobiernos, crearon la Empresa Propietaria de la Línea de Transmisión (EPL) como una sociedad anónima inscrita en el registro mercantil de la república de Panamá. Actualmente dicha empresa cuenta con seis socios con iguales proporciones de capital, y esta desarrollando una agenda, en conjunto con las empresas socias, para iniciar los trabajos de diseño y adquisición de servidumbres de paso de la línea de transmisión regional.
- d) Como paso previo a la ejecución de la Cooperación Técnica, en febrero de 1999 se estableció la estructura organizativa definida en dicho Convenio, que consistió en la designación de los miembros del Grupo Director, del Comité de Programación y Evaluación y la puesta en funcionamiento de la Unidad Ejecutora del Proyecto, la que, por disposición de los seis países, se ubicó en Costa Rica.
- e) Los órganos creados por el Tratado Marco han comenzado una etapa de funcionamiento inicial, habiéndose designado los representantes de los gobiernos en sus juntas directivas. La Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) fue constituida en marzo 2000 y la Junta Directiva del Ente Operador Regional (EOR) en febrero 2001. La CRIE suscribió con el

Grupo Director del Proyecto SIEPAC un convenio de cooperacion mutua en enero **2001** y esta proximo a firmarse otro similar con el EOR.

- f) Asimismo, antes que se constituyera el EOR, de acuerdo al mandato del Tratado Marco, funcionó un Comité de Interconexion Eléctrica (CIE) desde agosto **1999** hasta diciembre **2000**, llevando a cabo actividades de coordinacion entre los sistemas eléctricos de los seis países de la region y de apoyo al Proyecto SIEPAC. Este Comité impulsó el aumento de intercambios regionales de electricidad, que se han dado a partir de **1999**. Este comité transitorio fue disuelto al constituirse formalmente el EOR en febrero **2001**.
- g) En abril **1999** se iniciaron las labores prioritarias de la CT, con base en el financiamiento no reembolsable. Esto permitió contratar a los consultores individuales de la Unidad Ejecutora y al consorcio que lleva a cabo las tareas de Consultor Principal, el cual preparó el Diseiio General del MER; una propuesta de revision y perfeccionamiento de la CT, adecuada a las condiciones actuales de los mercados eléctricos nacionales y al diseiio general del MER; y los TdRs necesarios para proceder a contratar los servicios de otras firmas consultoras para preparar los reglamentos de detalle del MER y preparar las herramientas computacionales relacionadas.
- h) El CP preparó una propuesta de Diseiio General del Mercado Regional, la cual, luego de varios meses de discusion fue aprobada por el GD del proyecto, en mayo **2000**. Este Diseiio servirá de base para la preparacion de las reglamentaciones de detalle, proxima a iniciarse.
- i) La Unidad Ejecutora del Proyecto ha procedido a concursar las etapas de precalificación y calificación de las firmas consultoras interesadas en preparar las reglamentaciones de detalle y especificar las herramientas computacionales necesarias, estando proxima la suscripción de los contratos de consultoria respectivos.
- j) Una firma consultora noruega preparo, entre **1998** y **1999**, estudios complementarios de factibilidad institucional, financiera y legal para asegurar el adecuado funcionamiento de la Empresa Propietaria de la Linea SIEPAC y del Ente Operador Regional, produciendo dos informes que fueron analizados y aprobados por los países.
- k) Con el fin de definir los refuerzos que la transmision de los países requiere para asegurar un buen funcionamiento de la linea eléctrica regional, una firma consultora danesa contratada con la CT **5171**, ha elaborado detallados estudios eléctricos del sistema centroamericano, un diseño preliminar de la linea y subestaciones SIEPAC y la correspondiente actualizacion de los costos, estos estudios se encuentran ya en su fase final.

SIEPAC
Informe para la reformulación del Esquema de Financiamiento
(CA-0035) y (1001/OC-RG y SQ-2)

Marco Lógico del Programa

Narración de objetivos	Indicadores verificables	Medios de verificación	Supuestos
<p>Fin</p> <p>Fortalecer la oferta de energía eléctrica en el istmo centroamericano. La provisión de los servicios es confiable y sostenible, de buena calidad, y a precios eficientes.</p> <p>La Cobertura del servicio en el Istmo Centroamericano aumentada</p>	<ul style="list-style-type: none"> o La energía no servida disminuye en 50%, de 1,5 días/año a 0,75 días/año en el año 2010. o La cobertura del servicio eléctrico en la región aumenta del 72% en el año 2001 al 82% en el año 2010. 	<p>Estadísticas Eléctricas Nacionales y Regional</p>	
<p>Propósito</p> <p>Crear y poner en marcha de un Mercado Mayorista competitivo de electricidad.</p> <p>Movilizar recursos del sector privado para la expansión de la capacidad de generación y distribución en la región.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se realizan transacciones internacionales firmes sobre la base de las reglas del mercado eléctrico regional (MER), por 1500 GWH en el 2005, 3000 GWH en el 2007, y 4000 GWH en el 2009. o Al menos un proyecto de generación regional con capacidad mayor a 300 Mw., entra en operación antes del 2009. o La capacidad instalada en generación a cargo de operadores privados, aumentará del 50% en 2001, al 64% en 2008, y 70% en el 2011. 	<p>Informes estadísticos publicados por el EOR.</p>	<ul style="list-style-type: none"> o Se reducen y eliminan las barreras técnicas y legales, y los obstáculos al comercio internacional de energía. o Los países fortalecen sus programas de reforma sectorial para promover consistencia entre las estructuras de los mercados (separación vertical y horizontal, separación de propiedad, etc), y las limitaciones y desarrollos de la tecnología.