

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **GUATEMALA**

### **PLAN PUEBLA-PANAMÁ INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE GUATEMALA Y MÉXICO**

**(GU-0171)**

#### **PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Néstor Roa (RE2/FI2), Jefe, Gonzalo Arroyo (RE2/FI2), Diego Belmonte (RE2/FI2), Dana Martín (LEG/OPR), María Cristina Landázuri (LEG/OPR), Ennio Rodríguez (INT/ITD), Clarice Zilberman (COF/CGU), Marcelo Valenzuela (COF/CCR) y Fernando Lecaros (Consultor). María Fernanda Mariel (RE2/FI2) asistió en la producción del documento.

## INDICE

MAPA

RESUMEN EJECUTIVO

I.	MARCO DE REFERENCIA .....	1
A.	El Plan Puebla Panamá .....	1
B.	Sector Eléctrico de Guatemala .....	2
1.	Entorno Institucional del Sector .....	2
2.	Estructura del Mercado en Guatemala .....	3
3.	Formación de Precios .....	4
4.	Dinámica del Mercado .....	7
C.	Sector Eléctrico en México .....	8
1.	Entorno Institucional del Sector .....	8
1.	Estructura del Sector en México .....	9
2.	Formación de Precios y Dinámica de Mercado.....	10
D.	Mercado Eléctrico de Centroamérica .....	11
E.	Consistencia con la Estrategia del Banco para la Región y el País .....	12
F.	Estrategia del Banco en el Sector Eléctrico de Guatemala.....	13
G.	Lecciones Aprendidas .....	14
H.	Coordinación con otras Agencias.....	15
II.	EL PROYECTO .....	16
A.	Objetivos y componentes del Proyecto .....	16
1.	Construcción de la línea de transmisión (US\$20.0 millones) .....	17
2.	Adecuación de la Subestación Los Brillantes (US\$15.07 millones).....	17
3.	Supervisión (US\$1.99 millones) .....	17
B.	Costo y financiamiento.....	18
C.	Financiamiento retroactivo y reconocimiento retroactivo de gastos.....	18
D.	Estructura Jurídica y Estrategia de comercialización.....	19
III.	EJECUCIÓN DEL PROYECTO .....	22
A.	Prestatario, garante y organismo ejecutor .....	22
B.	Ejecución y administración del proyecto .....	22
C.	Adquisición de bienes y servicios .....	22
D.	Período de ejecución y calendario de desembolsos.....	24
E.	Seguimiento y evaluación.....	25
1.	Supervisión del Banco.....	25
2.	Auditoría externa.....	25
3.	Evaluación posterior.....	25

IV.	VIABILIDAD Y RIESGOS .....	27
A.	Viabilidad técnica y económica.....	27
B.	Viabilidad institucional y financiera .....	30
C.	Propuesta de Gestión Ambiental y Social del Proyecto .....	32
D.	Beneficios e impactos en el desarrollo .....	35
F.	Riesgos .....	35

## **ANEXOS**

ANEXO I	Marco Lógico del Programa
ANEXO II	Plan de Licitaciones y Adquisiciones

## **DATOS BÁSICOS SOCIOECONÓMICOS**

Los datos básicos socioeconómicos de Guatemala se encuentran disponibles en el internet en la siguiente dirección:

**[www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=externallinks.countrydata](http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=externallinks.countrydata)**

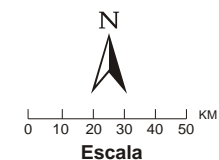
## SIGLAS Y ABREVIATURAS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CAT	Costo Anual de Transmisión
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía de la CFE
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
ECOE	Empresa de Comercialización de Energía
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
GEF	Fondo Global Ambiental
GGU	Gobierno de Guatemala
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
JSF	Fondo Especial Japonés
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LGE	Ley General de Electricidad
LP	Licitación Privada
LPI	Licitación Pública Internacional
LPN	Licitación Pública Nacional
MARN	Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales
MDE	Memorando de Entendimiento
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
PPA	Contrato de Compra de Energía (Power Purchase Agreement)
PPP	Plan Puebla Panamá
SENER	Secretaría de Energía de México
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público de México
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
UF	Grupo Unión FENOSA
VAD	Valor Agregado de Distribución



# GUATEMALA

## Sistema de Transmision Electrico (GU-0171)



### SIMBOLOGIA

- Planta
- Subestación existente
- Subestación Proyectada
- Subestación a Modificar
- Linea de 138 kV
- Linea de 230 kV
- == Linea de 230 kV Doble Circuito
- Linea de Transmisión Proyectada
  - INDE Proyecto (BID)
  - CFE Proyecto
  - Proyecto SIEPAC (230 kV)
  - Linea de 230 kV
  - Linea de 138 kV



# GUATEMALA

## PRÉSTAMOS BID

### APROBADOS AL 31 DE MAYO DEL 2003

	US\$ Miles	Porcentaje
<b>TOTAL APROBADO</b>	<b>2,587,123</b>	
DESEMBOLSADO	2,029,605	78.45 %
POR DESEMBOLSAR	557,519	21.54 %
CANCELADO	256,147	9.90 %
AMORTIZADO	816,157	31.54 %
<b>APROBADO POR FONDO</b>		
CAPITAL ORDINARIO	1,881,508	72.72 %
FONDO PARA OPERACIONES ESPECIALES	632,137	24.43 %
OTROS FONDOS	73,477	2.84 %
<b>SALDO DE LA DEUDA</b>	<b>1,213,448</b>	
CAPITAL ORDINARIO	816,754	67.30 %
FONDO PARA OPERACIONES ESPECIALES	390,630	32.19 %
OTROS FONDOS	6,064	0.49 %
<b>APROBADOS POR SECTOR</b>		
AGRICULTURA Y PESCA	185,369	7.16 %
INDUSTRIA, TURISMO, CIENCIA Y TECNOLOGÍA	222,862	8.61 %
ENERGÍA	357,878	13.83 %
TRANSPORTACIÓN Y COMUNICACIÓN	440,390	17.02 %
EDUCACIÓN	65,628	2.53 %
SALUD Y SANEAMIENTO	303,291	11.72 %
MEDIO AMBIENTE	64,300	2.48 %
DESARROLLO URBANO	227,796	8.80 %
INVERSIÓN SOCIAL Y MICROEMPRESA	250,772	9.69 %
REFORMA Y MODERNIZ. DEL SECTOR PÚBLICO	467,074	18.05 %
FINANCIAMIENTO A EXPORTACIONES	1,764	0.06 %
PREINVERSIÓN Y OTROS	0	0.00 %



**Banco Interamericano de Desarrollo**  
Oficina de Apoyo Regional de Operaciones  
Unidad de Información Operacional

## Guatemala

### Programa Tentativo de Préstamos

**2003**

Número de Proyecto	Nombre del Proyecto	BID US\$ Millones	Obs
<a href="#">GU0170</a>	Censo Poblacional / Habitacional	25.0	APROBADO
<a href="#">GU0150</a>	Programa de Inversiones en Agua Potable y Saneamiento Rural	50.0	
<a href="#">GU0171</a>	Interconexión Eléctrica entre Guatemala y México	37.5	
<b>Total - A : 3 Proyectos</b>		<b>112.5</b>	
<a href="#">GU0126</a>	Programa de Electrificación Rural	91.0	
<b>Total - B : 1 Proyectos</b>		<b>91.0</b>	
<b>TOTAL 2003 : 4 Proyectos</b>		<b>203.5</b>	

**2004**

Número de Proyecto	Nombre del Proyecto	BID US\$ Millones	Obs
<a href="#">GU0143</a>	Programa Modernización Congreso Nacional	12.0	
<a href="#">GU0154</a>	Programa Global de Microcredito II	15.0	
<b>Total - A : 2 Proyectos</b>		<b>27.0</b>	
<a href="#">GU0173</a>	Desarrollo Local y Reconciliación	52.0	
<a href="#">GU0164</a>	Sistema Nacional Gestión Compras y Contrataciones	6.8	
<a href="#">GU0176</a>	Turismo para el Circuito Mundo Maya	40.0	
<a href="#">GU0157</a>	Implementación ERP	30.0	
<a href="#">GU0066</a>	Saneamiento Manejo Lago Amatitlán	21.0	
<a href="#">GU0153</a>	Programa Vivienda	20.0	
<a href="#">GU0163</a>	Seguridad Ciudadana	30.0	
<a href="#">GU0165</a>	Modernización Tribunal Supremo Electoral	15.0	
<a href="#">GU0177</a>	Programa de Justicia	24.0	
<a href="#">GU0178</a>	Moderniz. y Fortalec. Contraloría General de Cuentas	19.0	
<b>Total - B : 10 Proyectos</b>		<b>257.8</b>	
<b>TOTAL - 2004 : 12 Proyectos</b>		<b>284.8</b>	
<b>Total Sector Privado 2003 - 2004</b>		<b>0.0</b>	
<b>Total Programa Regular 2003 - 2004</b>		<b>488.3</b>	

**\* Proyectos del Sector Privado**





# GUATEMALA

## CARTERA EN EJECUCIÓN AL 31 DE MAYO DEL 2003

(Miles de US\$)

PERÍODO DE APROBACION	NÚMERO DE PROYECTOS	MONTO APROBADO	MONTO DESEMBOLSADO	% DESEMBOLSADO
<b><u>PROGRAMA REGULAR</u></b>				
Antes de 1997	3	51,600	37,321	72.33 %
1997 - 1998	8	279,010	201,215	72.12 %
1999 - 2000	4	235,672	74,053	31.42 %
2001 - 2002	10	373,337	120,846	32.37 %
2003	1	25,000	0	0.00 %
<b><u>SECTOR PRIVADO</u></b>				
2001 - 2002	1	25,000	0	0.00 %
<b>TOTAL</b>	<b>27</b>	<b>\$989,619</b>	<b>\$433,435</b>	<b>43.80 %</b>

## PLAN PUEBLA-PANAMÁ INTERCONEXIÓN ELECTRICA ENTRE GUATEMALA Y MEXICO

(GU-0171)

### RESUMEN EJECUTIVO

<b>Prestatario:</b>	República de Guatemala		
<b>Organismo ejecutor:</b>	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)		
<b>Monto y fuente:</b>	IDB: (OC)	US\$	37.50 millones
	Local:	US\$	5.79 millones
	Total:	US\$	43.29 millones
<b>Términos y condiciones:</b>	Plazo Amortización:	25 años	
	Período de Gracia:	4 años	
	Desembolso:	4 años de plazo máximo	
		3 años de plazo mínimo	
	Tasa de Interés:	Variable	
	Inspección y vigilancia:	1.00 %	
	Comisión de crédito:	0.75 %	
	Moneda:	Facilidad Unimonetaria en Dólares Americanos. Tasa de interés ajustable	
<b>Objetivos:</b>	El objetivo general del proyecto es el de aumentar la oferta de energía en Guatemala, mejorando los precios y aumentando la seguridad y calidad en el suministro eléctrico. Los objetivos específicos del proyecto son: i) interconectar el sistema eléctrico de Guatemala con el de México; ii) interconectar el sistema de México con el SIEPAC a través de la interconexión existente entre Guatemala y los otros cinco países del Istmo; y iii) establecer los acuerdos y definir las reglas para permitir y promover los intercambios de energía entre agentes de México, Guatemala y otros países a través de Guatemala.		
<b>Descripción:</b>	La interconexión Guatemala-México, consiste en la construcción de una línea de transmisión de energía eléctrica de 103 km a 400 kV y la expansión de dos subestaciones, una en Tapachula (México) y la otra en Los Brillantes, en Retalhuleu (Guatemala). La capacidad inicial del enlace se estima en 200 MW en la dirección México a Guatemala y de 70 MW en la dirección inversa. En México, el proyecto requiere la construcción de 32 km de línea de transmisión en 400 kV y la ejecución de las obras civiles y electromecánicas para la ampliación de la subestación Tapachula y las cuales se requieren para interconectar la nueva línea al sistema mexicano. La parte mexicana del proyecto, será		

financiada con recursos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). A la fecha, la CFE ha asegurado el financiamiento de las obras en su presupuesto aprobado y ha adquirido la totalidad de los materiales requeridos para la construcción de la línea de transmisión. La operación del Banco financiará la porción de Guatemala, que se ha estructurado en tres componentes: (i) Construcción de la Línea de Transmisión; (ii) Adecuación de la Subestación Los Brillantes; y (iii) la Supervisión de Obras y Montajes. Como parte del proyecto, se ha diseñado una estructura jurídica, con elementos que permiten asegurar la coordinación binacional durante la construcción y operación del enlace. Dicha estructura cuenta con los elementos para dar la seguridad jurídica necesaria y promover las transacciones comerciales de energía entre los dos países (ver 2.11 a 2.18).

**Estrategia del Banco en el país y sector:**

El proyecto de interconexión, como parte del PPP, es consistente con las políticas del Banco al promover proyectos de alcance multinacional que aceleren el proceso de integración regional (OP 702), y consistente con la estrategia del Banco para el país, que otorga especial importancia al crecimiento económico sostenible, a la competitividad, y ha dado prioridad a la reducción de la pobreza. Al contribuir el proyecto a la reducción de precios de la energía y a la seguridad del sistema eléctrico, la industria de Guatemala se hace más competitiva y se amplía el potencial para futuros proyectos sociales de electrificación. Igualmente, el proyecto se alinea con las políticas tendientes a facilitar el financiamiento a mediano plazo de exportaciones intrarregionales de bienes de capital y de servicios entre los países de la región, con miras a impulsar la integración y el desarrollo económico, incrementando y diversificando el comercio de la región.

**Coordinación con otras agencias:**

El Banco y el Gobierno, a través de la Comisión de Promoción y Financiamiento del Plan Puebla Panamá, han presentado el proyecto y realizado actividades de coordinación con otras agencias, incluyendo al Banco Mundial, al Banco Centroamericano de Integración Económica, al Banco Japonés para la Cooperación Internacional, KFW (Alemania) y el Economic Development Cooperation Fund (Corea). Adicionalmente, el Gobierno de México y el de Guatemala analizaron la financiación del proyecto en el marco del Acuerdo de San José. (Ver pár. 1.53)

**Revisión social y ambiental:**

Las obras de transmisión eléctrica pueden llegar a presentar impactos ambientales y sociales significativos. Como dicta la normatividad vigente para proyectos de construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica con tensión superior 230 kV, es necesario llevar a cabo un Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS). El EIAS fue realizado, permitiendo identificar potenciales

impactos ambientales y sociales, directos e indirectos, posibles pasivos ambientales, evaluación del marco institucional para la gestión ambiental y social, definición de actividades y metodología directamente relacionadas con el manejo y mitigación de dichos impactos, y la definición de un esquema de ejecución apropiado para el manejo ambiental del programa. Considerando las lecciones aprendidas de la parte ejecutada relacionada al préstamo GU-0126 (Programa de Electrificación Rural-PER), se ha preparado un *Plan de Gestión Ambiental y Social* (PGAS) del Proyecto.

**Beneficios e impactos en el desarrollo:**

Dentro de los beneficios de la interconexión Guatemala–México, se incluye el aumento de la competencia, la reducción de costos de la energía y el aumento de la capacidad disponible, lo cual entre otros, aumenta el potencial para adelantar proyectos sociales de electrificación, da mayor seguridad al sistema eléctrico actual de Guatemala y contribuye a que en el mediano plazo estos beneficios tengan un impacto regional. Los proyectos sociales de electrificación contribuyen al desarrollo económico local de las poblaciones cubiertas y crean capacidad de generar mejores oportunidades en aspectos como la educación o salud al poder disponer de un sistema de electricidad estable. La interconexión permite además la entrada de nuevos agentes al mercado, aumentando la competencia, reduciendo la posibilidad del ejercicio del poder dominante por parte de los incumbentes y de la eventual captura del regulador. Una tendencia a la baja en los costos de la energía eléctrica mejora la sostenibilidad del sistema eléctrico, reduce los requerimientos fiscales para este sector y abre nuevos espacios para la inversión social. Además, al interconectarse Guatemala a un sistema de gran tamaño relativo, la frecuencia sufrirá menores desviaciones y por lo tanto los usuarios, observaran una mejor calidad en el servicio. Esto beneficia a los usuarios residenciales pero además genera mejoras de productividad en usuarios comerciales e industriales que usen equipos eléctricos especializados.

**Riesgos:**

Ciertos eventos pueden afectar los resultados y los impactos en el desarrollo del proyecto. Los resultados se pueden comprometer por los siguientes riesgos principales: (i) la creación de posibles situaciones que a nivel interno de cada país, puedan retrasar el proyecto durante la etapa de construcción; y (ii) teniendo en cuenta de que la interconexión sería la primera línea de Guatemala a 400 kV, existe poca experiencia operativa y técnica del INDE para ejecutar y operar un proyecto de transmisión a este nivel de tensión. Por su parte, el mayor riesgo para lograr los impactos en el desarrollo del proyecto, resultaría de una limitada utilización de la interconexión en la etapa de operación. Problemas de coordinación o de comunicación entre los dos países pueden limitar la energía transportada por la interconexión, afectando su viabilidad económica, al igual que eventuales coyunturas de

escasez en los mercados de México o Guatemala, pueden reducir la prioridad de los despachos dirigidos a la exportación hacia uno u otro país.

Para mitigar los riesgos de coordinación y comunicación mencionados, las autoridades con el apoyo del Banco adelantaron en las etapas tempranas de preparación, un proceso intensivo de consulta con los involucrados en el proyecto. Con la información obtenida en las consultas y las particularidades del proyecto, se ha diseñado una estructura jurídica, exigible legalmente y fundamentada en un Memorando de Entendimiento suscrito entre los dos países y en convenios binacionales, y la cual establece las bases que permiten y promueven la ejecución y la operación comercial del enlace (ver 2.11 a 2.18). El trabajo previo de consulta también ha sido un facilitador importante en el proceso de consenso adelantado por los dos países alrededor del proyecto.

El riesgo relacionado con la experiencia del INDE en líneas de 400 kV se ha solventado, con el apoyo técnico permanente de la CFE, en la realización de estudios eléctricos, en el diseño de la línea y en la preparación de los documentos de licitación los cuales se encuentran en estado avanzado. Adicionalmente, se ha planeado, como parte de la operación, la contratación de supervisores independientes de las obras, para asegurar el cumplimiento de los pliegos. Durante la operación el riesgo se mitiga con la coordinación prevista entre el INDE y la CFE en el convenio de mantenimiento y operación.

**Condiciones contractuales especiales:**

**A. Condiciones previas al primer desembolso:**

El Organismo Ejecutor del Préstamo deberá presentar al Banco evidencia de que el Grupo de Trabajo Binacional encargado de las gestiones para facilitar la comercialización de los servicios de la línea se encuentra en funcionamiento (ver 2.17).

La presentación del Convenio subsidiario suscrito entre el Prestatario y el INDE para la transferencia a éste último de los recursos del Préstamo y las obligaciones que le corresponde como organismo ejecutor del Proyecto (ver 3.1).

**B. Otras condiciones contractuales especiales:**

El Prestatario, el Organismo Ejecutor y el Banco realizarán reuniones anuales para analizar el avance en la implementación del Proyecto, con base en los informes semestrales preparados por el Ejecutor (ver 3.10 y 3.11) y las auditorías técnicas preparadas por la misma firma que prepare los estados financieros anuales (ver 3.12 ).

Se establecerá en el contrato de préstamo, con referencia al Artículo 6.01 de las Normas Generales, que toda

modificación en los instrumentos legales que integren el marco jurídico del Proyecto descrito en los párrafos 2.11 a 2.18, requerirán la no objeción escrita del Banco.

El Contrato de Préstamo asimismo incluirá las condiciones estándares del Banco relacionadas, entre otras, con aspectos técnicos y ambientales, auditoría, informes, inspecciones, evaluaciones, mantenimiento, contratación de consultores y adquisición de bienes.

**Financiamiento retroactivo y reconocimiento retroactivo de gastos:**

Se propone reconocer gastos realizados retroactivamente con cargo a la contrapartida, a partir del 1 de julio de 2002, hasta por US\$250.000. El reconocimiento será: (i) para gastos realizados en la preparación de las bases de licitación, estudios para conformar el catastro y la contratación de servicios para gestionar las servidumbres; y (ii) a condición de que se haya dado el cumplimiento de requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el eventual contrato de Préstamo.

**Clasificación de la equidad social y de la pobreza:**

Esta operación no califica como un proyecto que promueve la equidad social, como se describe en los objetivos clave para la actividad del Banco contenidos en el informe sobre el Octavo Aumento General de Recursos (documento AB-1704). También esta operación no califica como un proyecto orientado a la reducción de la pobreza (PTI). (Ver par. 4.26)

**Excepciones a las políticas del Banco:**

No se consideran excepciones a las políticas del Banco.

**Adquisiciones:**

Dada la complejidad en la coordinación de las obras, montajes y adquisición de equipos, se llevarán a cabo contratos llave en mano para la línea de transmisión y para la subestación (ver 3.6).

El INDE, solicitó al Banco autorizar una dispensa para comprar directamente por referencia a marca y modelo los equipos para las funciones de telecomunicaciones protección, medición y SCADA para la subestación Los Brillantes a fin de asegurar la compatibilidad con los equipos del sistema Mexicano (ver 3.7).

Previo a cumplir con la adquisición de servidumbres, el Ejecutor podrá proceder a convocar el proceso de licitación pública internacional para las obras del Proyecto, en el entendido que de manera previa a la firma del contrato para la construcción de las obras, se presente al Banco prueba de la posesión legal, las servidumbres u otros derechos necesarios para iniciar las obras (ver 3.3 a 3.5).

Los montos límites sobre los cuales las adquisiciones de este proyecto se realizarán por licitación pública internacional (LPI) son: para la contratación de obras cuyo valor sea superior a US\$1.500.000; para servicios de consultoría con un valor superior a US\$200.000; y para la adquisición de bienes por valores

superiores a US\$250.000. Cuando los montos sean inferiores a los límites citados anteriormente, se registrarán, en principio, por lo establecido en la legislación local (ver 3.8).

## **I. MARCO DE REFERENCIA**

### **A. El Plan Puebla Panamá**

- 1.1 El Plan Puebla-Panamá (PPP) fue adoptado en la Declaración Conjunta de la Cumbre Extraordinaria de los países integrantes del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla celebrada en El Salvador el 15 de junio de 2001 con el objetivo de potenciar la riqueza humana y ecológica de la Región Mesoamericana, dentro de un entorno de desarrollo sustentable. Para ello, el PPP plantea una estrategia que no sólo apuntala los esfuerzos de integración de Centroamérica, sino que los fortalece al incluir al Sur-Sureste de México dentro del concepto de Región Mesoamericana.
- 1.2 La estrategia del PPP se compone de ocho iniciativas y sus proyectos, así: 1) Desarrollo Sustentable; 2) Desarrollo Humano; 3) Prevención y Mitigación de Desastres Naturales; 4) Promoción del Turismo; 5) Facilitación del Intercambio Comercial; 6) Integración Vial; 7) Iniciativa Energética Mesoamericana; y 8) Integración de los Servicios de Telecomunicaciones. La Iniciativa Energética incluye tres proyectos que buscan unir los mercados eléctricos, atraer la participación privada, reducir el costo de la electricidad y mejorar la competitividad. El primer proyecto es el desarrollo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que integrará físicamente los mercados eléctricos de Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala. El segundo proyecto consiste en conectar el SIEPAC al mercado de México, mediante la construcción de la línea de interconexión entre Guatemala y México. Por último, la iniciativa prevé la conexión de Belice al sistema, mediante el proyecto para la construcción de una línea de transmisión entre Guatemala y Belice.
- 1.3 La conducción política del PPP fue delegada en una Comisión Ejecutiva formada por una autoridad de alto nivel de cada país participante. Las iniciativas y proyectos son definidos por esta comisión y, actualmente, cada comisionado coordina una iniciativa. La coordinación de la Iniciativa Energética está a cargo del Comisionado por Guatemala. Para la interconexión entre Guatemala y México, el 18 de Diciembre de 2001, se definió un plan de acción y se integró un grupo de trabajo binacional coordinado por el Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) y por la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) con la función de llevar a cabo las acciones para adelantar el proyecto.
- 1.4 El proyecto para la Interconexión entre Guatemala y México se enmarca también dentro de los objetivos del Convenio de Cooperación Energética suscrito entre México y Guatemala el 17 de marzo de 1997, que busca ampliar la cooperación y aprovechar el potencial de complementación energética en el área de la energía eléctrica entre ambos países.



## **B. Sector eléctrico de Guatemala**

### **1. Entorno institucional del sector**

#### **a) La Reforma de los Noventa**

- 1.5 En Guatemala, a mediados de los noventa, se emprendió una estrategia de modernización del sector eléctrico, fundamentada en: (i) la entrada en vigencia, a finales de 1996, de la Ley General de Electricidad (LGE); (ii) la reestructuración de las dos empresas eléctricas estatales; y (iii) la privatización del segmento de la distribución y de una parte importante de la generación.
- 1.6 La LGE definió como autoridad máxima del sector de energía del país al Ministerio de Energía y Minas (MEM), ordenó la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y estableció que la gestión del mercado mayorista estaría a cargo del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), un ente privado y sin fines de lucro. La CNEE regula los precios de: (i) las transferencias de potencia y energía eléctrica entre generadores, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Eléctrico Nacional, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos de suministro libremente pactados entre las partes; (ii) los peajes a que están sometidos las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes; y (iii) los suministros a usuarios del servicio de distribución final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo de 100 kW. Cuando la demanda máxima de potencia es superior, los usuarios no estarán sujetos a regulaciones de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Los demás precios del mercado son libres. El AMM, por su parte, ejerce funciones de programación a corto y largo plazo, de coordinación en tiempo real de la operación y de liquidación de transacciones comerciales.
- 1.7 Como parte del proceso de reforma, el Gobierno de Guatemala (GGU) reestructuró las dos empresas estatales: la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). La distribución de EEGSA fue separada de la generación, mientras que el área de distribución del INDE se organizó en dos empresas: DEORSA (Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.) y DEOCSA (Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.). El GGU privatizó, mediante la venta del 80% de las acciones, tanto la parte de generación, como distribución de EEGSA y de las empresas distribuidoras resultantes del INDE.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> El 80% de las acciones de la distribuidora EEGSA fue adquirido por el consorcio Iberdrola (49%), TECO Power Services (TPS) (30%) y Electricidad de Portugal (21%), mientras que el 80% de las acciones de DEOCSA y DEORSA fueron adjudicadas a Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A. (Compradora), empresa constituida y de propiedad del Grupo Unión Fenosa (UF).

## **b) Estructura organizacional del INDE**

- 1.8 Con la entrada en vigencia de la LGE, el INDE se reorganizó bajo un esquema de Holding o Corporación, con tres Empresas: La Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y la Empresa de Comercialización de Energía (ECOE), cada una a cargo de explotar los negocios de generación, transporte y comercialización de energía eléctrica respectivamente. Las demás funciones empresariales, incluyendo, Finanzas, Recursos Humanos, Servicios Corporativos, Electrificación Rural y las Asesorías Jurídica, Técnica y Auditoría Interna, operan bajo la empresa matriz y sus servicios son compartidos por las Unidades de Negocios ya mencionadas. Lo anterior implica que en la práctica, las tres empresas no son totalmente autónomas y dependen de la matriz para la asignación de recursos, entre otros. Esta es una situación característica de la reforma adelantada en Guatemala (ver 1.43).
- 1.9 La ETCEE, por su parte, se organiza con las siguientes dependencias: (i) Superintendencia de Operaciones; (ii) División de Control; (iii) División de Planeación e Ingeniería; y (iv) División Administrativa Financiera; todas ellas bajo la tutela de la Gerencia de la ETCEE, la cual a su vez cuenta con oficinas de Asesoría Jurídica y Auditoría Interna delegada. La Superintendencia de Operaciones, está conformada por los sistemas oriental, occidental y central y cada sistema tiene a su cargo la operación y mantenimiento de la red de transporte. La División de Control tiene a su cargo el servicio de despacho de carga prestado al AMM, la operación en tiempo real del sistema y los estudios eléctricos de la red de transporte. La División de Planeación e Ingeniería tiene las funciones de diseño y supervisión de subestaciones y líneas de transmisión, la elaboración de términos de referencia para licitaciones de obras civiles, electromecánicas y suministro de equipo, los trabajos de topografía, y la gestión de servidumbres. Por último, la División Administrativa Financiera tiene a su cargo las funciones de presupuesto, control financiero, compras, servicios administrativos y gestión de negocios.

## **2. Estructura del mercado en Guatemala**

- 1.10 La capacidad instalada en el Sistema Nacional Interconectado (SIN) en el año 2002 fue de 1672 MW, para una demanda máxima de 1075 MW registrada en el 2001. El consumo de energía en el 2001 fue de 5,456 GWh, incluyendo un 11.8% de pérdidas en las redes de transmisión y distribución. El crecimiento anual promedio de las ventas entre 1996 y el 2000 fue del 10.5%; sin embargo, del 2000 al 2001 sólo crecieron al 4.2%.
- 1.11 Los recursos del sistema incluyen plantas de la empresa generadora estatal EGEE, principalmente hidráulicas, plantas hidro privadas con contratos tipo PPA con la empresa estatal INDE, plantas térmicas privadas con contratos tipo PPA con EEGSA, plantas mercantes, y un enlace con El Salvador. La EGEE es dueña de las principales centrales hidroeléctricas del país, con una capacidad instalada de 479 MW; que en 2001 produjeron el 37% del consumo total. También posee una central térmica antigua e ineficiente que prácticamente no genera. Hay 1050 MW de capacidad instalada, propiedad de empresas privadas; 150 MW se construyeron

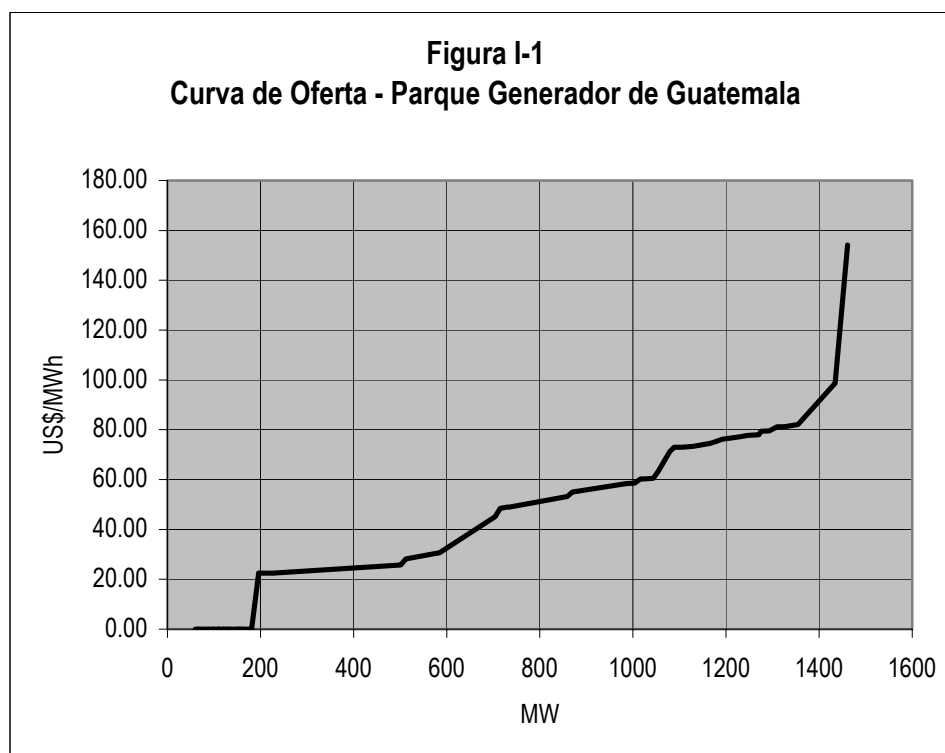
como plantas mercantes y el resto cuentan con PPA los cuales en su mayoría fueron suscritos antes de la reforma; si bien hay uno que se firmó como parte del proceso de privatización. Aproximadamente 650 MW con PPA están a cargo de EEGSA y los restantes 80 MW se encuentran a cargo del INDE.

- 1.12 El sistema de transmisión es primordialmente (90%) del Estado, quien lo explota a través de la empresa ETCEE. El sistema de transporte tiene una red de 2,085 km, de los cuales 647 km corresponden a líneas de 230 kV y 1,438 km a líneas de 138 kV y 69 kV. Esta red incluye una interconexión con el sistema de El Salvador. La topología de la red de transporte es bastante radial, particularmente en 230 kV, lo cual la torna débil. La nueva generación se ha instalado sobre todo en la costa del Océano Pacífico y no hay suficiente capacidad de transmisión para satisfacer criterios de seguridad típicos (por ejemplo “n-1”). De igual forma, el hecho de que sólo haya una línea de 230 kV entre la Subestación Los Brillantes y la zona metropolitana, principal centro de carga del país, limita la capacidad de transferencia del enlace que se propone financiar.
- 1.13 Se requiere un sistema de transmisión fuerte para desarrollar el mercado eléctrico de Guatemala y maximizar los beneficios que ofrecerán la integración de los mercados centroamericanos a través del SIEPAC y la interconexión propuesta. Para esto se debe contar con los incentivos adecuados y con la identificación de las necesidades de refuerzo de transmisión a fin de superar las limitaciones ya mencionadas del sistema de transmisión. Actualmente se está trabajando en el Plan de Refuerzo asociado a los requerimientos del SIEPAC y en el marco de la operación GU-0126, actualmente en preparación, donde se incluyen elementos de fortalecimiento institucional que también contribuyen al diseño de los incentivos tarifarios adecuados para estimular el desarrollo de las inversiones en transmisión (ver 1.41).
- 1.14 La distribución la realizan las empresas EEGSA, DEORSA y DEOCSA. El área de influencia de la empresa de distribución resultante de EEGSA representa el 75% del mercado nacional a nivel de ventas. DEORSA y DEOCSA representan entre ambas el 20% de las ventas, con predominancia de los clientes rurales con consumos pequeños por cliente.

### **3. Formación de precios**

- 1.15 Los precios se forman a partir de los costos de los elementos de la cadena de producción de energía. En generación, el despacho de la energía es efectuado por el AMM de acuerdo con costos declarados (pero auditables) por los generadores, y por el precio declarado por comercializadores en el caso de la interconexión con El Salvador. El costo marginal resultante del despacho establece el precio “spot” del mercado de oportunidad. Existe una remuneración de la potencia firme de los generadores al establecerse como norma en la LGE que todo agente distribuidor, comercializador y gran usuario deberá contar con un contrato de potencia que le permita cubrir sus requerimientos de demanda firme. Con relación a la importación de electricidad, el suministro de El Salvador no es considerado como potencia firme.

- 1.16 La Figura I-1 muestra la curva de oferta del sistema para un período típico<sup>2</sup>, de acuerdo con la capacidad efectiva de las diferentes plantas y sus costos variables de producción. De acuerdo con este orden de mérito, se identifican los siguientes bloques de generación con sus respectivos costos: un primer bloque de 181MW, constituido por las plantas hidroeléctricas con costo marginal cero (típicamente plantas de pasada o filo de agua) y la planta geotérmica de Zunil; un segundo bloque de 45MW, cuyos costos son del orden de US\$22/MWh, con motores de combustión interna que son despachados con factores de planta superiores a 90%; el bloque 3, cuyos costos son del orden de US\$25 a US\$31/MWh, incluyendo las centrales hidroeléctricas de Chixoy (275MW) y Jurún Marinala (60MW) que en conjunto generan 80% de la energía de origen hidráulico en el sistema; este tercer bloque agrupa dos centrales más para una capacidad total de 358MW; el bloque 4: con costos del orden de US\$45 a US\$50/MWh, con térmicas a vapor/carbón y unos motores de combustión interna; este bloque arroja una capacidad de unos 150MW, de los cuales la mayor proporción corresponde a la central de vapor/carbón San José (120MW), la cual se despacha con factor de planta superior a 80%; en el bloque 5, con costos de US\$53 a US\$64/MWh, hay unos 320MW, de los cuales aproximadamente 240MW corresponden a las centrales con motores de combustión interna de Enron (Puerto Quetzal Power y Poliwatt) que se despachan con factores de planta de 68% y 42%, respectivamente; y el bloque 6, con costos superiores a US\$70/MWh, incluye numerosas unidades con capacidades en el rango de 10MW a 30MW, y abarca todas las unidades turbogas que funcionan con combustible liviano.



<sup>2</sup> En este caso corresponde a la semana del 02 al 08 de marzo de 2003.

- 1.17 En el caso de la transmisión, los precios se forman de acuerdo al tipo de línea. Guatemala está organizado en líneas que pertenecen al sistema principal y líneas que pertenecen al sistema secundario. El sistema principal está definido como aquel que es utilizado por todos los generadores del sistema y el sistema de transmisión secundario tiene conceptualmente funciones que benefician a algún agente o grupo de agentes específico. Los componentes de transporte del sistema principal y secundario se remuneran de acuerdo con la Norma de Coordinación Comercial 9 (NCC 9)<sup>3</sup>, la cual define que para el sistema de transmisión primario, el costo anual se calcula como la suma de los costos anuales de sus componentes y se reparte entre los generadores, proporcionalmente a la potencia firme contratada. En el sistema de transmisión secundario, los costos son calculados de manera similar, pero se reparten sólo entre los generadores, importadores, exportadores, y comercializadores que hacen uso del activo, en el sentido del flujo preponderante de energía.
- 1.18 Estos costos de transmisión se recuperan mediante un peaje y un cargo de conexión. El cargo de conexión, compensa al transportador por instalar, operar y mantener el equipo necesario para permitir la conexión de un generador o de un gran usuario y por transformar la energía si así se requiere. Los peajes de transmisión, se calculan cada dos años. El AMM, a partir de cotizaciones de proveedores nacionales e internacionales, determina el costo de instalación y construcción de los diferentes componentes del sistema. Para cada elemento se calcula el Costo Anual de Transmisión (CAT), suponiendo una vida útil de los activos de 30 años y un 10% para el costo de capital, el costo de reposición a nuevo de estos activos y costos máximos de operación y mantenimiento anuales equivalentes al 3% del costo de inversión. El CAT calculado por el AMM es revisado y aprobado por la CNEE.
- 1.19 Una línea de transmisión internacional se puede definir, como parte del sistema de transmisión principal o como parte del sistema de transmisión secundario. Adicionalmente, Guatemala tiene la opción de definir una línea internacional, como un componente desarrollado bajo el esquema de planificación a riesgo, contemplado en el diseño general del Mercado Eléctrico Regional (MER). En el primero y segundo caso, la remuneración de la línea se lleva a cabo de la misma manera indicada para las líneas nacionales en los párrafos 1.17 y 1.18 y la clasificación la determina la CNEE, previo concepto del AMM. En el tercer caso, se requiere aprobación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y la inversión se recupera mediante el cobro de los cargos variables de transmisión más un peaje.
- 1.20 Para el proyecto de interconexión, se ha considerado que la opción más viable es la de someter la remuneración de la línea a la regulación de Guatemala teniendo en cuenta que las previsiones del MER se encuentran en etapa de implementación y, por lo tanto, este camino podría generar demoras en el procesamiento de las autorizaciones requeridas. Por su parte, la decisión de si la línea será principal o

---

<sup>3</sup> Resolución 157-06 del AMM, octubre 30 de 2000.

secundaria, y su remuneración, serán definidas por la CNEE de manera previa a la entrada en operación de la línea.

- 1.21 En distribución, la CNEE aprueba la estructura de tarifas de cada empresa de distribución a través del Valor Agregado de Distribución (VAD). La Ley general de Electricidad (LGE) especifica como la CNEE debe calcular el VAD. El VAD incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento relacionados con el usuario final. El componente de inversión del VAD, es calculado suponiendo una vida útil del activo de 30 años y con una tasa de retorno de mercado cuyo valor inferior es del 7% y cuyo máximo es 13% en términos reales. La CNEE calcula además los indicadores que determinan los niveles de eficiencia que se deben considerar al calcular el VAD en dos o tres áreas de distribución típicas, seleccionadas de acuerdo a su densidad de carga (la cual varía si son áreas urbanas o rurales). La CNEE puede además exigir la inclusión de un factor de productividad que reduzca el VAD durante un período de cinco años. Con base en los cálculos anteriores, la CNEE publica una vez al año las tarifas eléctricas para usuarios finales y para cada distribuidor. Para lo anterior, el AMM presenta a la CNEE las proyecciones de los costos de energía y potencia para los próximos doce meses. Los costos de potencia son trasladados directamente de los contratos del distribuidor y los precios de energía se calculan como un promedio ponderado de los precios proyectados para los próximos doce meses más el costo del excedente de capacidad contratada sobre la proyectada. Estos precios se corrigen cada tres meses y las tarifas de distribución son recalculadas cada cinco años, a menos que los ajustes automáticos realizados por la CNEE alcancen el 300% del valor inicial del periodo. Cada cinco años, los distribuidores deben contratar una firma asesora para preparar el estudio de cálculo del VAD, la cual debe ser precalificada por la CNEE quien también realizará la supervisión de su trabajo. Es importante anotar que, para contrarrestar los incrementos de los precios del petróleo, el Gobierno intervino el mercado eléctrico con la creación de la tarifa social, la cual es aplicada a los usuarios que consumen menos de 300 kWh.

#### **4. Dinámica del mercado**

- 1.22 Dentro de la operación comercial del sistema en Guatemala, operan tres tipos de mercados: (i) el mercado de contratos que se realiza entre diferentes agentes, incluyendo a generadores, comercializadores y distribuidoras; (ii) el mercado de oportunidad, o mercado “spot” que resulta de las transacciones de corto plazo y está asociado con el despacho del sistema; y (iii) el mercado de desvíos de potencia.
- 1.23 El mercado de contratos se pacta libremente entre las partes y los contratos comprenden las siguientes categorías: (i) contratos por diferencias con curva de carga, donde el generador compromete el abastecimiento de una demanda de energía, definida como una curva de demanda horaria, a lo largo del período de vigencia del contrato y no existe obligación para un productor de abastecer con generación propia la energía comprometida en el contrato; (ii) contratos de potencia sin energía asociada, en los cuales el generador y el consumidor

comprometen una determinada cantidad de potencia, y transan la energía en el Mercado de Oportunidad; (iii) contratos de potencia con energía asociada donde se establece la potencia de contrato y un precio de ejercicio de la opción, y si el precio del Mercado de Oportunidad es menor al precio de ejercicio, el comprador obtiene su energía del Mercado de Oportunidad, si no, se suministra del contrato al precio de ejercicio hasta la potencia contratada; (iv) contratos por diferencias por la demanda faltante, en los cuales el productor entrega al precio pactado la energía demandada por el comprador que no sea suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida; y (v) contratos de reserva de potencia, donde se compromete la disponibilidad de potencia de un generador como reserva para ser convocada por otro generador bajo determinadas circunstancias, como por ejemplo en caso de déficit en el mercado mayorista.

- 1.24 La demanda se divide en horas de demanda mínima (22:00 a 06:00), demanda media (06:00 a 18:00) y demanda máxima (18:00 a 22:00). El despacho por su parte se puede caracterizar en términos muy generales como sigue: (i) en horas de demanda mínima la carga se abastece primordialmente con generación hidroeléctrica filo de agua, generación en la base con unidades de vapor (carbón, ingenios), geotérmica, motores de combustión del bloque 2, y, como central marginal, unidades del bloque 5 de combustión interna completadas con hidro con embalse; esto se refleja en precios de energía en el mercado de oportunidad alrededor de US\$42/MWh; (ii) en horas de demanda media entran a operar centrales hidroeléctricas de regulación diaria junto con más unidades de combustión interna del bloque 5 y, eventualmente, centrales de mayor costo del bloque 6; el precio en el mercado de oportunidad aumenta y puede variar entre US\$50 y US\$60/MWh; y (iii) en horas de demanda máxima operan centrales de alto costo y el mercado de oportunidad arroja un precio que supera los US\$60/MWh.

## **C. Sector eléctrico en México**

### **1. Entorno institucional del sector**

- 1.25 En México, el Estado es responsable de satisfacer la demanda de electricidad a través de dos organismos públicos, la CFE y Luz y Fuerza del Centro (LFC), los cuales funcionan como monopolios en sus mercados respectivos y actúan bajo la rectoría de la Secretaría de Energía (SENER). En 1992 se reformó el marco legal para permitir la participación privada y se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- 1.26 La SENER dicta, conforme a la política nacional de energéticos, las disposiciones relativas al servicio público de energía eléctrica que deberán ser cumplidas y observadas por la CFE y por todas las entidades que concurran al proceso productivo. La SENER además autoriza los programas que somete a su consideración la CFE. Sin embargo, todos los aspectos técnicos relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica son responsabilidad exclusiva de la CFE.

- 1.27 La Ley concede atribuciones a la CRE para establecer las bases que rigen las relaciones entre permisionarios de generación e importación de energía eléctrica y las empresas suministradoras del servicio público. De este modo, se suprimieron las barreras jurídicas a la inversión privada en la generación y el comercio exterior, pero se mantuvo la estructura verticalmente integrada, el planeamiento central, la propiedad pública del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la exclusividad de la CFE para comprar los excedentes de generación y prestar el servicio a los usuarios. Desde entonces, el sector combina el monopolio público con algunos mecanismos de participación privada, permitiendo al sector privado la producción independiente mediante contratos PPA suscritos con la CFE, la cogeneración, el autoabastecimiento, la exportación y la importación, y la pequeña producción.
- 1.28 La operación del sistema la realiza el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que como parte de la CFE es responsable de planificar la operación, realizar el despacho de generación con criterio de mínimo costo, ejecutar la operación en tiempo real vigilando la seguridad del sistema eléctrico y efectuar el pos-despacho.

## **2. Estructura del sector en México**

- 1.29 El mercado de México sobrepasa los 36,260 MW de potencia y su producción anual supera los 216,160 GWh en energía. La capacidad instalada en 2001 ascendió a un total de 42.4 GW. En la última década la demanda nacional de electricidad creció a un ritmo promedio anual de 5%. La generación en México, se apoya principalmente en los hidrocarburos (66%), la energía hidroeléctrica (23%), el carbón (6%), la energía nuclear (3%), y las energías geotérmica y eólica (2%). El principal sector consumidor es la industria (60%) y el sector residencial (23%). La capacidad efectiva de generación privada (con respecto al total nacional de 42.4GW en 2001) es de alrededor del 10% para la producción independiente, de 5.3% para el autoabastecimiento, y de 2.7% para la cogeneración<sup>4</sup>.
- 1.30 El país está dividido en cinco regiones (Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste). Para propósitos de la interconexión con Guatemala, la región Sur-Sureste (Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán), y en particular el estado de Chiapas, en donde se llevará a cabo, son de especial interés. La región Sur-Sureste concentra la mayor capacidad de generación eléctrica del país, con 14,131 MW en 2001. De éstos, 5,854 MW corresponden a centrales hidroeléctricas, de los cuales 3,900 MW están localizados en Chiapas. Igualmente, en esta región se ubica el segundo mayor desarrollo de centrales de ciclo combinado (1,643 MW) después de la región Noreste y la central nuclear Laguna Verde con 1,365 MW. Estas centrales están localizadas en los Estados de Veracruz y Yucatán. Aunque la región Sur-Sureste concentra 37.6% de la capacidad de generación del país, participa en sólo 13% respecto a las ventas totales por región. Se configura por lo tanto un área con tres características muy favorables para el proyecto de interconexión con Guatemala: (i) existe el potencial de producción para la exportación sin necesidad de invertir en

---

<sup>4</sup> Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011, Secretaría de Energía, p.43.



proyectos de transmisión adicionales; (ii) la situación de zona excedentaria con respecto a la demanda de México es favorable para que se materialice la oferta de exportación por intermedio de la interconexión; y (iii) debido a la concentración de producción, los costos marginales a nivel de nodos de generación en la región Sur-Sureste y en el estado de Chiapas en particular, tienden a ser relativamente bajos puesto que en condiciones de restricciones de transmisión desde esa zona hacia la capital del país, habrá energía sobrante.

- 1.31 México cuenta con una red de transporte de energía eléctrica de aproximadamente 80,000 km de longitud, creando un gran potencial para el intercambio regional de electricidad. Adicionalmente, en las fronteras con los Estados Unidos de Norteamérica y con Belice se realizan transacciones internacionales de energía eléctrica. El sistema de Baja California Norte en México, opera permanentemente interconectado con los sistemas del oeste de los Estados Unidos (a 230 kV) al igual que Belice con el sistema interconectado mexicano (a 115 kV). Además, existen otras 10 conexiones a lo largo de la frontera con Estados Unidos para apoyo mutuo de emergencia.

### **3. Formación de precios y dinámica de mercado**

- 1.32 La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) fija las tarifas de electricidad, su ajuste o reestructuración. Esta decisión se basa en una propuesta de la CFE y en ella también participan la SENER y la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.
- 1.33 Las tarifas finales se fijan con criterios que reflejen el costo económico de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, incluyendo tanto la que genera la CFE como la que obtenga ésta de terceros, y considera además las necesidades de ampliación de infraestructura eléctrica. Igualmente, las tarifas se ajustan de acuerdo con la evolución de los costos a través del tiempo, tomando en cuenta, separadamente, los rubros de generación, transmisión y distribución, así como las diferencias o variaciones relevantes por factores regionales o estacionales, los cambios en productividad o eficiencia y los derivados de condiciones de operación del sistema durante los períodos de demanda base, intermedia o pico. Hay que destacar que en la fijación de las tarifas se incluye el rendimiento (“aprovechamiento”) que la CFE debe pagar al Estado por los activos que utiliza para prestar el servicio. Este rendimiento se determina anualmente en función de una tasa de rentabilidad establecida para las entidades paraestatales y del valor del activo fijo reportado en los estados financieros.
- 1.34 Los costos de generación están ligados al despacho de energía eléctrica, el cual a su vez se sujeta a las reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional que establece el CENACE, de conformidad con lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía y su reglamento. El CENACE, además de ejercer el control operativo del sistema eléctrico nacional, determina la asignación del nivel de generación de unidades generadoras, tanto propias como de permisionarios con quienes hubiere celebrado convenios para la compra de energía, considerando los flujos de potencia en el sistema de transmisión. El CENACE despacha las plantas

de la CFE y las de los particulares en el orden creciente de su respectivo costo total de corto plazo o precio propuesto según sea el caso, hasta lo que se requiera para satisfacer en cada momento la demanda.

- 1.35 Para efectos del despacho, el costo total de corto plazo de la energía eléctrica corresponde al costo unitario de cada planta, en un determinado período de tiempo, e incluye el costo de los energéticos utilizados y todos los costos variables de operación y mantenimiento en los que dicha planta incurra como resultado de las actividades de generación y transmisión de la energía hasta el punto de interconexión.
- 1.36 Las remuneraciones a los terceros que suministran energía y potencia a la CFE se fijan en función de un pago por capacidad ajustado por un factor de disponibilidad, y un pago por la energía entregada en el punto de interconexión, según los resultados del despacho. Los pagos por capacidad y energía reflejan los costos fijos y variables respectivamente. Estos costos incluyen los relativos a la generación y a la transmisión hasta el punto de interconexión en que incurra el permisionario.
- 1.37 Los cargos por servicio de transmisión que brinda la CFE a los particulares, se calculan tomando en cuenta los costos en que ésta incurre para proporcionar dicho servicio, con el detalle regional que se considere relevante. La metodología respectiva es propuesta por la CFE y aprobada por la SENER y la CRE. Los cargos por otros servicios conexos a la transmisión se consideran por separado y son acordados mediante convenio. En el proceso de cálculo de los cargos de transmisión, la CFE considera las soluciones técnicas que permiten brindar el servicio requerido al menor costo, incluyendo el intercambio de energía eléctrica entre distintas áreas de control. Cuando con las instalaciones existentes la CFE no tenga posibilidad de proporcionar el servicio de transmisión a un solicitante, ésta puede convenir la construcción de las instalaciones necesarias, repartiéndose el costo de las inversiones según acuerdo entre las partes.
- 1.38 En la actualidad, las tarifas finales de servicio público de electricidad permiten cubrir los costos variables y una parte de la inversión. La diferencia es cubierta por un subsidio. Los principales beneficiarios son los usuarios de los sectores residencial y agrícola, ya que el precio promedio que pagan sólo alcanza a cubrir el 39% y el 26% de los costos respectivos. El precio que pagan el resto de usuarios representa el 93% del costo. Para el sector residencial se utiliza como discriminante de precios el consumo de los usuarios y el clima de la localidad donde se encuentran.

#### **D. Mercado eléctrico de Centroamérica**

- 1.39 El Istmo Centroamericano registró en el 2001 una demanda máxima de 4,770 MW de potencia y requerimientos de energía eléctrica de 26,500 GWh. Se estima que en el año 2005, la demanda máxima será de 6,400 MW y 34,800 GWh de energía. Dado el atractivo de este mercado para la construcción de plantas de generación de mayor tamaño y con el propósito de atraer generadores privados a precios y condiciones operacionales más razonables, los países decidieron adelantar el

proyecto SIEPAC que, como se mencionó, es parte del PPP. El SIEPAC consiste en la formación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y la construcción de un sistema de transmisión troncal desde Panamá hasta Guatemala, de 1,830 km de longitud a 230 kV. El SIEPAC está en ejecución, las inversiones se estiman en US\$ 320.3 millones, de los cuales US\$240 millones cuentan con financiamiento aprobado por el Banco, y se espera concluir las obras en el 2006.

- 1.40 Para constituir el MER, los Estados de los seis países centroamericanos aprobaron y ratificaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central que entró en vigencia en enero de 1999, y que provee el esqueleto jurídico regional necesario. El Tratado Marco abre los mercados nacionales al regional, tanto en el acceso a la transmisión eléctrica como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países. Asimismo constituyó, como ente regulador regional, a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que tiene 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 es responsable de operar las interconexiones y de los aspectos comerciales del mercado regional. Los entes regionales ya fueron constituidos formalmente e iniciaron su funcionamiento a finales del 2002 y se encuentran en etapa de fortalecimiento institucional. Finalmente, el Tratado Marco prevé el otorgamiento de una concesión para que una empresa de capital público o con participación privada, denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), construya y opere el SIEPAC, y faculta a cada gobierno a asignar en dicha empresa un socio público del sector eléctrico. La EPR se constituyó en febrero 1999, con el concurso de las seis empresas eléctricas públicas designadas por su respectivo gobierno por partes iguales, y en diciembre 2001 se integró la firma española Endesa como séptimo socio, con iguales derechos y obligaciones que los demás.
- 1.41 Además de los beneficios de integración, el proyecto SIEPAC y su entorno institucional y técnico ofrecen a los países oportunidades para optimizar sus mercados eléctricos. El proyecto SIEPAC por ejemplo, incluye una serie de criterios de confiabilidad que los sistemas nacionales deben cumplir. En desarrollo de lo anterior y en el marco del proyecto SIEPAC, consultores especializados están adelantando un plan de refuerzo de los sistemas nacionales. Una vez se cuente con este plan, cada país procederá a identificar posibles fuentes de financiación. El Banco ha manifestado su interés en apoyar a los países en el desarrollo de estos refuerzos. La implantación del Plan de Refuerzos en Guatemala, permitirá dar solución a las limitaciones del sistema de transmisión identificadas (ver 1.12).

#### **E. Consistencia con la estrategia del Banco para la región y el país**

- 1.42 El proyecto de interconexión, como parte del PPP, es consistente con las políticas del Banco al promover proyectos de alcance multinacional que aceleren el proceso de integración regional (OP 702) y consistente con la estrategia del Banco para el país, que otorga especial importancia al crecimiento económico sostenible, a la competitividad, y ha dado prioridad a la reducción de la pobreza. Igualmente, el proyecto se alinea con las políticas tendientes a facilitar el financiamiento a mediano plazo de exportaciones intrarregionales de bienes de capital y de servicios

entre los países de la región, con miras a impulsar la integración y el desarrollo económico, incrementando y diversificando el comercio de la región.

**F. Estrategia del Banco en el sector eléctrico de Guatemala**

- 1.43 La estrategia integral de apoyo del Banco para el sector eléctrico, fue incorporada en el Documento de País (GN-2149-4, agosto 2001) y busca apoyar la solución de problemas que limitan los resultados de la reforma emprendida en Guatemala en el logro de una mayor eficiencia económica para el sector. Esta problemática surge de un modelo sectorial que es muy abierto y que, por lo tanto, se visualizó con una regulación ligera. Sin embargo, el mercado que resultó es concentrado y permite la propiedad cruzada, lo cual facilita que un agente pueda abusar del poder dominante. Además, existe una gran cantidad de contratos de compra (PPA) suscritos previos a la reforma y a precios altos, por encima de los de mercado, por lo que se les puede caracterizar como costos varados (“stranded costs”) y están planteando serios desafíos para la sostenibilidad de la reforma, ya que inciden en sobrecostos y dificultan la operación económica eficiente del sistema eléctrico. Por último, la tarifa media sólo cubre un 82% del costo económico y el subsidio resultante lo cubre el INDE a través de ventas de generación hidroeléctrica a las distribuidoras por debajo de su costo económico y por subsidios cruzados con otros usuarios regulados.
- 1.44 Para abordar los aspectos de reforma del sector eléctrico, el Banco, en consulta con el MEM, incluyó a Guatemala como uno de los casos del Estudio sobre Sostenibilidad de las Reformas del Sector Eléctrico coordinado por el Departamento de Desarrollo Sustentable del Banco (SDS). Dicho estudio tuvo como objetivo identificar las principales restricciones políticas, institucionales, de estructura y arquitectura de mercado que impiden alcanzar los objetivos de un mejor funcionamiento del sector y que plantean las mayores amenazas para la sostenibilidad de la reforma. Algunas de las conclusiones del estudio para reducir la vulnerabilidad de la reforma fueron: (i) fortalecer las funciones de planeación y de formulación de políticas del MEM; (ii) asegurar la independencia de la CNEE; (iii) racionalizar la estructura tarifaria; y (iv) aumentar la infraestructura de interconexión internacional para aumentar la competencia.
- 1.45 En consistencia con las políticas del Banco (OP 708 y OP 733) y con el fin de atender las recomendaciones del estudio de sostenibilidad, el Banco adelanta un programa que utiliza distintos mecanismos de financiamiento y cooperación técnica. El programa del Banco incluye la TC-0003025 del FOMIN, con la cual se busca fortalecer a la CNEE para hacer más transparente la información, vigilar la competencia, la calidad del servicio y apoyarla en la realización de estudios para adecuar la metodología tarifaria. Por otra parte, el proyecto GU-0126 incluye un préstamo de inversión para apoyar el Programa de Electrificación Rural (PER) así como un préstamo de cooperación técnica para el fortalecimiento del MEM con una inversión total prevista en US\$113.1 millones.
- 1.46 Adicionalmente, el 4 de diciembre del 2002, el Directorio del Banco aprobó la operación “Capital Expenditures for Electricity Distribution” GU-0151 preparada

por el Departamento del Sector Privado (PRI), que financia el plan de negocios (“Strategic Business Plan”: SBP) de DEORSA y DEOCSA. El SBP, apoyado con dicha operación, es independiente de las inversiones a ser realizadas bajo el PER; consiste en inversiones orientadas a corregir el deterioro de la red existente, ampliar el servicio a clientes en el área actual de servicio, y dotar a DEORSA y DEOCSA de medios para mejorar la calidad de servicio y la gestión comercial. El presupuesto estimado de estas inversiones asciende a US\$78,2 millones, a ser ejecutado en un período de 4 años.

- 1.47 Por otra parte, a solicitud del Banco, el Fondo Global Ambiental (GEF) aprobó el pasado mes de diciembre una cooperación técnica (TC-0112130) para promover el desarrollo de la energía geotérmica en Guatemala. Esta operación comprende dos fases; una cooperación técnica no reembolsable para preparar la estrategia a seguir para los proyectos más promisorios, desarrollar esquemas de concesión, proveer entrenamientos a los técnicos del INDE, y preparar el proyecto completo (“Full Project”) para atraer la inversión privada para el desarrollo de plantas geotérmicas. La segunda fase busca lograr el apoyo del GEF bajo distintas modalidades de financiamiento posibles para el desarrollo de los campos geotérmicos por parte del sector privado que resulten más atractivos.
- 1.48 Por su parte, la operación propuesta (GU-0171) se centra en el incremento de la infraestructura de interconexión internacional como instrumento para aumentar la competencia.

#### **G. Lecciones aprendidas**

- 1.49 Las interconexiones entre sistemas de diferentes países tienen dos aspectos críticos principalmente: (i) el aseguramiento de que la línea de transmisión sea utilizada con intercambios de energía o que en su defecto, su sola disponibilidad así no sea despachada, genere impactos positivos en el mercado, vía mejores precios, por el efecto potencial de ser despachada; y (ii) muy relacionada con la anterior, el aseguramiento de que la operación técnica y comercial contribuyan a maximizar el despacho de la línea o su participación en el mercado.
- 1.50 En el primer campo, existe una muy rica experiencia en el proceso de diseño e implementación que ha acompañado al proyecto SIEPAC. La estructura jurídica creada entre los países para adelantar el proyecto, los aspectos regulatorios críticos ya identificados y en proceso de implementación y los elementos fundamentales que definen la estructura comercial han sido claves para diseñar la interconexión entre Guatemala y México y han sido fundamentales para los diálogos y acuerdos llevados a cabo entre los dos países.
- 1.51 En el segundo aspecto, la interconexión construida entre Guatemala y El Salvador en 1986 es una experiencia importante. Esta línea, ha tenido una baja utilización relativa. Estas limitaciones resultan de la concepción inicial del proyecto, como una infraestructura contingente desde la óptica de los países y prevista para suplir eventuales déficits en uno u otro sistema. Por ello, se definió la construcción de un solo enlace. Sin embargo, con la reforma de los mercados eléctricos, la dinámica

comercial cambió y un solo enlace resultó en una interconexión muy débil para soportar intercambios firmes de energía.

- 1.52 Por lo expuesto anteriormente, el proyecto de la interconexión, se plantea como una infraestructura robusta desde el punto de vista técnico (400 kV) y con mecanismos de coordinación adecuados en todas las fases del proyecto. Durante la ejecución, el contacto entre los responsables de la construcción en cada país debe permitir la coordinación de ciertos aspectos técnicos, como por ejemplo la adquisición de los equipos de protección y telecomunicaciones cuya función exige grados de compatibilidad importantes para el adecuado funcionamiento de la interconexión. De igual forma, la operación en mercados distintos en cada país, requiere de una estructura jurídica adecuada para la operación y comercialización de los servicios de la línea y en este sentido los avances logrados en la conformación del MER han facilitado sustancialmente el camino.

#### **H. Coordinación con otras agencias**

- 1.53 El Banco y el Gobierno, a través de la Comisión de Promoción y Financiamiento del Plan Puebla Panamá, ha presentado el proyecto y realizado actividades de coordinación con otras agencias, incluyendo al Banco Mundial, al Banco Centroamericano de Integración Económica, al Banco Japonés para la Cooperación Internacional, KFW (Alemania) y el Economic Development Cooperation Fund (Corea). Adicionalmente, el Gobierno de México y el de Guatemala analizaron la financiación del proyecto en el marco del Acuerdo de San José.

## **II. EL PROYECTO**

### **A. Objetivos y componentes del Proyecto**

- 2.1 El objetivo general del proyecto es el de aumentar la oferta de energía en Guatemala, mejorando los precios y aumentando la seguridad y calidad en el suministro eléctrico. Los objetivos específicos del proyecto son: i) interconectar el sistema eléctrico de Guatemala con el de México; ii) interconectar el sistema de México con el SIEPAC a través de la interconexión existente entre Guatemala y los otros cinco países del Istmo; y iii) establecer los acuerdos y definir las reglas para permitir y promover los intercambios de energía entre agentes de México, Guatemala y otros países a través de Guatemala.. Los resultados del proyecto contribuirán a crear la posibilidad de acceder hasta 200 MW adicionales en el sistema eléctrico en Guatemala y a aumentar la seguridad y calidad del sistema nacional. En el Anexo 1 se presenta un resumen de los objetivos y metas del Proyecto de acuerdo con el Marco Lógico de la operación.
- 2.2 La interconexión Guatemala-México, consiste en la construcción de una línea de transmisión de energía eléctrica de 103 km a 400 kV y la expansión de dos subestaciones, una en Tapachula (México) y la otra en Los Brillantes, en Retalhuleu (Guatemala). El costo total de la interconexión se estima en US\$55.79 millones (US\$43.29 millones en Guatemala y US\$12.5 millones en México). El proyecto en los dos países se desarrolla con tendido de un solo circuito a 400 kV, pero las estructuras han sido previstas para una expansión futura a doble circuito (ver 4.1). La capacidad inicial del enlace se estima en 200 MW en la dirección México a Guatemala y de 70 MW en la dirección inversa. Si bien los mercados de los dos países no se integran, se busca que los intercambios de energía y potencia se realicen en su totalidad en un esquema de mercado. Para ello y como parte del proyecto, se ha diseñado una estructura jurídica, con elementos que permiten asegurar la coordinación binacional durante la construcción y operación del enlace. Dicha estructura cuenta con los elementos para dar la seguridad jurídica necesaria y promover las transacciones comerciales de energía entre los dos países (ver 2.11 a 2.18).
- 2.3 En México, la interconexión requiere la construcción de 32 km de línea de transmisión en 400 kV y la ejecución de las obras civiles y electromecánicas para la ampliación de la subestación Tapachula y las cuales se requieren para interconectar la nueva línea al sistema mexicano. La parte mexicana del proyecto, será financiada con recursos de la CFE. A la fecha, la CFE ha asegurado el financiamiento de las obras en su presupuesto aprobado y ha adquirido la totalidad de los materiales requeridos para la construcción de la línea de transmisión. La interconexión permitirá a la CFE y a otros generadores de México exportar energía a los agentes del mercado de Guatemala. Igualmente, generadores de Guatemala, estarán en capacidad de ofrecer energía a la CFE. Lo anterior también se podrá extender al resto de Centroamérica a través de la interconexión existente en Guatemala con el SIEPAC.

- 2.4 La operación del Banco apoyará la porción de Guatemala, que se ha estructurado en los tres componentes que se describen a continuación.

**1. Construcción de la línea de transmisión (US\$20.0 millones)**

- 2.5 Comprende la construcción de una línea de transmisión de 400 kV, con una longitud aproximada de 71 Km. Se propone utilizar siete tipos de estructuras<sup>5</sup> de acero galvanizado autosoportadas, en configuración vertical y con dos cables de guarda. Se utilizarán dos conductores por fase ACSR/AS (KCM) 1113, con una tensión mecánica de 46.581 kN. Un cable de guarda será de tipo CGFO con una tensión mecánica de 16 kN y el otro cable de guarda será OPGW con 36 fibras ópticas para teleprotección y comunicaciones. Las cimentaciones serán de concreto reforzado y el ancho de servidumbre de 40 m.

**2. Adecuación de la Subestación Los Brillantes (US\$15.07 millones)**

- 2.6 La subestación Los Brillantes será adecuada para recibir la línea de interconexión, realizar la transformación de voltaje de 400 kV a 230kV e instalar un banco de reactores. Para la transformación, se adquirirán cuatro autotransformadores monofásicos, tres activos formando un banco trifásico y uno de reserva, cada uno de 75 MVA y 400/230 kV a ser instalados en la subestación Los Brillantes. La necesidad de reactores es un requerimiento definido en los estudios de comportamiento eléctrico, con el cual se busca compensar energía reactiva en la línea. Para lo anterior, se adquirirán e instalarán en la subestación, cuatro reactores de potencia con una capacidad de 66.67 MVARs (banco trifásico 3x16.67 MVARs y 1x16.67 MVARs de reserva).
- 2.7 Esta adecuación, incluye además una ampliación de la subestación, la cual consiste en la instalación de barras de 400 kV con acoplamiento de barras de 400 kV, ya que en la actualidad sólo tiene de 230 kV. Como parte de la ampliación, se construirán cuatro bahías de 400 kV: (i) para recibir la línea de interconexión; (ii) para la transformación; (iii) para el banco de reactores; y (iv) para el acoplamiento de barras. La subestación incluirá la instalación de interruptores, seccionadores, protecciones, sistemas de medición y mando en los lados de 400 y de 230 kV, los cuales permiten la conexión del banco de transformación a las respectivas barras de 400 kV y de 230 kV y el sistema de prevención de incendios. Se ha previsto la utilización de la tecnología de encapsulamiento con gas (GIS), con lo cual se reduce sustancialmente los requerimientos de terreno para la expansión y permite utilizar el área ya dispuesta en la subestación, con lo que se disminuyen los impactos ambientales y los costos de la subestación.

**3. Supervisión (US\$1.99 millones)**

- 2.8 Dada la magnitud y complejidad de los componentes del proyecto, se ha considerado procedente incluir como parte del proyecto la contratación de dos firmas especializadas para adelantar la supervisión de los contratos que suscribirá

---

<sup>5</sup> Los tipos son: i) suspensión claros cortos; ii) suspensión claros medios; iii) suspensión claros largos; iv) deflexión hasta 30; v) deflexión hasta 90; vi) remate; y vii) transposición.



el INDE para la construcción de la línea y la adecuación de la subestación. El objetivo de estas firmas será el asegurar el cumplimiento de las especificaciones de las obras, los equipos, los montajes y en general de todos los servicios requeridos para la construcción de la línea y la ampliación de la subestación. Adicionalmente, se ha previsto la contratación de la auditoría externa y la supervisión ambiental del proyecto.

## B. Costo y financiamiento

- 2.9 El Cuadro II-1 presenta las estimaciones del costo total del proyecto y el financiamiento propuesto. Los recursos adicionales (contrapartida local) procederán del presupuesto del INDE.

<b>Cuadro II-1</b>			
<b>Costo y financiamiento</b>			
<b>US\$ millones</b>			
<b>Categoría</b>	<b>BID</b>	<b>Aporte Local</b>	<b>Total</b>
<b>1. Línea de Transmisión</b>	<b>16.45</b>	<b>3.55</b>	<b>20.00</b>
1.1 Diseño, Obra Civil y Montaje	3.93	0.00	3.93
1.2 Suministro de Materiales	12.24	0.00	12.24
1.3 Plan de Mitigación Ambiental	0.28	0.00	0.28
1.4 Servidumbres	0.00	1.20	1.20
1.5 Impuestos	0.00	2.35	2.35
<b>2. Adecuación de la Subestación Los Brillantes</b>	<b>13.41</b>	<b>1.66</b>	<b>15.07</b>
2.1 Diseño, Obra Civil y Montaje	1.70	0.00	1.70
2.2 Suministro Equipo Electromecánico	6.58	0.00	6.58
2.3 Suministro y Montaje de Reactores	2.30	0.00	2.30
2.4 Transformadores 400/230 kV 225 MVA	2.61	0.00	2.61
2.5 Plan de Mitigación Ambiental	0.22	0.00	0.22
2.6 Impuestos	0.00	1.66	1.66
<b>3. Supervisión</b>	<b>1.74</b>	<b>0.25</b>	<b>1.99</b>
3.1 Supervisión de Obras y Montajes	1.47	0.18	1.65
3.2 Auditoría	0.11	0.01	0.12
3.3 Supervisión ambiental	0.16	0.06	0.22
<b>4. Comisión de Inspección y Vigilancia</b>	<b>0.38</b>	<b>0.00</b>	<b>0.38</b>
<b>5. Imprevistos</b>	<b>1.02</b>	<b>0.00</b>	<b>1.02</b>
<b>6. Gastos Financieros</b>	<b>4.50</b>	<b>0.33</b>	<b>4.83</b>
6.1 Comisión de Crédito	0.00	0.33	0.33
6.2 Intereses	4.50	0.00	4.50
<b>Total Proyecto</b>	<b>37.50</b>	<b>5.79</b>	<b>43.29</b>
	87%	13%	100%

## C. Financiamiento retroactivo y reconocimiento retroactivo de gastos

- 2.10 Se propone reconocer, con cargo a la contrapartida local, gastos hasta por US\$250.000 realizados previo a la aprobación del Proyecto y a partir del 1 de julio de 2002. Estos gastos corresponden a erogaciones realizadas por el INDE para

apoyar la preparación de las bases de licitación del Proyecto, estudios para conformar el catastro de los predios presentes en la trayectoria de la línea y para la gestión contratada de las servidumbres del proyecto. El reconocimiento de estos gastos será a condición de que se haya dado el cumplimiento de requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el eventual contrato de Préstamo.

#### **D. Estructura Jurídica y Estrategia de comercialización**

- 2.11 A partir del análisis de la reglamentación existente y de las diferentes perspectivas, tanto de las autoridades del sector como de los agentes que participan en el mercado en los dos países, se identificó la necesidad de adelantar una estrategia conducente a la ejecución coordinada del proyecto y a la comercialización del servicio que presta la línea de interconexión. Esta estrategia, se basa en el diseño de una estructura jurídica que asegura la construcción y el mantenimiento de la línea física y que permite los intercambios comerciales de energía entre los sistemas de los dos países. El equipo de proyecto ha colaborado con los representantes del Prestatario y de los Estados Unidos Mexicanos de manera que ya está constituida y en vigencia la estructura jurídica del proyecto. La estructura diseñada, actúa como interfase entre los mercados y la regulación sectorial de los dos países, y las transacciones comerciales que se realizarán a través de la interconexión.
- 2.12 La estructura jurídica se fundamenta legalmente en el Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, a través del cual se adoptó el PPP, y en el Convenio de Cooperación Energética suscrito entre ambos países el 17 de marzo de 1997. Este último es un tratado internacional que incluye dentro de sus objetivos, la ampliación de la cooperación y el aprovechamiento del potencial de complementación energética en el área de energía eléctrica entre ambos países.
- 2.13 Los dos países suscribieron el 20 de mayo de 2003, un acuerdo de compromisos mutuos y coordinación, el Memorando de Entendimiento (MdE), entre el MEM de Guatemala y la SENER de México para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre ambos países. El MdE tiene como objetivo el de establecer las condiciones generales para la financiación, construcción, mantenimiento, y operación de la interconexión así como la administración y ejecución de las transacciones de energía respectivas. Ambos países presentaron al Banco informes jurídicos que avalan que el MdE es válido y exigible de acuerdo con las normas legales del país respectivo. En el MdE se acuerdan principalmente el alcance físico del proyecto en los dos países y la coordinación de la acción de las entidades gubernamentales, en la medida de su competencia legal, a fin de permitir la financiación y el desarrollo expedito del Proyecto. Los acuerdos del MdE, son también la base para completar la estructura jurídica para la construcción, operación y comercialización, al instar a la CFE, al INDE, al CENACE y al AMM a suscribir los otros tres convenios que conforman la estructura jurídica y que se describen a continuación.
- 2.14 De conformidad con las previsiones del MdE, la CFE y el INDE suscribieron: (i) con fecha 10 de julio de 2003, un convenio específico para la ingeniería y

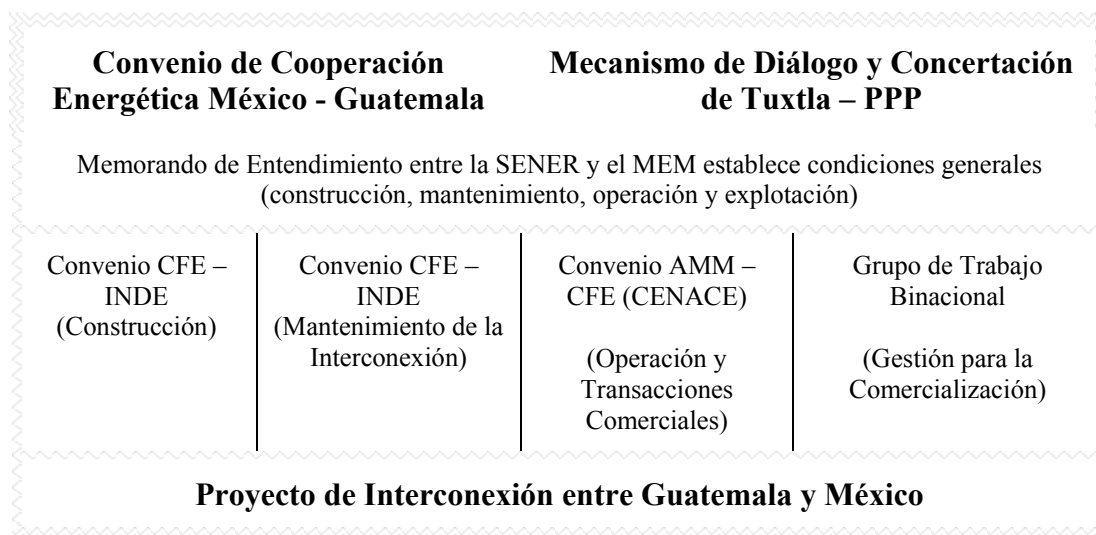
construcción de la línea que incluye un cronograma de los estudios, diseño y actividades de construcción necesarias y sus respectivas especificaciones; y (ii) con fecha 10 de julio de 2003, un convenio para el mantenimiento y operación de la interconexión. Ambos convenios han entrado en vigencia. El convenio de mantenimiento y operación de la interconexión, incluye además los acuerdos sobre los servicios de transmisión y las remuneraciones del enlace. Los servicios de transmisión que proporcione y cobre el INDE será de conformidad con la metodología establecida al respecto por la LGE, su reglamento y las normativas prevista por la CNEE y el AMM. De igual forma, todos los servicios de transmisión que proporcione y cobre CFE se brindarán de conformidad con las tarifas aprobadas que rijan la prestación de servicios de transmisión en México.

- 2.15 Igualmente, de conformidad con el MdE, se suscribió el 2 de junio de 2003, y ha entrado en vigencia, un tercer convenio de operación de la interconexión y administración y ejecución de transacciones entre el AMM de Guatemala y la CFE de México, con el objeto de definir las condiciones generales bajo las cuales el AMM y el CENACE tratarán los aspectos técnicos de la operación del Proyecto, el despacho de la energía que se transportará por la interconexión, la liquidación de estas transacciones y los mecanismos que garantizan el pago y suministro de energía.
- 2.16 Con relación a la comercialización de energía, existen diferentes alternativas que los agentes de Guatemala y México pueden utilizar en cada mercado. En México, los cogeneradores, productores externos con excedentes de capacidad, autoabastecedores y la CFE pueden exportar energía hacia Guatemala. Para ello, pueden suscribir contratos de energía firme con otros agentes en Guatemala o transar en el mercado de oportunidad, para lo cual se deberán constituir como agentes importadores (comercializadores) ante el AMM. Estos agentes de México, también pueden comercializar a través de terceros generadores o comercializadores constituidos como agentes en Guatemala. De igual forma, los agentes de Guatemala pueden exportar energía a México, mediante contratos de suministro con la CFE, con cogeneradores o con industrias que requieren este abastecimiento para consumo propio. Hacia el futuro, cuando entre en operación el proyecto SIEPAC, las opciones de comercialización de la energía transportada por la interconexión, se ampliarán a otros agentes de los países que conforman el MER, para importar o exportar energía desde o hacia México, usando las interconexiones de Guatemala con los otros países de Centroamérica.
- 2.17 Como se observa, las alternativas de comercialización que permiten las normas y regulaciones en los dos países son numerosas y variadas, y la decisión de selección de las mismas dependerá de la perspectiva del agente involucrado y de su estrategia comercial. Sin embargo, y con el propósito de promover la máxima utilización de la interconexión, los países acuerdan en el MdE, establecer un grupo de trabajo, que tendrá como objetivos, dentro de un marco de equidad y reciprocidad: (i) identificar las posibles barreras para el libre intercambio de energía eléctrica; (ii) identificar las posibles barreras para la amplia utilización de la infraestructura que se construirá; (iii) procurar resolver a la brevedad posible aquellas que queden dentro de su ámbito de competencia, y (iv) proponer a las autoridades competentes

en ambos países la problemática identificada para procurar su resolución. La constitución y puesta en marcha de este grupo, será una condición previa al primer desembolso del Préstamo.

- 2.18 En síntesis, la estrategia para la construcción del proyecto y para la comercialización de los servicios de la línea, se fundamenta en una estructura jurídica conformada por un MdE y tres convenios que se derivan del mismo MdE. Dicha estructura se complementa con la conformación de un grupo de trabajo binacional que promoverá la máxima utilización de la línea. Es importante anotar, que los compromisos específicos del MdE y los que se pacten en los tres convenios que de él se derivan, son compromisos válidos legalmente y exigibles jurídicamente bajo la legislación de los dos países, ya que se soportan en un convenio internacional vigente. En la Figura II-1, se representa esquemáticamente la estructura jurídica y la función de cada uno de sus elementos.

**FIGURA II-1**



### **III. EJECUCIÓN DEL PROYECTO**

#### **A. Prestatario, garante y organismo ejecutor**

- 3.1 El prestatario será la República de Guatemala y el organismo ejecutor será el INDE, a través de la ETCEE. Los recursos del préstamo serán canalizados por el Gobierno al INDE como un aporte con destino específico para apoyar el desarrollo de la interconexión. Será una condición previa al primer desembolso, la presentación del Convenio subsidiario suscrito entre el Prestatario y el INDE para la transferencia a éste último de los recursos del Préstamo y las obligaciones que le corresponde como organismo ejecutor del Proyecto.

#### **B. Ejecución y administración del proyecto**

- 3.2 A fin de ejecutar adecuadamente el proyecto, el organismo ejecutor, por intermedio de la ETCEE, ha constituido un grupo al interior de su organización, con el objetivo de coordinar las actividades tanto dentro de la ETCEE como con los organismos externos involucrados en la ejecución y supervisión del proyecto. Se han identificado los siguientes procesos principales, los cuales serán soportados por la estructura actual de la ETCEE, con el apoyo del grupo de coordinación ya mencionado: (i) la preparación y presentación al Banco de las solicitudes de desembolso; (ii) el mantenimiento de un adecuado sistema contable de acuerdo a los requerimientos del Banco, según la cláusula 7.01 de las normas generales, así como de un sistema de control interno; (iii) la presentación de informes financieros semestrales y Estados Financieros anuales consolidados del proyecto; (iv) la preparación de los documentos de licitación; (v) la coordinación con otras dependencias del INDE; (vi) la coordinación con la CFE de México, de las actividades relativas al proyecto; (vii) la contratación de consultorías para tareas especializadas del proyecto; (viii) el seguimiento de las labores de las firmas encargadas de la supervisión de las obras civiles y electromecánicas; (ix) el control y seguimiento de los programas de ejecución; (x) la coordinación de actividades relacionadas con la gestión de servidumbres y medio ambiente; (xi) la preparación de los informes técnicos requeridos por el Banco; y (xii) la revisión y trámite de las estimaciones de trabajo.

#### **C. Adquisición de bienes y servicios**

- 3.3 El cronograma del Proyecto se ha realizado de manera coordinada con la CFE y busca ante todo cumplir la fecha de entrada en operación prevista y especialmente el cumplimiento de lo acordado en el Memorando de Entendimiento suscrito el pasado el 20 de mayo de 2003 entre la SENER y el MEM. Por lo anterior, el INDE ha solicitado al Banco la contratación anticipada con el fin de iniciar los procesos de precalificación para la construcción de la línea, la adecuación de la subestación y la supervisión de las obras, con anterioridad a la aprobación del préstamo del Banco. El INDE se ceñirá a los procedimientos y políticas de adquisiciones del Banco con el fin de que esta contratación anticipada sea aceptable para el Banco

- 3.4 En el mismo sentido, el INDE esta avanzando en el proceso de adquisición de servidumbres pero a pesar de la celeridad con que viene avanzando este proceso, es necesario iniciar los procesos de licitación, con anterioridad a la adquisición de la totalidad de las servidumbres a fin de asegurar el cumplimiento de los compromisos adquiridos con México y lograr que los beneficios del proyecto se materialicen rápidamente. Según este cronograma y el de obras de la línea de transmisión, mencionado anteriormente, el INDE prevé iniciar obras una vez se concluyan las adquisiciones de servidumbres.
- 3.5 Por lo anterior, se propone que previo a cumplir con la adquisición de la totalidad de las servidumbres necesarias para el Proyecto, el Organismo Ejecutor podrá proceder a convocar el proceso de licitación pública internacional para las obras del Proyecto, en el entendido explícito que sería condición previa a la firma del contrato con la firma adjudicataria, que el Organismo Ejecutor presente al Banco prueba de que se tiene, con relación a los inmuebles donde se construirán las obras del Proyecto, la posesión legal, las servidumbres u otros derechos necesarios para iniciar las obras. En adición, los pliegos de licitación incluirán, en términos claros y explícitos: (i) que la firma del contrato estará sujeta a la adquisición de las servidumbres necesarias para el Proyecto, por parte del Organismo Ejecutor, de conformidad con lo establecido anteriormente; (ii) la definición del tiempo máximo que se permitiría pasar entre la fecha de adjudicación y la firma del contrato y el mecanismo de ajuste que se utilizará una vez transcurrido el plazo mencionado anteriormente; y (iii) que la garantía de mantenimiento de la oferta deberá cubrir todo el período máximo a que se refiere el inciso (ii) anterior.
- 3.6 Teniendo en cuenta la complejidad en la coordinación de las obras, montajes y adquisición de equipos (transformadores, reactores, cable de fibra óptica, etc.), tanto para la línea de transmisión, como para la subestación, se llevarán a cabo contratos llave en mano.
- 3.7 El INDE, solicitó al Banco autorizar una dispensa para comprar directamente, por referencia a marca y modelo, los equipos para las funciones de telecomunicaciones protección, medición y SCADA que deberán implementarse en la subestación eléctrica Los Brillantes en su ampliación a 400 kV para la Interconexión eléctrica Guatemala – México. Lo anterior se requiere por razones técnicas para asegurar la compatibilidad de los equipos que se instalan en la subestación Los Brillantes con los existentes en el sistema Mexicano. Esta dispensa redundará en beneficios del proyecto y evitará potenciales problemas operativos de la interconexión que podrían limitar su utilización y confiabilidad. El costo de los equipos se estima en US\$250.000. Los equipos específicos para los cuales se solicita la dispensa son:
- a. Comunicación: (i) Nodo de acceso de comunicación SDH MARCA ABB MODELO FOX 515; (ii) Equipo digital para la tele protección Marca ABB Modelo NSD570; (iii) Cable de fibra óptica Uní modo marca ALCOA FUJIKURA; (iv) Terminal de Comunicación por Onda Portadora Marca Siemens Modelo ESB 2000i; (v) Equipo de tonos de Tele protección SIEMENS modelo SWT 2000 F6; (vi) Trampas de onda Haefely Trench; (vii)

Unidad de acoplamiento Marca SIEMENS Modelo AKE 100 A3; (viii)  
Unidad de acoplamiento Híbrido marca SIEMENS Modelo AKE 100 A4.

b. Equipos de protección: los que se describen en la siguiente tabla.

Función	Identificación	Marca y modelo
Protección Principal 1	85L	SEL-421
Protección Principal 2	21/21N	SEL-321
Protección de Respaldo	67 N	SEL-351
Protección de Falla de Interruptor	50 FI	SEL-352
Recierre	79	SEL-279

c. Equipos de Control (SCADA): Estación Remota GENERAL ELECTRIC HARRIS D 200.

3.8 La contratación de obras, la selección y contratación de servicios de consultoría y la adquisición de bienes financiados con el Préstamo serán llevadas a cabo de acuerdo con los procedimientos y políticas del Banco en la materia. Para la contratación de obras, se requerirá LPI para aquellos contratos cuyo valor estimado sea superior a US\$1.500.000. Para servicios de consultoría, se requerirá LPI para aquellos servicios con un valor superior a US\$200.000. Para adquisición de bienes se requerirá LPI, para valores superiores a US\$250.000. Las adquisiciones y contrataciones de obras y servicios cuyos montos sean inferiores a los límites citados anteriormente, se regirán, en principio, por lo establecido en la legislación local, siempre que se presta atención a los aspectos de economía, eficiencia y razonabilidad de precios y permitan la participación de oferentes de los países miembros del Banco. El Anexo II presenta el Plan de Licitaciones y Adquisiciones del Proyecto y resume los límites mencionados.

#### D. Período de ejecución y calendario de desembolsos

3.9 El período de ejecución y desembolso del Proyecto será de cuatro años, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia del Contrato de Préstamo. En ningún caso los desembolsos se realizarán en menos de tres años. En el Cuadro III-1 se presenta el estimado para el cronograma de desembolsos.

CUADRO III-1					
Cronograma de Desembolsos					
US\$ millones equivalentes					
Fuente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
BID (OC)	0.81	16.94	13.25	6.50	37.50
Contrapartida INDE	0.13	2.60	2.05	1.01	5.79
Total	0.94	19.54	15.30	7.51	43.29

## **E. Seguimiento y evaluación**

### **1. Supervisión del Banco**

- 3.10 La Supervisión del Proyecto será llevada a cabo por la Representación del Banco en Guatemala. Adicionalmente, se ha previsto que con la participación del Equipo de Proyecto, se lleve a cabo al menos una reunión anual de administración y monitoreo del Proyecto.
- 3.11 Se realizarán anualmente, a más tardar el 30 de septiembre y durante el plazo de ejecución, reuniones conjuntas entre el Prestatario, el Ejecutor y el Banco para analizar el avance en la implementación del Proyecto y el avance en el plan anual de inversión. Se revisará el cumplimiento de metas, objetivos e indicadores. Se acordará el plan de inversiones para el año siguiente, precisando las metas a ser logradas, así como las medidas correctivas que puedan requerirse. Para dichas reuniones, el Organismo Ejecutor se compromete a presentar anualmente al Ministerio de Finanzas y al Banco, por lo menos 15 días hábiles antes de cada reunión, un informe del último semestre preparado por los supervisores contratados para la línea y la subestación, un informe de progreso del Proyecto, de cumplimiento de las obligaciones contractuales y del avance en el logro de los indicadores y metas del Proyecto presentados en el Anexo I (Marco Lógico). En caso que el Banco encontrara deficiencias en la ejecución del Proyecto, el Ejecutor deberá presentar al Banco, una propuesta de medidas correctivas con su respectivo calendario de implementación, cuyo avance será revisado durante las misiones de administración y monitoreo.

### **2. Auditoría externa**

- 3.12 El Organismo Ejecutor deberá presentar al Banco anualmente dentro de los 120 días siguientes al cierre del ejercicio económico y durante el período de ejecución del Proyecto, Estados Financieros del Proyecto en Guatemala, dictaminados por una firma de auditores independientes aceptable al Banco y de acuerdo con requisitos establecidos por el Banco sobre la materia. De igual forma, anualmente se deberá presentar una auditoría técnica donde se certifiquen los avances físicos de las obras. Se utilizarán recursos del préstamo para el financiamiento de las auditorías correspondientes.
- 3.13 En la selección y contratación de la firma de auditoría se utilizarán los procedimientos del Banco para licitación de firmas de auditoría. Se recomienda la contratación de los auditores por un período mínimo de 4 años, sujeta a una cláusula de terminación del contrato por eventual desempeño inadecuado. El mismo auditor será responsable por los trabajos de auditoría de los estados financieros y de la auditoría técnica.

### **3. Evaluación posterior**

- 3.14 El Prestatario y el Banco consideran que se justifica realizar una evaluación posterior del proyecto, teniendo en cuenta factores como la operación por mercado



de la línea, las diferencias estructurales de los mercados en los dos países, las características técnicas de la interconexión, la concurrencia en ejecución con el proyecto SIEPAC y la estructura jurídica para este proyecto. Por las mismas características, se considera que esta evaluación se debe realizar después de cinco años de la entrada en operación de la línea. El Banco realizará la evaluación y el INDE apoyará el proceso de recolección y monitoreo de la información en los términos que se indican a continuación.

- 3.15 La evaluación deberá medir el comportamiento de por lo menos las siguientes variables: (i) los diferenciales de costos de la energía transmitida; (ii) el grado de utilización de la línea; (iii) la sustitución de nueva generación; y (iv) el mejoramiento de calidad del servicio. La meta para los diferenciales de costos de la energía transmitida a través de la línea al finalizar el año 2006, serán iguales o superiores a US\$7.5/MWh (con factores de utilización mayores al 60%) o superiores a US\$10/MWh (con factores de utilización no menores a 45%) y se deberá sostener hasta el final del año 2008. El indicador de base será el costo promedio diario observado durante el año previo a la entrada en operación del enlace según los reportes que realiza anualmente el AMM. La meta para el factor de utilización de la línea al finalizar el año 2006, será por lo menos del 45% (con diferenciales de costos mayores a US\$10/MWh) o de por lo menos 60% (con diferenciales de costos no inferiores a US\$7.5/MWh), se deberá sostener hasta el final del año 2008 y el indicador de base de esta variable será del 0% de utilización de la línea. El factor de utilización será reportado mensualmente y consolidado cada año por la ETCEE del INDE. El factor de utilización de la línea se medirá con base en 200 MW en la dirección México – Guatemala y en 70 MW en la dirección inversa.
- 3.16 Para medir la sustitución de nueva generación, se propone evaluar los costos económicos promedio de inversión en nueva generación térmica. Esta evaluación requiere del monitoreo anual de los costos, durante la etapa de construcción de la línea y durante los cinco años siguientes a la entrada en operación. Como fuente de estos datos, se propone realizar un muestreo representativo de los proyectos que se concluyen anualmente en los países de Latinoamérica. Se espera que al finalizar el año 2009, se han generando por lo menos US\$1.25 millones de ahorros anuales en inversiones en nueva generación, como resultado de un suministro de energía firme de 50 MW a través de la línea. El INDE recolectará la información nacional y la proporcionará al Banco, a partir de los informes anuales del AMM.
- 3.17 Por último, para medir la calidad del servicio, al entrar en operación el Proyecto, las desviaciones de frecuencia máxima en el sistema de Guatemala, se habrán reducido a 0.1 Hz. El valor de base del indicador será 0.15 Hz y la fuente serán los informes de medición de frecuencia del Centro de Despacho, a partir de los cuales se calculará el promedio horario, en horas de máxima demanda, en días seleccionados aleatoriamente durante un período de medición de dos meses y con una muestra de datos no inferior a cincuenta.

## IV. VIABILIDAD Y RIESGOS

### A. Viabilidad técnica y económica

- 4.1 Para adelantar el dimensionamiento de la línea, el INDE recibió apoyo técnico de la CFE, entidad con bastante experiencia en este tipo de líneas. La escogencia de una interconexión a 400 kV, con tendido de un circuito y con posibilidad de ampliación a dos circuitos, obedece a razones técnicas asociadas con la estabilidad del sistema. La utilización de menores voltajes, resulta inviable al tratarse de una línea de interconexión entre dos sistemas de tamaños muy diferentes (7,000 MW por el lado centroamericano y de 42,000 MW por el lado de México). Un enlace de menor voltaje resulta demasiado débil para mantener sincronismo y es de esperar que oscilaciones en el flujo de energía a través de la línea disparen las protecciones y el proyecto presente frecuentes salidas de servicio por fuera de los estándares que se requieren en el sistema. Adicionalmente, se requiere la instalación de infraestructura para dos circuitos con el fin de asegurar las posibilidades de ampliación y para reducir la vulnerabilidad del enlace cuando se supere la capacidad de 200 MW y 70 MW en cada dirección.
- 4.2 En lo económico, la línea se justifica, entre otros, por beneficios resultantes de ahorros por sustitución y por mejoras en calidad (estabilidad y regulación de frecuencia). La evaluación económica confirma que existen condiciones de viabilidad de la línea, arrojando una Tasa Interna de Retorno del 34% en el caso base y un Valor Presente Neto de US\$107 millones.
- 4.3 La evaluación económica se elaboró desde el punto de vista de los dos países, suponiendo la instalación de un segundo circuito a los diez años de entrada en operación y que la comercialización de la energía transportada no requiere modificaciones adicionales al sistema de transmisión existente en Guatemala. Además, la evaluación buscó cuantificar los beneficios que se derivan de las diferencias de costos entre los sistemas. En el corto plazo se puede visualizar que los beneficios se originarán por sustitución de la generación de centrales existentes en Guatemala, mientras que en el mediano y largo plazo se visualiza la posibilidad de colocación de energía firme.
- 4.4 **El corto plazo.** De acuerdo con la información de costos de los recursos y el despacho, se tendría la siguiente situación para la sustitución de energía de Guatemala por energía de México de acuerdo con el nivel de demanda a diferentes horas:
  - i. **Horas de demanda mínima:** Se buscaría colocar energía de México con un costo de US\$26/MWh. Aunque el precio de la energía en el mercado de oportunidad sea del orden de US\$50/MWh (ver 1.24), la energía sustituible a este precio es relativamente escasa puesto que se limitaría, por ejemplo, a una unidad (18MW) de motores de combustión interna. Sin embargo, dependiendo de las restricciones de despacho, se puede concebir la sustitución parcial de la generación con base en carbón (US\$44/MWh); una

sustitución de 20% de dicha generación equivaldría a unos 25MW durante las seis horas de demanda mínima.

- ii. **Horas de demanda media.** Durante estas horas el potencial de sustitución se incrementa de manera importante: los motores de combustión interna cuyo costo es del orden de US\$50-52/MWh operan suministrando más de 200MW, que podrían sustituirse por energía importada a un costo de US\$28/MWh. Dependiendo de las restricciones de la red, se puede concebir utilizar 90% o más de la capacidad de interconexión durante estas horas.
- iii. **Horas de demanda máxima.** El potencial de beneficios se incrementa más, al posibilitarse la sustitución de más de 50MW correspondientes a unidades del bloque 6 (ver 1.16), además de la sustitución parcial de motores de combustión interna (que se necesitarían para satisfacer la demanda durante la punta); el beneficio económico se generaría por la sustitución de recursos con costos del orden de US\$60-70/MWh por recursos con costos de US\$30/MWh. El Cuadro IV-1 resume esta aproximación a los beneficios potenciales en el corto plazo.

Cuadro IV-1				
Resumen de Beneficios por Sustitución				
	Demanda Mínima (8h/día)	Demanda Media (12 h/día)	Demanda Máxima (4h/día)	Promedios
<b>Sustitución Potencial</b>	43MW	180MW	200MW	3,304MWh (138MW) - Factor de Utilización 69%
	(344MWh)	(2,160MWh)	(800MWh)	
<b>Beneficio Potencial</b>	14-20 US\$/MWh p.m≈16US\$/MWh	US\$20/MWh	US\$30/MWh	Promedio US\$22/MWh

- 4.5 **El largo plazo.** La capacidad de la línea de interconexión ha sido estimada en 200MW debido a restricciones de transmisión en el sistema de Guatemala, mas no por limitaciones de la línea en sí, cuya capacidad real puede ser mayor. Con un enlace de esta magnitud, deben materializarse beneficios por energía firme, en los cuales, además de los ahorros por menores costos de generación, se logran beneficios por menores costos de inversión.
- 4.6 La magnitud de los beneficios por ahorros en capacidad se derivan de una comparación de costos de inversión en los dos países. En el caso mexicano, los costos de capacidad se reducen, como se mencionó más arriba, por el efecto de (a) la posibilidad de desarrollar grandes centrales con gas natural (en lugar de combustibles líquidos), lo cual reduce costos por control de contaminación ambiental así como la operación y mantenimiento, y (b) el efecto de escala, que

resulta particularmente importante en centrales de base. Un monto aproximado y razonable asociado con economías de escala que se derivan de la posibilidad de abastecer la demanda desde México por medio de capacidad firme puede estar en el orden de US\$200/kW instalado. Ello equivale a un beneficio de unos US\$25/kW-año.

- 4.7 De acuerdo con las proyecciones del MEM, la demanda máxima crecerá alrededor de 700MW entre 2002 y 2010. Una suposición conservadora consistiría en postular un suministro firme de 50MW a los tres años de iniciada la operación de la interconexión (US\$1.25 millones/año), incrementándose a 100MW con la entrada en servicio del segundo circuito (US\$2.5 millones/año).
- 4.8 Para realizar el análisis de sensibilidad de la evaluación, se identificaron los siguientes posibles escenarios que resultan de los riesgos del proyecto, que se mencionan más adelante: (i) menores beneficios por reducción del diferencial de costos de energía entre México y Guatemala; (ii) limitación de las transferencias de energía debido a posibles restricciones técnicas en el sistema de producción y transmisión de Guatemala; (iii) la no-materialización de los beneficios asociados con transferencias firmes; y (iv) el posible incremento de costos de inversión.
- i. **Menores beneficios por reducción del diferencial de costos.** Este riesgo se materializaría en caso de que ocurran eventos a nivel de los costos de producción que tiendan a igualar los costos entre los dos sistemas, ya sea porque se haya subvalorado el costo de producción en México o porque se haya sobrevalorado el costo de producción en Guatemala. También puede ocurrir cuando las condiciones del mercado permitan a los generadores de uno u otro país, limitar la cesión de rentas para maximizar sus ingresos. Para cuantificar el efecto de este riesgo se buscó el valor del diferencial promedio mínimo de costos entre México y Guatemala que arroja una TIR aceptable para el proyecto (manteniendo los demás parámetros en sus valores base). Se encontró que el diferencial promedio de costos puede bajar de US\$22/MWh (caso base) a US\$6.5/MWh en cuyo caso la TIR se reduciría a 13%.
  - ii. **Menores beneficios por limitación de transferencias.** Este riesgo se podría materializar si se presentan situaciones en las cuales las características técnicas de la generación (generación mínima en plantas de vapor, por ejemplo), no permitan que se den algunas transacciones en el mercado de oportunidad. La consecuencia es una menor utilización de la capacidad de la línea y para valorar el riesgo correspondiente se buscó el factor de utilización mínimo que arroja una TIR aceptable para el proyecto. Se encontró que el factor de utilización de la línea puede bajar de 69% a 21%, manteniendo los demás parámetros en sus valores base, en cuyo caso se obtiene una TIR de 13%.
  - iii. **Reducción simultánea del margen de costos y del volumen de transferencias.** Al reducirse el margen de costos la energía importada se vuelve menos competitiva en relación con los recursos a ser sustituidos.

Por lo tanto puede presentarse simultáneamente una reducción del margen de costos y una reducción del volumen de transferencias. En este caso se requiere que el rango de un diferencial de costos se encuentre entre 7.5 y 10 US\$/MWh y se requieren transferencias medias del orden de 45% a 60% de la capacidad de intercambio (90MW a 120MW), lo cual se puede dar con una alta probabilidad.

- iv. **No-materialización de transacciones firmes.** Esta situación se presentaría si no se concretan entregas firmes de energía de México. En este caso la TIR baja de 34% a 33%, lo cual confirma la preponderancia que tienen los beneficios asociados a la sustitución de energía.
- v. **Incremento de costos de inversión.** Para cuantificar este efecto, se supuso un incremento de 10% en los costos totales del proyecto, lo cual arroja una reducción de la TIR del proyecto a 32%.

- 4.9 El análisis económico arroja valores muy robustos con relación a la factibilidad del proyecto, indicando que los riesgos que se pueden presentar tienen una baja probabilidad de comprometer su viabilidad, medida en términos de la TIR. La siguiente tabla resume los resultados obtenidos para los diferentes casos.

Resumen de Resultados		
	TIR	VPN (MUSS)
<b>Caso Base</b>	34%	107
<b>Diferencial de costos US\$0.0065/MWh</b>	13%	0
<b>Factor de Utilización 21%</b>	13%	0
<b>Sin transacciones firmes</b>	34%	100
<b>Aumento de costos 10%</b>	32%	56

Nota: Tasa de descuento del 13% utilizada para calcular el VPN

- 4.10 Por último, cabe anotar que la evaluación cuantitativa no permite valorar beneficios importantes del proyecto para los Guatemaltecos, incluyendo los impactos de la mayor integración del país hacia la región y los beneficios de un mercado más competitivo con la entrada al mercado eléctrico de un actor nuevo e importante. Sin embargo, tampoco permite anticipar el comportamiento dinámico del mercado en el que operará la línea y su influencia en la repartición de los beneficios por sustitución entre los dos países, la cual a su vez dependerá de la evolución relativa de los mercados y del poder de negociación de los agentes de los dos países.

## B. Viabilidad institucional y financiera

- 4.11 El prestatario será la República de Guatemala, el INDE actuará como ejecutor, y el repago de la deuda será responsabilidad del Gobierno. Los análisis de la

estructura organizacional del INDE y del área financiera muestran la viabilidad financiera e institucional de la entidad para administrar los recursos del crédito.

- 4.12 Los recursos del crédito serán canalizados para uso exclusivo en el proyecto (ver 3.1) y la responsabilidad funcional de la ejecución del proyecto recae sobre la ETCEE que cuenta con una trayectoria organizacional importante en el desarrollo y operación de las líneas de transmisión existentes (230 kV, 138 kV y 69kV).
- 4.13 La regulación vigente en Guatemala para remunerar las líneas de transmisión, constituyen un marco suficiente para que los costos de la línea sean remunerados adecuadamente vía cargos de conexión y peajes (ver 1.17 a 1.20). Los costos para calcular estos rubros serán los que efectivamente se incurran para prestar el servicio, lo que indica que en el caso de la interconexión, es probable que no se consideren la totalidad de las inversiones adicionales a realizar para instalar un segundo circuito en el futuro y las cuales se estiman en 11% del costo total del proyecto.
- 4.14 La clasificación que se de a la línea, principal o secundaria, por parte de la CNEE, previo concepto del AMM, tendrá diferentes implicaciones en el proceso de recuperación de costos. Si la línea se clasifica como parte del sistema principal, la remuneración de los costos de la línea será asumida por todos los generadores y el pago de cada uno se calculará de manera proporcional a la potencia contratada e independientemente del uso de la interconexión. Estos pagos remuneran la totalidad de los activos del INDE y se recalculan cada dos años. Si la línea se clasifica como parte del sistema secundario, la remuneración de la línea la asumirán solamente los agentes que transporten energía a través de ella, en proporción a la potencia. En este caso, la remuneración depende de la utilización de la línea y el cálculo del pago que debe realizar cada agente, se realiza a partir de la capacidad, en este caso aproximadamente 200 MW, determinando un costo unitario por MW y el valor a pagar por el agente se liquida mensualmente a partir de este precio unitario y de los intercambios realizados usando la interconexión.
- 4.15 La clasificación como línea del sistema secundario puede generar mayor volatilidad en los recaudos, frente a la opción regulatoria de clasificarla como principal. Sin embargo, esta situación es atenuada por la alta probabilidad de que la línea se utilice intensamente (ver 4.2 a 4.9) y por la estructura de financiamiento del proyecto. Sobre este último aspecto, es importante anotar que el valor del crédito será una capitalización del Gobierno al INDE, con lo cual se reduce sustancialmente el impacto de una eventual volatilidad en los recaudos, sobre las finanzas del INDE. El aporte del Gobierno, es consistente además, con los otros beneficios del proyecto que no es posible capturar en la regulación como inversiones remunerables, entre los que se incluyen la contribución a la integración regional, el aumento de la competencia en el sector eléctrico de Guatemala, la mejoría en la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico Guatemalteco, así como la importancia estratégica para el INDE, de anticipar inversiones marginales en el alistamiento de la línea para recibir un segundo circuito en el futuro, sobretodo teniendo en cuenta los problemas crecientes para adquirir derechos de vía y el menor impacto ambiental.

- 4.16 Por otra parte, si la línea de interconexión se utiliza en los niveles proyectados y dada la capitalización del Gobierno, el impacto sobre las finanzas será positivo no sólo para la ETCEE sino para el INDE a nivel corporativo. Sin embargo, y a pesar de lo anterior, es necesario que en el contexto de la preparación y ejecución de las operaciones del Banco, y en especial las de cooperación técnica (ver 1.44 a 1.47), se continúe con el dialogo sectorial con el país, con un horizonte que trascienda la actual administración, a fin de que las acciones que se identifiquen en esos proyectos, permitan dar solución a las limitaciones descritas en relación con los PPA's y la tarifa social (ver 1.43). Esto es importante, ya que los sobrecostos resultantes de esta situación, han sido asumidos por la empresa de generación del INDE, pero que al existir unidad de caja, esta situación impacta también el negocio de transmisión, limitando la capacidad de inversión. El dialogo debe considerar además, el estudio de opciones institucionales que pueden permitir apoyar la solución de la situación anterior, incluyendo una separación más completa entre la generación, la distribución y la transmisión, por parte de la regulación sectorial.

### **C. Propuesta de Gestión Ambiental y Social del Proyecto**

- 4.17 Las obras de transmisión eléctrica pueden llegar a presentar impactos ambientales y sociales significativos. Los aspectos ambientales y sociales del proyecto, además de buscar el cumplimiento de las políticas del Banco, se enmarcan en las normas nacionales de protección y mejoramiento del medio ambiente. Como dicta la normatividad vigente para proyectos de construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica con tensión superior 230 kV, se llevó a cabo un Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS). El EIAS fue realizado y permitió al equipo de proyecto preparar la Evaluación Ambiental Estratégica (SEA) del Proyecto. Dicha SEA, identificó potenciales impactos ambientales y sociales, directos e indirectos, posibles pasivos ambientales, evaluar el marco institucional para la adecuada gestión ambiental y social, definir las actividades y metodología directamente relacionadas con el manejo y mitigación de dichos impactos, y la definición de un esquema de ejecución apropiado para el manejo ambiental y social del proyecto. Como resultado de la SEA, y considerando las lecciones aprendidas de la parte ejecutada relacionada al préstamo GU-0126 (Programa de Electrificación Rural-PER), se ha preparado un *Plan de Gestión Ambiental y Social* (PGAS). De esta forma, el Proyecto integra la variable ambiental y social en todas las etapas del ciclo del proyecto, desde la programación hasta la evaluación.
- 4.18 *Impactos Ambientales y Sociales del Proyecto.* Para asegurar la viabilidad ambiental y social del proyecto, el INDE y el equipo de proyecto prepararon una estrategia que incluye: la realización de un Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS) con su trámite administrativo de licenciamiento ambiental en el país; además, como elemento altamente innovador, se financió la preparación y ejecución de una campaña masiva de promoción y publicidad de los beneficios del programa de inversión por todo el tramo de la línea. El EIAS incluyó aspectos tales como la identificación detallada de impactos directos e indirectos de la obra, la caracterización y valoración de los mismos, la identificación, descripción y dimensión económica de las medidas preventivas y mitigadoras, pasivos

ambientales, mecanismo institucional de implementación y supervisión, plan de auditorías ambientales, etc. El EIAS fue realizado durante la preparación de la operación y se hizo público el 4 de marzo de 2003. La campaña de promoción y publicidad (basada en talleres sociales participativos) está siendo ejecutada. Estos aspectos se detallan en el PGAS.

- 4.19 En general, las tecnologías y técnicas disponibles a través de diseños de ingeniería adecuados para la construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones, permiten evitar, mitigar o compensar los impactos. Los impactos ambientales y sociales, directos e indirectos, que se pueden presentar durante las etapas de construcción, operación y mantenimiento, han sido identificados durante la realización del EIAS del proyecto; el programa incluye medidas de mitigación adecuadas (i.e. tala de árboles, del ruido debido al uso de maquinaria, generación de desechos sólidos y líquidos durante la construcción e instalación de equipos, trazado de la línea, medidas para zonas pobladas residenciales o comerciales, recursos culturales o arqueológicos en el alineamiento, etc). Adicionalmente, el EIAS permitió determinar que el proyecto no requiere de la realización de reasentamientos involuntarios. La formulación del proyecto se basó, entre otras, en un estudio ambiental y social que fue realizado en 1993 cuando la línea se había dimensionado con una tensión de 230 kV. Este trabajo fue actualizado y adaptado en el nuevo EIAS, bajo las nuevas condiciones del proyecto, y con el conocimiento previo de la zona; por tanto, se han incorporado criterios preliminares de diseño que consideran las variables ambiental y social (i.e. diseño de trazado social y ambientalmente adecuado, consideraciones de vulnerabilidad ante desastres naturales, etc).
- 4.20 Como resultado, el trazado preliminar de la línea incorpora dichas variables, lo cual permitió eliminar una opción de trazado que si bien era la de menor longitud y pendiente, afectaba un sitio arqueológico. Por otra parte, para la subestación se ha previsto la utilización de la tecnología de encapsulamiento con gas GIS<sup>6</sup>, con lo cual se reduce sustancialmente los requerimientos de terreno para la expansión y permite utilizar el área ya dispuesta en la subestación, con lo cual se disminuyen los impactos ambientales y sociales. Como parte del PGAS, se prestó especial atención a la prevención, mitigación o compensación de los impactos de la línea y de los caminos de acceso durante la etapa de operación; además, se preparó un plan de acción sostenible, a fin de minimizar los impactos durante la operación, especialmente de los caminos de acceso. Las especificaciones y medidas ambientales de los Planes de Manejo y Gestión Ambiental, se incluirán en los documentos de licitación y en los contratos de construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión. Además, se ha previsto la contratación de una supervisión ambiental independiente.
- 4.21 Dentro de los beneficios de la interconexión Guatemala-México, se incluye la reducción de precios de la energía y el aumento de la capacidad instalada, lo cual entre otros, aumenta el potencial para adelantar proyectos sociales de

---

<sup>6</sup> GIS es la sigla en inglés para subestaciones con aislamiento a gas, la cual es una alternativa a las subestaciones con aislamiento en aceite, las cuales requieren una mayor área para su instalación.



electrificación, da mayor seguridad al sistema eléctrico actual de Guatemala y contribuye a que en el mediano plazo estos beneficios tengan un impacto regional. Los proyectos sociales de electrificación contribuyen al desarrollo económico local de las poblaciones cubiertas y crean capacidad de generar mejores oportunidades en aspectos como la educación o salud al poder disponer de un sistema de electricidad estable. Una tendencia de precios de la energía eléctrica a la baja, mejora la sostenibilidad del sistema eléctrico, reduce los requerimientos fiscales para este sector y abre nuevos espacios para la inversión social.

- 4.22 *Marco Ambiental Institucional.* La Constitución Política de la República de Guatemala, promulgada el 31 de mayo de 1985, determina las responsabilidades en relación con el medio ambiente y equilibrio ecológico. El Decreto 90-2000, creó el Ministerio de Recursos Naturales y el Medio Ambiente (MARN) como ente rector del sector, absorbiendo a la antigua Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), la cual había sido creada mediante la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto 68-86. El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) fue creado en el 2001 con la responsabilidad del manejo ambiental del país y del desarrollo de regulaciones para este fin. Adicionalmente, el MARN desarrolla los procedimientos para la evaluación de impacto ambiental y es el ente responsable de emitir autorizaciones ambientales. En las áreas de competencia del MEM, relacionadas con los EIAS, la UA del MEM brinda asesoría técnica a la Dirección General de Gestión Ambiental del MARN, emitiendo opinión sobre los mismos, para que la Dirección de Gestión Ambiental emita la resolución que corresponda, de conformidad con el Decreto 68-86, reformado por el 1-93. Lo anterior tiene sustento legal en el “Convenio de Coordinación y Cooperación Interinstitucional entre la CONAMA y el MEM, firmado en septiembre de 1998, el cual tuvo como objeto la creación de la Unidad Ambiental del Ministerio. Por su parte, la responsabilidad institucional de cumplir y hacer cumplir las exigencias de las autorizaciones y del EIAS, así como de realizar las consultas y eventuales negociaciones con las comunidades, incluyendo las indígenas, es del INDE.
- 4.23 Adicionalmente, la estrategia reafirma las acciones institucionales acordadas con las autoridades en el marco de la preparación del Programa de Electrificación Rural (GU-0126), dentro de las cuales se estableció como necesario que la Unidad Ambiental (UA) sea formalizada como una unidad presupuestaria del MEM para darle así carácter legal permanente y que cuente con recursos presupuestarios suficientes y estables para cumplir con sus funciones. Para ello, la UA ha sido incluida en la Red de Categorías Programáticas (RCP) del MEM con la aprobación de la DTP (Dirección Técnica de Presupuesto del Ministerio de Finanzas Públicas - MFP). Esto se logró con las acciones acordadas para la operación GU-0126, que incluyen entre otras: i) un convenio entre el MARN, el MEM y el INDE; y ii) la aprobación del organigrama y presupuesto administrativo por parte del MFP para el funcionamiento de la Unidad Ambiental del MEM para el año 2003. Por último, cabe anotar que la PGAS es consistente con la estrategia ambiental y social planteada para la operación GU-0151 del PRI, con la cual se financia el plan de negocios de DEORSA y DEOCSA (empresas de distribución del país).

- 4.24 Como parte del PGAS, se utilizará el nuevo Convenio MEM / MARN / INDE firmado en el marco del Programa GU-0126. Dicho convenio establece mecanismos de cooperación, en el ámbito de las atribuciones de cada una de las instituciones involucradas, para formular y ejecutar conjuntamente políticas ambientales, agilizar y viabilizar los tramites administrativos de las Evaluaciones Ambientales y Sociales y/o Estudios de Impacto Ambiental y Social (EAS/EIAS), los mecanismos de control y el cumplimiento de medidas de protección ambiental.

#### **D. Beneficios e impactos en el desarrollo**

- 4.25 Dentro de los beneficios de la interconexión Guatemala-México, se incluye, el aumento de la competencia, la reducción de costos de la energía y el aumento de la capacidad disponible, lo cual entre otros, aumenta el potencial para adelantar proyectos sociales de electrificación, da mayor seguridad al sistema eléctrico actual de Guatemala y contribuye a que en el mediano plazo estos beneficios tengan un impacto regional. Los proyectos sociales de electrificación contribuyen al desarrollo económico local de las poblaciones cubiertas y crean capacidad de generar mejores oportunidades en aspectos como la educación o salud al poder disponer de un sistema de electricidad estable. La interconexión permite además la entrada de nuevos agentes al mercado, aumentando la competencia, reduciendo la posibilidad del ejercicio del poder dominante por parte de los incumbentes y de la eventual captura del regulador. Una tendencia de costos de la energía eléctrica a la baja, mejora la sostenibilidad del sistema eléctrico, reduce los requerimientos fiscales para este sector y abre nuevos espacios para la inversión social. Además, al interconectarse Guatemala a un sistema de gran tamaño relativo, la frecuencia sufrirá menores desviaciones y por lo tanto los usuarios, observaran una mejor calidad en el servicio. Eso beneficia a los usuarios residenciales pero además genera mejoras de productividad en usuarios comerciales e industriales que usen equipos eléctricos especializados.
- 4.26 El Programa no califica como operación dirigida a la reducción de pobreza (PTI) ni tampoco como Programa que promueve la equidad social (SEQ). No obstante, el Programa, al promover la competitividad generará potenciales beneficios en cuanto a la generación de empleo y aumento de ingresos.

#### **F. Riesgos**

- 4.27 Ciertos eventos pueden afectar los resultados y los impactos en el desarrollo del proyecto. Los resultados se pueden comprometer por los siguientes riesgos principales: (i) la creación de posibles situaciones que a nivel interno de cada país, puedan retrasar el proyecto durante la etapa de construcción; y (ii) teniendo en cuenta que la interconexión sería la primera línea de Guatemala a 400 kV, existe poca experiencia operativa y técnica del INDE para ejecutar y operar un proyecto de transmisión a este nivel de tensión. Problemas de coordinación en la construcción y en el mantenimiento pueden aumentar los costos o retrasar la entrada del proyecto. La poca experiencia del INDE en este tipo de proyectos podría llevar a sobrecostos o problemas técnicos durante la operación del enlace.

- 4.28 Por su parte, el mayor riesgo para lograr los impactos en el desarrollo del proyecto, resultaría de una limitada utilización de la interconexión en la etapa de operación. Problemas de coordinación o de comunicación entre los dos países pueden limitar la energía transportada por la interconexión, afectando su viabilidad económica, al igual que eventuales coyunturas de escasez en los mercados de México o Guatemala, pueden reducir la prioridad de los despachos dirigidos a la exportación hacia uno u otro país.
- 4.29 Para mitigar los riesgos de coordinación y comunicación mencionados, las autoridades con el apoyo del Banco adelantaron en las etapas tempranas de preparación, un proceso intensivo de consulta con los involucrados en el proyecto. Estas consultas incluyeron a las instituciones rectoras del sector y reguladoras del mercado (MEM, AMM y CNEE), los generadores públicos y privados, las empresas distribuidoras y los comercializadores de energía. Adicionalmente, el Banco promovió el mismo nivel de consulta entre la contraparte mexicana y los mismos involucrados ya mencionados. Por último, el INDE, con el apoyo de los consultores ambientales, ha venido adelantando un amplio proceso de comunicación y consulta con la comunidad. Con la información obtenida en las consultas y las particularidades del proyecto, se ha diseñado una estructura jurídica, exigible legalmente y fundamentada en un Memorando de Entendimiento suscrito entre los dos países y en convenios binacionales, que permite asegurar la ejecución y la operación comercial del enlace (ver 2.11 a 2.18). El trabajo previo de consulta también ha sido un facilitador importante en el proceso de consenso adelantado por los dos países alrededor del proyecto.
- 4.30 El riesgo relacionado con la experiencia del INDE en líneas de 400 kV se ha solventado, con el apoyo técnico permanente de la CFE, en la realización de estudios eléctricos, en el diseño de la línea y en la preparación de los documentos de licitación los cuales se encuentran en estado avanzado. Adicionalmente, se ha planeado, como parte de la operación, la contratación de supervisores independientes de las obras, para asegurar el cumplimiento de los pliegos. Durante la operación el riesgo se mitiga con la coordinación prevista entre el INDE y la CFE en el convenio de mantenimiento y operación.

## ANEXO I

### MARCO LÓGICO

#### GUATEMALA - INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE GUATEMALA Y MÉXICO (GU-0171)

Resumen Descriptivo	Indicadores Verificables	Medios de Verificación	Supuestos
<b>Fin</b> El proyecto busca contribuir al aumento de la competitividad de Guatemala mejorando los precios de la energía y aumentando la seguridad y calidad en el suministro eléctrico.			Se consolida la reforma del Sector Eléctrico de Guatemala.
<b>Propósito</b> Aumentar la oferta de energía en Guatemala a menores costos.	1) Los diferenciales de costos de la energía transmitida a través de la línea al finalizar el año 2006, serán iguales o superiores a US\$7.5/MWh (con factores de utilización mayores al 60%) o superiores a US\$10/MWh (con factores de utilización no menores a 45%) y se deberá sostener hasta el final del año 2008. El indicador de base será el costo promedio diario observado durante el año previo a la entrada en operación del enlace. 2) Los intercambios de energía entre Guatemala y México permiten un factor de utilización al finalizar el año 2006, de por lo menos del 45% (con diferenciales de costos mayores a US\$10/MWh) o de por lo menos 60% (con diferenciales de costos no inferiores a US\$7.5/MWh), y se deberá sostener hasta el final del año 2008. El indicador de base es 0%. 3) Al finalizar el año 2009, se estarán generando por lo menos US\$1.25 millones de ahorros anuales en inversiones en nueva generación. El indicador de base serán los costos unitarios del plan de expansión de generación de Guatemala al momento de iniciar los intercambios de energía firme. 4) Al entrar en operación el proyecto, las desviaciones de frecuencia máxima en el sistema de Guatemala, se habrán reducido a 0.1 Hz. El valor de base del indicador será 0.15 Hz	Informes operativos del AMM   Informes Operativos de la EOR  Informes de medición de frecuencia del Centro de Despacho.	No se presentan barreras para materializar contratos de compra/venta de energía o transacciones en el mercado de oportunidad entre Guatemala y México, y si se presentan el grupo e trabajo binacional creado para la gestión comercial actúa con efectividad. La demanda de energía de Guatemala se comporta de acuerdo a las proyecciones vigentes.
<b>Componentes</b> 1) Línea de Transmisión entre Guatemala y México, a 400 kV construida y operando.	Al finalizar el año 2005, la línea construida ofrece una capacidad de 200 MW en la dirección México a Guatemala y de 70 MW en la dirección inversa.	Informe de progreso del Proyecto. Informe de auditoría. Informes de supervisión. Monitoreo de actividades.	La CFE construye la porción Mexicana de la interconexión con cronogramas ajustados a los requeridos por la porción de Guatemala.
2) Subestación Los Brillantes ampliada para recibir la interconexión y en operación.	Al finalizar el año 2005, la subestación Los Brillantes se encuentra en servicio y permite el intercambio y transformación de energía entre los sistemas de Guatemala y México.		
3) Las obras para la construcción de la línea y la adecuación de la subestación han sido supervisadas.	Al finalizar el año 2005, la ejecución del proyecto ha sido concluida, dentro de presupuestos y cronograma.		

**GUATEMALA**  
**INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE GUATEMALA Y MÉXICO**  
**(GU-0171)**

**PLAN DE LICITACIONES Y ADQUISICIONES**

	<b>MONTO US\$ Miles</b>	<b>BID %</b>	<b>LOCAL %</b>	<b>Método</b>	<b>Precali- ficación</b>	<b>Fecha de Publicación del AEA</b>
<b>Construcción de Obras</b>						
Diseño, construcción, montaje, pruebas y puesta en operación de la Línea de Transmisión a 400 kV(1)	18.800	88	12	LPI	Si	2003
Diseño, fabricación, suministro de equipo, construcción, montaje, pruebas y puesta en operación de la ampliación de la Subestación Los Brillantes a 400 kV (1)	14.820	89	11	LPI	Si	2003
<b>Adquisición de Bienes</b>						
Equipos de comunicaciones, protecciones y control para la subestación Los Brillantes	250.000	89	11	CD	No	N/A
<b>Consultorías:</b>				LPI		
Interventoría línea de transmisión	908	89	11	LPI	Si	2003
Interventoría Ampliación Subestación Los Brillantes	742	89	11	LPI	Si	2003
Auditoría técnica y de Estados Financieros	120	92	8	LPI	Si	2003
Supervisión Ambiental	220	73	27	LPI	Si	2003

LPI = Licitación Pública Internacional

LPN = Licitación Pública Nacional

CD = Compra Directa

(1) Contratos llave en mano

<b>Límites para la adquisición de bienes y servicios de consultoría (US\$ equivalentes)</b>			
	<b>Obras</b>	<b>Bienes</b>	<b>Consultoría</b>
<b>Licitación Pública Internacional (LPI)</b>	Mayor a \$1.500.000	Igual o Mayor \$250.000	Mayor a \$200.000
<b>Licitación Pública Nacional (LPN)</b>		Menor a \$250.000 y hasta \$50.000	Menor a \$200.000 y hasta \$50.000
<b>Licitación Privada, Concurso de Precios, o Lista Corta</b>		Menor a \$50.000	Menor a \$50.000
Cifras referidas a Dólares Americanos equivalentes a la fecha de cada presupuesto.			