

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO  
NO AUTORIZADO PARA USO PUBLICO

## **NICARAGUA**

### **REFUERZOS NACIONALES DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN CON EL PROYECTO SIEPAC**

**(NI-L1015)**

#### **PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Marcelino Madrigal (RE2/FI2), jefe; Néstor Roa (RE2/FI2); Marcelo Valenzuela (COF/CPN); Javier Jiménez Mosquera (LEG); Pierre Richard Oriol (COF/CNI); Alfonso Buxens (COF/CNI); otros miembros: Yolanda Galaz (RE2/FI2) y Raúl Campos Montero (Consultor).

## INDICE

I.	MARCO DE REFERENCIA .....	1
A.	Entorno socioeconómico .....	1
B.	El Sector eléctrico en Nicaragua y la Integración de América Central .....	2
C.	Estrategia del país en el sector.....	7
D.	Estrategia del Banco en el sector y lecciones aprendidas.....	9
E.	Experiencia del Banco en el país.....	10
F.	Estrategia del Proyecto .....	11
II.	EL PROGRAMA .....	12
A.	Objetivos.....	12
B.	Descripción.....	12
C.	Costo y financiamiento.....	14
III.	EJECUCIÓN DEL PROGRAMA.....	15
A.	Prestatario y organismo ejecutor .....	15
B.	Ejecución y administración del proyecto .....	15
C.	Ejecución y calendario de desembolsos .....	16
D.	Adquisición de bienes y servicios .....	16
E.	Seguimiento del Proyecto.....	17
IV.	VIABILIDAD Y RIESGOS.....	18
A.	Viabilidad institucional .....	18
B.	Viabilidad económica y financiera.....	19
C.	Viabilidad técnica.....	21
D.	Viabilidad socio ambiental .....	22
E.	Beneficios y beneficiarios .....	23
F.	Riesgos .....	24

## ANEXOS

Anexo I - Marco Lógico del Proyecto

## APÉNDICE

Proyecto de Resolución

### Referencias electrónicas

Datos socioeconómicos básicos	<a href="http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=externallinks.countrydata">http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=externallinks.countrydata</a>
Cartera en ejecución	<a href="http://ops.iadb.org/approvals/pdfs/Nlsp.pdf">http://ops.iadb.org/approvals/pdfs/Nlsp.pdf</a>
Plan de adquisiciones	<a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=971762">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=971762</a>
Diagrama esquemático de localización de las obras	<a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=989457">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=989457</a>
Información Disponible en los archivos de RE2/FI2	<a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=980565">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=980565</a>

## SIGLAS Y ABREVIATURAS

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CNE	Comisión Nacional de Energía
CP	Coordinador del Proyecto
CRIE	Comisión de Regulación de la Interconexión Eléctrica
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ENTRESA	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica SA
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red S.A.
FMI	Fondo Monetario Internacional
GON	Gobierno de Nicaragua
GTRT	Grupo de Trabajo de Refuerzos de Transmisión
HIPIC	Países Pobres Altamente Endeudados
ICO	Instituto de Crédito Oficial
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
MARENA	Ministerio de Ambiente y los Recursos Naturales de Nicaragua
MDRI	Programa de Alivio de la Deuda Multilateral
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
MINFIN	Ministerio de Finanzas
PCB's	Polychlorinated Biphenyls
PIB	Producto Interno Bruto
PIE's	Productores Independientes de Energía
PRGF	Programa de Crecimiento Económico y Reducción de la Pobreza
SER	Sistema Eléctrico Regional (Centro América)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional (Nicaragua)
SIEPAC	Sistema de Integración Eléctrica Para los Países de América Central
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto

## NICARAGUA

### Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración con el Proyecto SIEPAC. NI-L1015\*

Términos y Condiciones Financieras					
<b>Prestatario:</b> República de Nicaragua <b>Organismo Ejecutor:</b> Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)				Financiamiento OC <sup>1</sup>	Financiamiento FOE
			Plazo de amortización:	30 años	40 años
<b>Fuente</b>	<b>Monto</b>	<b>%</b>	Período de Gracia	5.5 años	40 años
Financiamiento (CO)	US\$ 6,250,000	42.5%	Período de Desembolso:	4	4
Financiamiento (FOE)	US\$ 6,250,000	42.5%	Tasa de interés:	ajustable	0,25%
Financiamiento Total	US\$ 12,500,000	85.0%	Inspección y Vigilancia	0% <sup>2</sup>	N/A
Local	US\$ 2,187,000	15.0%	Comisión de Crédito	0,25% <sup>3</sup>	N/A
Total	US\$ 14,687,000	100.00%	Moneda:	USD, FU <sup>4</sup>	USD
Esquema del Proyecto					
<b>Objetivo del Proyecto:</b> Asegurar que el sistema de transmisión de Nicaragua esté adaptado para la recepción de la interconexión eléctrica, línea SIEPAC, y en lo particular se pueda comercializar la energía cumpliendo con los criterios de seguridad y confiabilidad operativos establecidos para el Sistema Eléctrico Regional, evitando interrupciones del servicio tanto nacionales como regionales.					
El monto del préstamo indicado en la estrategia actual de país GN-2251-8 es de US\$10 millones. Este monto fue actualizado durante la definición del proyecto a US\$12.5, lo cual se considera en la nueva estrategia a ser puesta a consideración del directorio (§1.20).					
<b>Condiciones contractuales especiales:</b> <u>Condiciones previas para el primer desembolso (§3.5):</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Convenio firmado entre el Prestatario por conducto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y ENATREL para la ejecución de las actividades del Proyecto el cual entre otros elementos incluirá: (i) la forma como se transfieren y repago de los recursos del Proyecto; y (ii) el compromiso de ENATREL de ejecutar las actividades del Proyecto de conformidad con los términos y condiciones del contrato de préstamo y los demás lineamientos operativos; (§3.1 y §3.2).</li> <li>(ii) Designación del Coordinador del Proyecto, así como designación de los enlaces del Proyecto en cada una de las unidades de apoyo de acuerdo con términos de referencia aprobados previamente por el Banco (§3.2 y 3.3)</li> <li>(iii) Presentar el Plan para Seguimiento y Adquisición de la Extensión de Derechos de Vía (§3.5).</li> </ul> <u>Condiciones de ejecución</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>(iv) Previo al inicio de obras de transmisión dentro del componente de Obras de Transmisión se deberá presentar evidencia que se tienen adquiridos en su totalidad la extensión de derechos de vía §3.5.</li> <li>(v) Previo a la instalación de las obras de compensación reactiva del componente de Transformación y Compensación (49 MVAR en 13.8 KV y 249.4 KV), se deberá tener contratada la firma para el acondicionamiento de las fosas de retención de aceites y del confinamiento de PCB's (§3.5 §4.14).</li> <li>(vi) Durante la ejecución ENATREL deberá cumplir las metas e indicadores financieros que indican una dirección positiva a su recuperación. (§4.8)</li> </ul>					
<b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> Ninguna.					
<b>El proyecto es coherente con la Estrategia de País:</b> <div style="float: right; text-align: right;">Si [ x ]      No [   ]</div>					
<b>El proyecto califica como:</b> SEQ[ ]      PTI [ ]      Sector [   ]      Geográfica [   ]      % beneficiarios [   ]					
<b>Adquisiciones:</b> Ver párrafo §3.6					
<b>Fecha Verificación del CESI:</b> 16 Febrero, 2007 y 11 de Mayo, 2007					
<b>Revisión Social y Ambiental:</b> Ver párrafos 4.11-4.15					

<sup>1</sup>La tasa de interés, la comisión de crédito, y la comisión de inspección y vigilancia que se mencionan en este documento para el Financiamiento OC se establecen según lo dispuesto en el documento FN-568-3-Rev. El Directorio Ejecutivo puede modificarlas tomando en consideración los antecedentes existentes a la fecha, así como la respectiva recomendación del Departamento de Finanzas. <sup>2</sup>En ningún caso la comisión de inspección y vigilancia puede superar el 1%, y el cargo en un semestre dado no podrá superar el monto que resultaría de aplicar el 1% al monto del préstamo, dividido por el número de semestres incluido en el plazo original de desembolso. <sup>3</sup>En ningún caso la comisión de crédito podrá superar el 0,75%. <sup>4</sup>Facilidad Unimonetaria.

\* Esta operación es la primera que se somete a la consideración del Directorio Ejecutivo bajo el nuevo marco de financiamiento concesional del Banco (Resolución AG-3-07 del 15 de marzo de 2007). Para estas operaciones se elaboró un nuevo modelo de contrato que se encuentra a la disposición de los Directores Ejecutivos que deseen consultarlo.

## **I. MARCO DE REFERENCIA**

- 1.1 La presente operación tiene como objetivo colaborar con las inversiones de refuerzo de la red de transmisión eléctrica de Nicaragua que permitan su adaptación a la integración con la red y mercado eléctrico centroamericana del Proyecto SIEPAC. Desde las primeras reuniones de diálogo adelantadas con la nueva administración del Gobierno de Nicaragua para acordar el programa de acción del Banco en el país, el Presidente del país manifestó que una de las principales prioridades para el apoyo del Banco es la recuperación del sector eléctrico. Como resultado de este diálogo con las distintas autoridades nacionales y sectoriales, se ha acordado que el programa de apoyo para el período 2007-2008 incluirá tres operaciones de préstamo para el sector eléctrico. Estas operaciones por un monto total de US\$85.4 millones estarán encaminadas a colaborar con el gobierno a realizar las inversiones prioritarias y el fortalecimiento institucional para impulsar las condiciones requeridas en el sector en el mediano plazo y así permitir que en el largo plazo tanto el sector público como el sector privado continúen con el desarrollo del sector que la creciente demanda de energía requiere.
- 1.2 De las tres operaciones acordadas con el gobierno para el sector eléctrico, el proyecto NI-L1015 - Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración con el proyecto SIEPAC representa un proyecto prioritario para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en el país y dar cumplimiento a los compromisos regionales adquiridos por el país en el marco del proceso de integración eléctrica centroamericana. Por sus características y objetivos específicos, así como su avanzado nivel de preparación, es presentado a consideración del Banco, al mismo tiempo que el país y el Banco han empezado a trabajar en el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1021 y NI-L1022) a ser sometidos a aprobación a fines de este año el primero, y en el 2008 el segundo. Estas dos operaciones están siendo estructuradas para apoyar al Gobierno en su estrategia de la normalización del sector, encaminada a la recuperación financiera que incluiría entre otros aspectos: (i) fortalecimiento del reciente creado Ministerio y del órgano regulador; (ii) un programa conjunto para la reducción de pérdidas para usuarios en asentamientos urbanos desprotegidos y otro para grandes usuarios; así como (iii) apoyo para obras de inversión y modernización de mediano plazo en el sector de generación y transmisión.

### **A. Entorno Socioeconómico**

- 1.3 El crecimiento económico de Nicaragua en los últimos años retomó el sendero hacia el crecimiento positivo. En el período 1994-2006, la economía ha mostrado tasas de crecimiento promedio de 4,1%, muy superior al crecimiento observado durante la década de los ochentas, pero no ha recuperado las tasas de crecimiento observadas en la segunda mitad de los años 70. Las finanzas públicas han tenido mejoras considerables y todos los indicadores macroeconómicos han observado mejorías en este período, el déficit de cuenta corriente pasó del 22% al 15% del Producto Interno Bruto (PIB), el PIB per-cápita pasó de US\$684 a US\$889, se redujo la deuda externa de prácticamente el 200% al 69% del PIB y se incrementaron las reservas internacionales de US\$64 millones en el 2002 a US\$226 millones en el 2006.

- 1.4 El crecimiento económico observado en los últimos años fue puesto en riesgo por la crisis Bancaria de los años 2000-2001, derivado de lo cual el Gobierno en diciembre de 2002 comenzó y mantiene con el Fondo Monetario Internacional (FMI) el Programa de Crecimiento Económico y Reducción de la Pobreza (PRGF). En este período, el país ha logrado mantener una razonable estabilidad macroeconómica y un gradual fortalecimiento de las finanzas públicas, a la vez que se hizo beneficiario de un significativo alivio de su deuda externa en el marco de la Iniciativas de Países Pobres Altamente Endeudados (HIPC) y de Alivio de la Deuda Multilateral (MDRI)<sup>1</sup>.
- 1.5 Contrasta con el buen desempeño macroeconómico de la economía nicaragüense el que el Producto Interno Bruto (PIB) per-cápita aumentó a una tasa promedio anual de sólo 1,82%, situándose en US\$910 en el 2006, lo cual es un indicativo de la delicada situación de la pobreza que vive el país y para el mejoramiento de la cual el crecimiento económico ha sido efectivamente una condición necesaria pero no suficiente. Después de las iniciativas de condonación, la deuda externa del País se ubicaría en cerca de 30% del PIB<sup>2</sup>. No obstante, la deuda interna, estimada en 23,3% del PIB, sigue siendo un factor de riesgo importante. Aún con la mejora en la posición macroeconómica se deberá seguir haciendo esfuerzos por consolidar las finanzas públicas para la reducción de la deuda interna. Opciones a considerar en este esfuerzo son: (i) ampliar las bases gravables del sistema tributario, sin elevar las tasas existentes ni crear nuevos impuestos y avanzando en la eficiencia en la recaudación; (ii) mejorar la eficiencia del gasto público, tanto el gasto corriente como el de inversión; y (iii) asegurar neutralidad fiscal en transferencias a municipios en el proceso de descentralización.
- 1.6 El Gobierno actual se concentra en un esfuerzo cuyo fundamento principal es continuar con el crecimiento económico asegurando una reducción de pobreza, para lo cual se deberá continuar garantizando el buen desempeño de las variables macroeconómicas, eliminar los riesgos financieros que presenta la economía, y focalizando y haciendo más eficiente el gasto público en apoyo a la reducción de la pobreza por medio de instrumentos como la expansión de la cobertura y calidad de la educación, el fortalecimiento del sector salud y los servicios básicos como agua potable y electricidad.

## **B. El Sector eléctrico en Nicaragua y la Empresa de Transmisión**

- 1.7 **El sector eléctrico de Nicaragua combina la participación pública y privada en un arreglo de mercado que enfrenta importantes retos.** Hasta 1992 cuando se introdujo con la Ley 271 la posibilidad de contratar productores independientes de energía (PIE's), el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) era el encargado de la política, la planeación y la operación de todos los segmentos en la cadena del sector

---

<sup>1</sup> Más detalles sobre la situación económica y social de Nicaragua se pueden consultar en el documento: "Documento de Diálogo de Política", Banco Interamericano de Desarrollo, Diciembre del 2006.

<sup>2</sup> El País se beneficia de las iniciativas de alivio de deuda HIPC y MDRI, que tienen programado un perdón de deuda por US\$6.328 millones y US\$827 millones, respectivamente (valores nominales). Considerando su aplicación total, el saldo de deuda pública externa pasó de 170% a 48% del PIB entre 2002 y 2006. A estos alivios, se suma la condonación BID (US\$984 millones), después de la cual la deuda se ubicaría alrededor de 30% del PIB.

eléctrico. Estas primeras reformas impulsadas por los desarrollos tecnológicos y la delicada situación financiera de las empresas públicas fueron, al igual que en otros países, seguidas por reformas para la separación de las diferentes funciones en un entorno de competencia. Derivado de la promulgación de la Ley 272 de Abril de 1998, Ley de la Industria Eléctrica, se establece al INE como el encargado de la regulación del sector, y a la Comisión Nacional de Energía (CNE) como el formulador de políticas. Adicionalmente, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEL) fue estructurada en dos empresas de generación termoeléctrica (GECSA y GEOSA), una de geotermia (GEMOSA) y una hidroeléctrica (HIDROGESA), dos empresas de distribución (DISNORTE y DISSUR), una de transmisión (ENTRESA) y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como el ente encargado de la operación del sistema y del mercado de generación donde concurrirían las empresas de generación. Esta estructura institucional representaba un modelo y marco regulatorio que en aquel entonces se consideraba como un estándar para la reforma a la industria eléctrica.

- 1.8 **Aún cuando el modelo introducido con la Ley 272 contenía los elementos adecuados, su implementación y gestión han sido un reto importante.** En el segmento de la distribución no se logró atraer suficiente interés de los operadores privados, con lo cual las dos principales concesiones fueron otorgadas al mismo inversionista; en el segmento de generación se tuvo un éxito parcial, ya que se logró atraer inversionistas sólo para GEMOSA y GEOSA, y subsecuentemente se decidió interrumpir el proceso de transferencia de las otras empresas del segmento de generación. El mercado eléctrico inicia operaciones en el año 2000 con una estructura en los segmentos de generación y distribución muy diferente a la planeada. Desde el inicio de la operación del mercado y hasta el 2004 se estableció un período de transición tarifaria al final del cual deberían entrar en vigor los precios de mercado y las tarifas de transmisión a nivel de recuperación de todos los costos. Este período de transición fue extendido con las consecuencias negativas, sobre todo para la empresa de transmisión. En el segmento de distribución, las pérdidas que ya eran altas, 34.2%, cuando operaba el sector público, no han sido mejoradas suficientemente por la empresa privada; en el 2006 las pérdidas son 26.6%, lo que representa un nivel muy alto, traduciéndose en un problema financiero en la cadena del sector eléctrico.
- 1.9 **Los continuos problemas en el sector Nicaragüense ocasionan un desarrollo limitado de la infraestructura necesaria para atender la demanda de energía eléctrica.** La escalada de los precios de petróleo en los años 2005 y 2006 tuvieron el impacto correspondiente en los precios al usuario final, pero su efecto fue más importante en la institucionalidad y marco regulador del sector, quienes tuvieron dificultades sin precedentes para la realización de sus funciones. Se emite el 18 de Noviembre la Ley 554 de Estabilización Energética del 18 noviembre del 2005, con lo cual se interviene en la formación de los precios del mercado spot, se continúa atrasando la aplicación de los nuevos pliegos tarifarios en transmisión y como consecuencia se inicia un período en el cual el gobierno tiene que aplicar subsidios directos e indirectos (por medio de las empresas públicas de generación) al sector. El limitado desarrollo de nueva inversión en el segmento de generación, tanto público como privado, la cual en 1998, año de aprobación a las reformas del sector eléctrico, contaba con una capacidad de generación instalada en el sistema de 473 MW y al



cierre del 2005 ésta es de 757 MW, pero con una disponibilidad efectiva que ha oscilado entre 450 MW y 511 MW entre el último trimestre el año 2006 y los primeros dos meses del año 2007. Lo anterior indica, que el sistema opera con un margen de reserva operativo de prácticamente 0% ya que la demanda máxima en ese mismo período fue de 500 MW. Tanto el déficit financiero como el resultante desarrollo limitado de la generación y transmisión, ocasionaron racionamiento de energía sobre todo en la segunda mitad del 2006. En este período de déficit, Nicaragua experimentó las ventajas de la integración al haber podido acceder energía de importación desde el mercado regional, lo que permitió mitigar la magnitud de los racionamientos<sup>3</sup>; durante el año 2005 el total de importaciones fue de 25 GWh y en el 2006 de 53 GWh.

- 1.10 **Las inversiones en transmisión son responsabilidad del estado y han estado limitadas, afectando la confiabilidad del servicio.** La actividad de transmisión en toda la región está en manos del sector público<sup>4</sup>, derivado de las reformas ya citadas de 1998 el segmento de transmisión del ENEL se transformó a la empresa pública ENTRESA. Esta empresa fue inicialmente creada como una Sociedad Anónima de carácter Público; sin embargo, debido a dificultades relacionadas con el régimen impositivo en el traspaso de los bienes de transmisión de la vieja empresa integrada, a la nueva empresa de transmisión, en el año 2004 se inició un proceso para transformarla en una empresa Pública descentralizada del Estado, proceso que concluyó el 5 de Enero del 2007 con la entrada en vigor de la Ley 583 que crea a la nueva Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).
- 1.11 Las inversiones por parte de la empresa pública de transmisión han sido especialmente limitadas para las necesidades del sector, en el período 2001 a 2005 la empresa ENATREL realizó inversiones por US\$71 millones. En la actualidad la red eléctrica nacional contiene 334 KM de líneas en 230KV, 922 Km en 138 KV y 662 KM en 69 KV; la capacidad de transformación perteneciente a la red de transmisión es de 1,779 MVA, lo que representa la red eléctrica más pequeña de Centroamérica. La regulación aplicable a la transmisión se desprende del Art. 118 de la Ley 272 de la Industria Eléctrica y su normativa, en las cuales se establece que el peaje por el uso de las redes debe ser aprobado por el INE en base a propuesta de ENATREL, y deberá ser tal que se recuperan los costos de la inversión en base a valor nuevo de reposición y considerando los costos de operación y mantenimiento de un modelo eficiente, utilizando tasas de descuento de acuerdo a inversiones de riesgo similares. Dentro de la estrategia del Gobierno para la transición a la entrada en funcionamiento del mercado eléctrico en el año 2000, el INE emitió resolución en la cual para el primer pliego tarifario 2000-2004 se hundirían los costos de inversión para objetivos tarifarios de la transmisión, es decir se reconocería para este primer período sólo los costos de operación y mantenimiento, con lo cual la tarifa promedio<sup>5</sup> de transmisión para estos años ha sido 4.1 US\$/MWh. Derivado de la problemática general en el sector de

---

<sup>3</sup> Los racionamientos programados consistieron en desconexión de aproximadamente 1 a 2% de la demanda por períodos de 2 a 5 horas.

<sup>4</sup> INDE de Guatemala, CEL de El Salvador, ENEL de Honduras, ICE de Costa Rica, ETESA de Panamá y ENATREL de Nicaragua.

<sup>5</sup> Los costos de operación y mantenimiento incluyen también la operación del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). La tarifa para los años 2000 a 2004 fue, respectivamente: 4.0, 4.0, 4.3, 4.3 y 4.3 US\$/KWh.

generación y distribución, ¶1.8-1.9, el nuevo pliego tarifario 2005-2009, no entró en vigencia, con lo cual a la fecha la tarifa promedio de ENATREL continúa en 4.3 US\$/MWh. Las inversiones realizadas en el período 2001-2005 representa 33% menos que las inversiones, US\$107 millones, identificadas para el mismo período en el plan de expansión 2001-2010, lo anterior a pesar de que el crecimiento de la demanda en el sector sí se dio de acuerdo a lo planeado; 4.5% promedio anual durante el período 2000-2005. Lo anterior ha redundado en un detrimento de la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, llegando a ocasionar tanto interrupciones totales en el servicio en Nicaragua como afectación a la capacidad de comercio regional de electricidad.

### **C. Integración Eléctrica de Centroamérica y Refuerzos Nacionales para SIEPAC**

- 1.12 **Al tiempo que se introducían las reformas en el sector eléctrico Nicaragüense se inició el proceso de integración del mercado eléctrico en Centroamérica con el Proyecto SIEPAC.** Reconociendo la integración de los mercados de electricidad de la región como una de las mejores formas de impulsar un mercado con escalas suficientes que permitiera el desarrollo sostenido del sector eléctrico de la región, se firma en 1996 el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central sentando la base legal superior para el establecimiento de un mercado que interconecte, tanto física como comercialmente los sectores eléctricos de los seis países de América Central. El Banco aprobó los préstamos tanto para la construcción de la infraestructura principal de transmisión para el mercado, conocida como la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), así como los préstamos para la creación de las instituciones y reglamentación respectiva tanto para la operación como la regulación del mercado, dando lugar al Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de la Interconexión Eléctrica (CRIE), respectivamente. La línea de transmisión con una extensión de 1830 Km en 230 Kv es la infraestructura medular para el comercio físico de la electricidad. En 1997 el Banco aprobó US\$240 millones en préstamos para las empresas de transmisión nacionales de los seis países de la región<sup>6</sup>. En el año 2006 se inició la construcción de estas obras que están bajo la ejecución de la Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR); la empresa es una Asociación Público Privada de índole regional ya que cuenta en la actualidad con dos inversionistas privados, Endesa de España e Interconexión Eléctrica S.A. de Colombia. La interconexión tendrá una capacidad de transferir más de 300 MW de potencia entre países, lo cual representa, en algunos casos hasta el 40% de la demanda nacional.
- 1.13 **Se espera que el mercado regional sea el impulsor de las inversiones que requiere el crecimiento de la demanda en la región y colabore con la competitividad y sostenibilidad de los sectores eléctricos nacionales.** La capacidad de generación en Centroamérica al cierre del año 2005 fue de 9,063 MW, de los cuales 3,878 MW son generación hidroeléctrica, 427 MW geotérmica, 68.6 MW Eólica y el resto (51%) representan fuentes convencionales en base a combustibles fósiles o cogeneración por

---

<sup>6</sup> INDE de Guatemala, CEL de El Salvador, ENEL de Honduras, ICE de Costa Rica, ETESA de Panamá y ENATREL de Nicaragua.

medio principalmente del bagazo de caña de azúcar. Las ventas totales de electricidad en la región fueron 28,424 GWh, de los cuales el 58% fue suministrado por las fuentes de energía renovables del primer grupo arriba mencionado<sup>7</sup>. El sistema de transmisión regional, que se encuentra interconectado en la actualidad con una capacidad aproximada entre países de 40MW, cuenta con más de 9,000 KM de líneas en alta tensión entre 230 y 69 KV y una capacidad de transformación en este sistema de transmisión de más de 13,000 MVA. Gracias a la plataforma transitoria creada por el MER del proyecto SIEPAC, las importaciones y exportaciones de electricidad han sido una importante fuente de suministro tanto para el sector público como el sector privado; estas transacciones comenzaron en el 2002 con 200 GWh, llegando a alcanzar hasta 1,000 GWh en el año 2004 y comenzando a declinar en el año 2005 a 530 GWh y en el año 2006 a 196 GWh, principalmente por el incremento de las demandas nacionales y la falta de nuevos desarrollos en generación y las limitaciones técnicas, operativas y de seguridad en la transmisión, principalmente en red de Nicaragua y de Costa Rica. El sector eléctrico de la región es muy dinámico y cuenta con una gran participación del sector privado, sobre todo en Guatemala, El Salvador y Panamá; del total de la capacidad de generación instalada en la región aproximadamente el 58% es propiedad del sector privado y el resto principalmente la gran producción hidroeléctrica está concentrada en el sector Público de Costa Rica y Guatemala. En su conjunto el sector eléctrico ha observado un crecimiento promedio de la demanda de 4.5% desde el año 2000 y se espera continúe a ritmos por lo menos similares, con lo cual la capacidad instalada de la región deberá duplicarse en los próximos quince años. Los ejercicios más recientes de planeación indicativa regional<sup>8</sup> muestran que, dependiendo del comercio regional de electricidad y el éxito en el desarrollo de grandes proyectos regionales de generación posibilitados por la futura interconexión SIEPAC, al año 2019 se deberán instalar entre 6,700 y 7,900 MW de nueva capacidad de generación en la región. Nicaragua es el eslabón en la transmisión que permite en la actualidad un incipiente comercio privado de electricidad, donde productores en Guatemala exportan energía hasta Costa Rica y Panamá, pasando por la red eléctrica de Nicaragua, y viceversa. En este mismo patrón es el que se espera en las grandes inversiones a ser facilitadas por el proyecto de integración; los grandes consumos en el triángulo formado por Guatemala, El Salvador y Honduras podrán ser alimentados desde grandes proyectos en Costa Rica, Panamá o Nicaragua y viceversa.

- 1.14 **ENATREL como empresa nacional de transmisión continúa con todas las responsabilidades contraídas por el estado dentro del proyecto para la integración regional SIEPAC.** Desde el diseño de la interconexión de los sistemas eléctricos de América Central, se determinaron las inversiones que cada empresa nacional de transmisión debe hacer antes que entre en operación la línea SIEPAC, para asegurar la operación confiable de la red integrada de transmisión. Estas son inversiones que permiten al sistema mantenerse con la capacidad de realizar transacciones y se prevengan las interrupciones en servicio que en ocasiones pueden ocasionar el colapso (apagones) de uno o varios de los sistemas nacionales

---

<sup>7</sup> Para un amplio y actualizado compendio de estadísticas del sector eléctrico de América Central ver “Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico, CEPAL”. <http://www.eclac.cl/mexico/>

<sup>8</sup> “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación”. Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del CEAC, Abril 2005.

Centroamericanos. A estas inversiones nacionales, identificadas de manera colegiada por el Grupo de Trabajo de Refuerzos de Transmisión (GTRT) del Consejo de Electrificación de América Central, se les denomina Refuerzos Nacionales de Transmisión<sup>9</sup>. El financiamiento de refuerzos para ENATREL de Nicaragua es el objetivo de la presente propuesta de préstamo.

#### **D. Estrategia del país en el sector**

- 1.15 **Se conceptualiza una estrategia para dar sostenibilidad al modelo interno del sector electricidad.** El gobierno de Nicaragua se encuentra estableciendo una estrategia para dar sostenibilidad al modelo del sector electricidad, para la cual ha solicitado el apoyo del Banco. Esta estrategia deberá hacer frente a los problemas internos del sector derivados de la transición del modelo descrito en la sección anterior, los cuales condujeron al sector a una disrupción de su circuito financiero que se puede explicar por: (i) problemas en la recaudación por un alto índice de robo a nivel comercial; (ii) problemas de pérdidas técnicas a nivel de distribución; (iii) un sistema de transmisión débil con problemas para enfrentar su programa de inversión; (iv) un mercado de generación con reglas susceptibles de mejoras; (v) un parque de generación altamente térmico con escala de mercado que no permite mejores eficiencias; y (vi) una regulación e institucionalidad en proceso continuo de consolidación. El déficit financiero ocasionó faltantes de energía llevando a interrupciones en el servicio equivalentes a 1.74% (73.3 GWh) de la energía neta suministrada durante el año 2005. Es durante estos períodos cuando la habilidad de importación por medio del mercado regional fue fundamental para reducir el nivel de energía no servida.
- 1.16 Los elementos que el gobierno actual está considerando en la estrategia para normalizar y viabilizar las operaciones internas del sector comprenden, en el corto plazo: (i) el apoyo a las empresas de distribución en la penalización del robo; (ii) el apoyo en programas de regulación de usuarios en colonias con condiciones sociales más apremiantes; (iii) un diálogo amplio con la institución de regulación para definir un plan para la regularización de los ajustes tarifarios, y un manejo predecible de la regulación del sector; y (iv) en el campo de generación se han tomado acciones en el corto plazo y se construyen planes de mediano plazo para asegurar el suministro en conjunto con sector público y privado, y con cooperación bilateral directa de otros gobiernos. En el mediano y largo plazo, se busca adicionalmente: (i) impulsar la sostenibilidad de las empresas públicas y sus inversiones prioritarias; (ii) atraer fuentes eficientes de generación dentro de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos; (iii) impulsar la cultura de la eficiencia energética; y (iv) acceder a las oportunidades que accede el mercado eléctrico regional tanto para el desarrollo de sus proyectos como para contar con otras fuentes de suministro eficientes y que incrementen la competitividad de su sector. El Gobierno se encuentra en un proceso de reforzamiento de la institucionalidad de política y regulación del sector energía, y en especial el sub-sector eléctrico. Se creó por medio de la Ley 290 del mes de Enero del presente año el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que será conformado a partir de la existente

---

<sup>9</sup> El resumen ejecutivo de estos estudios forma parte de los anexos electrónicos de este documento.

Comisión Nacional de Energía (CNE), y quien se encargará de todos los aspectos de definición de política tanto en el sector eléctrico como en el sector hidrocarburos. Las actividades de regulación del INE se especializarán a la fijación tarifaria para ambos sectores y los aspectos relacionados con el otorgamiento y seguimiento de concesiones corresponderá al reciente creado Ministerio.

- 1.17 A la fecha se han realizado ya importantes acciones dentro de este plan por parte del Gobierno. En el mes de marzo se aprobaron modificaciones al Art. 237 del Código Penal, donde se tipifica al robo de energía como delito, con lo cual se apoya a las distribuidoras en la reducción de pérdidas sobre todo en grandes consumos. De la misma manera las tarifas finales de electricidad han continuado su recuperación, los costos de energía trasladados a tarifas finales recuperan ya los costos reales; la brecha entre precios reales de energía y precios trasladados al consumidor, que era del 17% en octubre del 2005 ya había desaparecido en octubre del 2006, y con los desvíos a favor acumulados en el traspaso de precios a tarifas en junio del presente estaría saldando el desfase acumulado. En el mismo mes de marzo y con motivo de la reunión tripartita del Gobierno con la comunidad donante (BID, BM y FMI), y de especial interés en las negociaciones del nuevo programa con el FMI, el Gobierno de Nicaragua, a través del INE, expresó su compromiso de sostener el traspaso de los costos de energía a tarifas finales<sup>10</sup> por medio de la introducción de una fórmula automática de ajuste y de iniciar una paulatina recuperación de las tarifas de la empresa de transmisión. Del precio promedio final de la electricidad en el año 2005, 12.65 US¢/kWh, el 65% son costos de la energía, el 32 % los costos de distribución y sólo el 3% de costos de transmisión.
- 1.18 Dentro de la estrategia del gobierno se encuentra una visión regional para el sector eléctrico ¶1.16, utilizando las interconexiones actuales, así como continuando en el esfuerzo regional de integración. En la actualidad, el sistema de transmisión de Nicaragua está interconectado en la actualidad con los sistemas de Honduras y Costa Rica por medio de 2 líneas de transmisión de 230 kV que ingresan al sistema en la subestaciones León y Nicaragua, respectivamente; esta interconexión ha permitido la importación de energía cuando la demanda nacional lo requiere y además ha sido fundamental para el trasiego de energía que países como Costa Rica importan desde Guatemala, la interconexión actual está limitada dependiendo de las condiciones del sistema a una capacidad de 30MW. Las inversiones en el sector eléctrico, incluyendo su segmento de transmisión, deben ser realizadas con la anticipación requerida para el crecimiento del sistema tanto nacional como regional. Los últimos planes indicativos de la expansión de la generación 2006-2014 emitido por CNE indican la necesidad del desarrollo de proyectos hidroeléctricos medianos y geotérmicos que oscilan entre los 350 y 400 MW que se encuentran distribuidos a lo largo del territorio nacional. El plan de transmisión asociado a estas necesidades de largo plazo asciende a más de US\$103 millones de dólares en obras que incluyen transmisión, transformación y compensación. Con la entrada del proyecto SIEPAC que escalará el nivel actual de

---

<sup>10</sup> Los precios promedio de venta final para diferentes clases de usuarios en los años 2005/2006 fueron los siguientes (precios reales / precios traspasados) en US¢/kWh: Residencial: 12.02/12.06; Comercial: 14.45/14.79; Industrial 11.19/11.52; Alumbrado 14.79/15.26; Bombeo 9.8/9.9.

interconexión hasta 300MW, se espera que hasta el 65% de la nueva instalación de capacidad de generación provenga de recursos hidroeléctricos y geotérmico que tendrán que ser trasgados por la interconexión regional y las redes nacionales, con lo cual el gobierno, en paralelo a la estrategia para el sector interno, considera importante en la estrategia afirmar su compromiso con la integración regional y realizar las inversiones en refuerzos nacionales de ENATREL, que son necesarias para el proyecto de transmisión regional que se encuentra actualmente en proceso de construcción.

## **E. Estrategia del Banco en el sector y lecciones aprendidas**

- 1.19 El proyecto es consistente con las estrategias del Banco para la región, el sector y el país. En este marco el proyecto apoya al eje de integración regional y en especial del sector energía descrito en los documentos de Programación Regional para Centroamérica (GN-2126-2), al impulsar los procesos de integración en el sector hidrocarburos y electricidad que permitan el desarrollo más eficiente de la infraestructura regional y en particular el proyecto SIEPAC. Adicionalmente, en la actualización de la estrategia para el país GN-2251-8 se destaca como principal eje de acción el apoyo al crecimiento económico. El proyecto contribuye al logro de los objetivos de las políticas sectoriales OP-708, OP-733 y OP-733-1 por las siguientes razones principales: (i) el proyecto contribuirá a la sostenibilidad financiera del sector; (ii) mejora la eficiencia en la operación del sistema eléctrico nacional; y (iii) impulsará la competitividad y eficiencia el mercado eléctrico nacional al aumentar las posibilidades de suministro. Nicaragua reformó el sector eléctrico adoptando una estructura y marco regulatorio conforme a lo estipulado en las condiciones básicas de la Política de Servicios Públicos del Banco (OP-708), incluyendo la separación de roles de formulación de políticas, regulación y operación, la adopción de una estructura de mercado que incentiva la eficiencia, la adopción de un marco legal y regulaciones adecuadas. El éxito de las reformas no es concluyente, ya que el proceso de transición que se buscaba nunca culminó, los incrementos de los precios de petróleo pusieron cada vez más estrés a la institucionalidad del sector, y en la capacidad de la empresa de distribución para recuperar el nivel de pérdidas, con lo cual, en el transcurso del año 2006 se agravó de manera considerable la situación financiera del sector en relación directa a estas pérdidas de distribución.
- 1.20 En la estrategia sectorial del Banco y derivado del diálogo y programación de actividades con el nuevo Gobierno ¶1.2; se renovó el interés de un amplio programa en apoyo al sector eléctrico derivado de la problemática descrita en este documento. Para lo anterior, del programa en la última estrategia para el País, documento GN-2251-8, que contenía sólo la presente operación, ha sido expandido con el nuevo gobierno incluyendo en el programa operativo 2008-2009 dos nuevas operaciones para el sector eléctrico. Estas operaciones adicionales, por un monto de US\$72.9 millones, están enmarcadas dentro del pilar estratégico crecimiento económico de la nueva estrategia de País que será puesta a consideración del Directorio.
- 1.21 La operación de refuerzos nacionales a la red de transmisión de ENATREL se origina por las necesidades en el proceso de integración regional con el proyecto SIEPAC, de

obras que deberán estar culminadas en el primer semestre del año 2009 para asegurar la operatividad del sector eléctrico integrado. Adicional a esta operación, y con el objetivo de apoyar al Gobierno en la estrategia para viabilizar y normalizar las operaciones del sector eléctrico interno, el Banco se encuentra en el proceso de preparación de las dos operaciones acordadas en la programación 2007-2008 con el Gobierno en el sector energía para estructurar un apoyo a su estrategia para la normalización del sector ¶1.15, encaminada a la recuperación financiera del sector que incluiría entre otros aspectos: (i) fortalecimiento al reciente creado ministerio y fortalecimiento al órgano regulador; (ii) programa conjunto para la reducción de pérdidas para usuarios en asentamientos urbanos desprotegidos y otro para grandes usuarios; así como (iii) apoyo para obras de inversión y modernización de mediano plazo en el sector de generación y transmisión. Se busca con esta estrategia localizar recursos públicos puntuales en los elementos del sector que colaboren con el restablecimiento de condiciones financieras sanas y posterior crecimiento del sector.

## **F. Experiencia del Banco en el país**

- 1.22 La operación pública más reciente de inversión en el sector eléctrico de Nicaragua es el préstamo híbrido 1017/SF-NI por US\$46.0 millones, aprobado en 1998 antes de las reformas a la Ley de Electricidad, cuyo ejecutor era ENEL, e incluía el financiamiento para obras de transmisión, transformación, distribución y modernización del centro de control y aspectos de telecomunicaciones. El préstamo pasó a ser ejecutado para la empresa subsidiaria de transmisión que resultó del proceso de reformas, ahora ENATREL. Este préstamo cuenta con un saldo de US\$2.9 millones, los cuales serán totalmente desembolsados en el segundo semestre de este año. La ejecución del programa ha sido satisfactoria, con retrasos en algunos de sus proyectos de transmisión originados en la adquisición de servidumbres y por la transición de los préstamos en el período de reforma del sector.
- 1.23 Adicionalmente, en 1997 se apoyó con dos préstamos por US\$40 millones a ENEL (ENATREL) correspondiente al aporte de Nicaragua para la construcción de la línea de transmisión SIEPAC que están siendo ejecutados por la EPR. Los recursos se encuentran comprometidos en su totalidad, con los contratos de construcción de la línea firmados, y se espera que su proceso de desembolso culmine prácticamente con la terminación de la línea de transmisión en el primer semestre del año 2009, que es el tiempo en el cual todos los países de Centroamérica se comprometieron a tener instalados los refuerzos de transmisión en sus redes nacionales.
- 1.24 En el ámbito del sector privado, en diciembre de 1999, el Banco otorgó financiamiento por US\$10,75 millones, conjuntamente con préstamos B en total de US\$14 millones (para un total de US\$24,75 millones) a la planta de generación eléctrica Tipitapa. El proyecto comprende la construcción, propiedad y operación de una planta de generación de 50,9 MW localizada 20 km al este de Managua. El Proyecto comenzó a operar comercialmente en Marzo de 1999 y forma parte importante del suministro de generación en el país, a través de un contrato PPA con las distribuidoras de Unión Fenosa. Los problemas financieros del sector que se propagaron al segmento de generación afectaron de manera temporal el proyecto, sin embargo, éste se encuentra a

tiempo y forma con las obligaciones de pago; el préstamo B fue totalmente prepago el 15 de febrero de 2007.

- 1.25 Por otra parte, el Banco ha venido apoyando al MEM en una serie de cooperaciones técnicas que incluyen entre otras: una cooperación para el desarrollo de la generación eólica en sistemas aislados por US\$300 mil, y una cooperación técnica para el desarrollo de la eficiencia energética por US\$700 mil. Dentro del Programa de Integración Energética Mesoamericana y de la Matriz de Acciones para el Desarrollo e Integración Energética de Centroamérica se cuenta con apoyo de cooperación técnica por más de US\$2 millones para el Apoyo al Grupo Regional de Biocombustibles, al Grupo de Trabajo para la Introducción del Gas Natural y el Grupo de Trabajo de Hidrocarburos.
- 1.26 **Lecciones aprendidas.** Las intervenciones del Banco en el ámbito de la transmisión con la República de Nicaragua y la región generan otras importantes lecciones aprendidas, dentro de las cuales se pueden destacar: (i) el incremento en las dificultades para la adquisición de derechos de vía está presente en toda la región, aún cuando Nicaragua tiene un record más exitoso que otros países de la región; en esta operación se asegurará contar con un plan y mecanismo de seguimiento para su cumplimiento, con estrategia y metas parciales y finales bien definidas; (ii) las empresas de transmisión resultantes de los procesos de reforma en varios de los países de la región se concentran en sus funciones específicas y la separación de funciones ha traído mejoras en su gestión focalizada; sin embargo, los aspectos de sostenibilidad financiera siguen requiriendo atención, sobre todo en empresas de transmisión inmersas en sectores eléctricos que enfrentan algún tipo de problema financiero estructural más amplio, por lo tanto en esta operación se han definido metas y mecanismos de seguimiento al mejoramiento de las condiciones financieras de ENATREL; y (iii) la cooperación que se ha dado entre las empresas de transmisión nacionales de la región es conveniente de ser resaltada como experiencia positiva, existe un amplio nivel de colaboración desde aspectos técnicos y operativos, hasta cooperación en inversiones regionales, como es el caso de la empresa regional de transmisión EPR. El diseño técnico del presente proyecto es un resultado de esta cooperación regional, las empresas nacionales recibieron transferencia importante de conocimientos que incrementó a la vez sus capacidades técnicas.

## **G. Estrategia del Proyecto**

- 1.27 La presente operación financiará los refuerzos a la red nacional de transmisión que son necesarios para mantener la operación de la red eléctrica de Nicaragua ante eventos comunes, y al mismo tiempo adaptará su red a la interconexión eléctrica con los países de América Central a través del proyecto SIEPAC; permitiendo así una operación integrada y segura dentro de los estándares regionales. En específico, estas inversiones permiten que para contingencias en la red de transmisión nacional se pueda por un lado, mantener el sistema Nicaragüense operando, y evitar que las fallas se propaguen al sistema Centroamericano, manteniendo por tanto la capacidad de importación y exportación de energía en el sistema regional, aún ante la ocurrencia de las contingencias comunes en el sistema. Dentro de estas contingencias comunes se



encuentran, la salida de la línea de transmisión entre las subestaciones Planta Nicaragua a Los Brasiles, y la salida del transformador en la Subestación Masaya.

- 1.28 El proyecto se está desarrollando en el contexto de un esfuerzo de integración eléctrica regional en que están involucrados los seis países de América Central. La definición de las obras en cada país son resultado de un análisis integrado coordinado por el Grupo de Refuerzos Nacionales establecido para tal efecto. En los estudios se tiene como estrategia fundamental determinar las obras que permitirían importar y exportar hasta 300MW entre pares de países vecinos ante las contingencias más previsibles en el sistema, descritas en ¶1.27, y manteniendo las condiciones de seguridad del sistema. Los estudios concluyeron con la definición de las obras requeridas en cada país, el Grupo de Trabajo estableció un calendario de trabajo para dar seguimiento al desarrollo de las obras de cada país que deberán ser concluidas en el primer semestre del año 2009.
- 1.29 El proyecto está enmarcado en la estrategia nacional y regional para dar cumplimiento a los acuerdos descritos y específicamente en las obras necesarias para la red de transmisión de Nicaragua. Estas obras, convencionales dentro de la industria de transmisión de electricidad, consisten en una línea de transmisión, adecuación de subestaciones y aumento de la capacidad de transformación y aumento de la capacidad de reserva reactiva en el sistema; obras que son necesarias para mantener la seguridad del sistema tanto nacional como regional, ante contingencias en la red de transmisión.

## **II. EL PROGRAMA**

### **A. Objetivos**

- 2.1 El objetivo del proyecto es asegurar que el sistema de transmisión de Nicaragua esté adaptado para la recepción de la interconexión eléctrica, línea SIEPAC, y en lo particular se pueda comercializar la energía cumpliendo con los criterios de seguridad y confiabilidad operativos establecidos para el Sistema Eléctrico Regional (SER). De manera específica el proyecto apoyará las inversiones necesarias para asegurar la transferencia de energía en hasta 300 MW, tanto en el sentido exportación como importación por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con lo anterior se asegurará desde el punto de vista operativo que el comercio regional de electricidad se puede llevar a cabo de manera segura y confiable, aún ante las contingencias que suceden en las redes eléctricas, y así evitar la interrupción del servicio, parcial y total, tanto en la red nacional como en el sistema interconectado regional.

### **B. Descripción**

- 2.2 El proyecto tiene tres componentes, a saber: (i) obras de transmisión en 230 KV; (ii) obras de transformación 230/138 KV y equipos de compensación; y (iii) fortalecimiento institucional en seguridad operativa y regulación de la transmisión. En el cuadro de referencias electrónicas de este documento se muestra un diagrama esquemático del trazado de la línea de transmisión y la localización de las inversiones

en transformación. Las inversiones a ser financiadas con el proyecto son relativamente pequeñas en relación al sistema de ENATREL (menos del 2% de la red actual de transmisión y menos del 1% de la capacidad de transformación), pero son de carácter estratégico en el esfuerzo de integración regional; los objetivos y descripción específica de cada uno de los componentes son los siguientes.

- 2.3 **Obras de transmisión en 230 KV (US\$8,584 miles).** De importancia para garantizar la seguridad operativa del SER ante la salida de la línea de transmisión entre las subestaciones Planta Nicaragua a Los Brasiles, que es la contingencia más común del sistema eléctrico Nicaragüense, y que tiene efectos directos en el SEN e impactos futuros en SER una vez entre en operación la línea SIEPAC. Esta contingencia ha ocasionado desde pérdidas de carga hasta el colapso total del sistema, y hasta el momento ha sido tratada mediante acciones de emergencia como la Desconexión Automática de Carga (DAC). Este refuerzo de transmisión consiste de los siguientes segmentos: (i) construcción de una línea nueva, dentro del corredor donde se construirá la línea SIEPAC, de aproximadamente 35.7 Km entre la planta Nicaragua y el punto de derivación denominado Montefresco; (ii) un tramo nuevo de aproximadamente 10.8 Km entre Montefresco y la Torre 33 de la línea entre los Brasiles y subestación Masaya; y (iii) el montado de 34.5 Km de un segundo circuito entre la Torre 33 y hasta la subestación Masaya sobre la línea de transmisión existente; incluye este componente la construcción de las bahías de acceso con arreglo de interruptor y medio en la subestación planta Nicaragua, y la bahía de acceso en subestación Masaya. En este componente, y como parte de la contrapartida local (US\$1,281 miles) de ENATREL, se financiará estudios topográficos, el diseño básico de la ingeniería, la adquisición de la extensión de servidumbre en el primer tramo y la compra en el segundo, así como la supervisión de la obra.
- 2.4 **Obras de transformación en 230/138 KV y equipos de compensación en voltajes menores (US\$1,924 miles).** Estas obras son necesarias para evitar que con transferencias en el futuro mercado eléctrico regional y para contingencias en Nicaragua se impacte desde el punto de vista operativo los sistemas de Costa Rica y Panamá; la contingencia de transformador en la subestación Masaya desestabiliza estos sistemas, lo cual es resuelto con la instalación de este nuevo transformador de 75 MVA, 230/138 KV en la subestación Masaya. Estas obras contienen además las adaptaciones correspondientes en la subestación Masaya para incorporar la bahía del nuevo transformador (US\$1,291 miles). Adicionalmente se instalarán 49MVAR (US\$633 mil) de compensación reactiva distribuida en diez diferentes subestaciones del sistema: (i) en 13.8KV en las subestaciones Altamira, Batahola, Los Brasiles, Managua y el Periodista; y (ii) en 24.9KV en Acoyapa, San Rafael del Sur, Amerrisque, Bluefields y Corocito. El suministro de estos equipos es requerido para mantener los niveles de reserva de reactivos ante contingencias en el sistema eléctrico nacional y regional, y cuyo objetivo principal es evitar colapsos de voltaje que puedan llevar a la suspensión del servicio. Como parte de la estrategia ambiental, el proyecto estará financiando la construcción de fosas de contención de aceites en las subestaciones donde se instalará la compensación reactiva, además se financiará el confinamiento definitivo de PCB's (US\$300 mil) a que se refiere la estrategia ambiental del proyecto ¶4.15. Como contrapartida local en este componente (US\$396

mil) se financiará la supervisión de suministro y puesta en marcha del transformador, así como de los arreglos en la subestación, la instalación de los compensadores correrá a cargo de ENATREL.

- 2.5 **Fortalecimiento institucional (US\$350 mil).** Con este componente se apoyará en el fortalecimiento de la Dirección de Planeación de ENATREL con herramientas y capacitación en el área de la expansión de la transmisión y de seguridad operativa (US\$250 mil). Al mismo tiempo se apoyará con estudios específicos en precios y tarifas a la Unidad de Normas y Tarifas (US\$100 mil). Este apoyo permitirá colaborar con el crecimiento de las capacidades técnicas de la empresa con miras a colaborar con la definición de planes de expansión a futuro, y con el diálogo con el regulador del sector en el proceso de fijación tarifaria para la actividad de transmisión.

### C. Costo y financiamiento

- 2.6 El Cuadro II-1 presenta las estimaciones del costo total del proyecto y el financiamiento propuesto. El costo total del proyecto es de US\$14.687 millones. El financiamiento del Banco se realizará mediante un préstamo de inversión por US\$12.500 millones, que representa el 85% del total. El financiamiento del Banco será realizado de conformidad con el nuevo marco de financiamiento concesional utilizando una mezcla de recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario y del Fondo para Operaciones Especiales, en la proporción establecida en dicho marco, correspondiente a US\$6.25 millones de Capital Ordinario y US\$6.25 millones de FOE. El aporte local por los US\$2.187 millones restantes está distribuido entre costos de ingeniería a realizar por la empresa, adquisición de derechos de vía y mano de obra local.

<b>Cuadro II-1</b>			
Costo y financiamiento (US\$ miles)			
<b>Categoría</b>	<b>BID</b>	<b>Local</b>	<b>Total</b>
1. Ingeniería y Administración	<b>710</b>	<b>480</b>	<b>1190</b>
1.1 Ingeniería y supervisión de obra		480	
1.2 Auditoria y evaluación	60		
1.3 Apoyo Unidad Ambiental	300		
1.4 Fortalecimiento ENATREL	350		
2. Costos Directos	<b>10,508</b>	<b>1,677</b>	<b>12,185</b>
2.1 Obras de transmisión	8,584	1,281	9,865
2.2 Obras de transformación y equipos de compensación	1,924	396	2,320
3. Imprevistos	<b>1,082</b>	<b>0</b>	<b>1,082</b>
4. Gastos financieros	<b>200</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
4.1 Comisión de Compromiso		30	
4.2 Comisión de Inspección y Vigilancia	0		
4.3 Intereses	200		
Total Proyecto	<b>12,500</b>	<b>2,187</b>	<b>14,687</b>
	85%	15%	100%

### **III. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA**

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

- 3.1 El prestatario será la República de Nicaragua y el organismo ejecutor será ENATREL. Como condición previa al primer desembolso deberá suscribirse un convenio entre el Prestatario por conducto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y ENATREL, en el cual se determine, entre otros aspectos, los siguientes: (i) la forma como se transferirán y repagarán los recursos del préstamo; (ii) el compromiso de ENATREL de ejecutar las actividades del proyecto de conformidad con los términos y condiciones del contrato de préstamo; y (iii) el compromiso de ENATREL de utilizar los recursos del préstamo y de la contrapartida local solamente para los propósitos del proyecto.

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

- 3.2 Para la ejecución del programa se utilizarán las estructuras existentes de planeación, ingeniería, administración, adquisiciones y asuntos legales que posee la empresa; se definirá para objetivos de comunicación con el Banco un Coordinador del Proyecto (CP) dentro de la Dirección de Ingeniería y Proyectos. La responsabilidad superior por el logro del cumplimiento de los objetivos y metas del proyecto será de la Presidencia Ejecutiva. La función principal del Coordinador del Proyecto (CP) será la de llevar a cabo las gestiones internas y con el Banco en relación a este proyecto para el cumplimiento del calendario de ejecución. El CP vigilará e impulsará la ejecución del proyecto utilizando las estructuras de ENATREL. Las especificaciones técnicas serán suministradas por la Dirección de Ingeniería, la Dirección de Planificación y la Unidad Ambiental, a solicitud del coordinador. La Unidad de Adquisiciones de la Gerencia Administrativa y de Finanzas será la responsable de llevar los procesos de adquisición de acuerdo con las políticas del Banco y los insumos técnicos y especificaciones suministradas por las unidades técnicas, a través del CP. La Unidad de Adquisiciones contará con el apoyo de la Asesoría Legal y del coordinador del proyecto en lo que respecta al seguimiento del plan de adquisiciones de la operación; cada una de las unidades definirá el funcionario de contacto que facilitará las actividades al CP en relación con la presente operación. Será condición previa al primer desembolso la designación por parte de ENATREL de los enlaces de apoyo en las respectivas unidades de línea.
- 3.3 Será responsabilidad del Coordinador del Proyecto presentar un informe semestral al Banco, previo visto bueno del Presidente Ejecutivo, el cual deberá incluir al menos la siguiente información: (i) estado de avance general del proyecto y del plan de adquisiciones; (ii) estado de avance del Plan de Acción para la Adquisición de la Extensión de los Derechos de Vía; (iii) reportes de supervisión de obras o de instalación de bienes debidamente aprobados por la Unidad de Ingeniería o la Unidad Ambiental, según sea el caso de la responsabilidad técnica de la obra; (iv) documentar y llevar registro, con la información remitida por el CNDC y apoyado por la Unidad de Planeación, de los indicadores de ejecución y resultados indicados en el marco lógico; y (v) facilitar las actividades, a través de las diferentes unidades de ENATREL,

de los suministradores de obras o servicios. Será condición previa al primer desembolso la designación del Coordinador del Proyecto, de conformidad con términos de referencia aprobados previamente por el Banco. Una vez terminadas las obras, éstas pasarán a ser operadas y mantenidas por los mecanismos que la empresa posee para toda su red de transmisión a través de la Gerencia de Mantenimiento de Líneas y Subestaciones.

### C. Ejecución y calendario de desembolsos

- 3.4 El período de desembolsos del Programa será de cuatro años contados a partir del cumplimiento de condiciones previas para el primer desembolso, ver Cuadro III-1.

**Cuadro III-1**

Programa Tentativo de Dembolsos (US\$ millones)						
	2008	2009	2010	2011	Total	%
Banco	2.224	3.011	4.401	2.864	12.500	85%
Local	1.000	0.780	0.207	0.200	2.187	15%
Total	3.224	3.791	4.608	3.064	14.687	100%
% año	21.95%	25.81%	31.38%	20.86%	100.00%	100%

- 3.5 Será condición para el desembolso de los recursos del componente de Transmisión presentar al Banco el Plan para Seguimiento y Adquisición de la Extensión de los Derechos de Vía y antes de dar inicio a la construcción de las obras de Transmisión del Componente I, el que se presente muestra del cumplimiento de la adquisición de la totalidad de los derechos de vía. Previa a la instalación de las obras de compensación reactiva (49 MVAR en 13.8 KV y 249.4 KV) del Componente de Transformación y Compensación, el que se tenga contratada la firma para el acondicionamiento de las fosas de retención de aceites y de la construcción del confinamiento definitivo a que se refiere la estrategia ambiental y social ¶4.15.

### D. Adquisición de bienes y servicios

- 3.6 La adquisición de obras y bienes y la selección y contratación de consultores para el Programa se registrará por las políticas del Banco contenidas, respectivamente, en los documentos GN-2349-7 y GN-2350-7, y con lo establecido en el Contrato de Préstamo. De una evaluación de la Unidad de Adquisiciones y el récord en los recientes años se ha identificado que ENATREL tiene capacidad para manejar los procesos de adquisiciones de la presente operación. Todos los procesos, tanto de Licitación Pública Internacional y Nacional (LPI y LPN), se harán con revisión ex-ante. Se ha preparado el Plan de Adquisiciones para la totalidad de las adquisiciones del proyecto, que consiste básicamente en cinco licitaciones llave en mano o de suministro de bienes en los componentes principales de inversión, y tres servicios de consultoría internacional en la parte de fortalecimiento institucional. El Plan de Adquisiciones estará disponible en la página Internet del Banco en [www.iadb.org](http://www.iadb.org), y del ejecutor.

## **E. Seguimiento del Proyecto**

- 3.7 **Supervisión del Banco.** La Supervisión del Programa será llevada a cabo por la Representación del Banco en Nicaragua (COF/CNI). Se realizarán los informes semestrales que se solicita en las Normas Generales y reuniones conjuntas de la misma frecuencia entre el Banco y el ejecutor para analizar el avance de la ejecución del Proyecto.
- 3.8 **Reuniones de Evaluación.** A partir del cumplimiento de las condiciones previas al primer desembolso se llevará a cabo una reunión anual de evaluación; en estas reuniones de evolución deberán participar: (i) el Coordinador del Proyecto; (ii) el Director de la Unidad de Planificación; y (iii) el representante asignado para este proyecto de las unidades de Adquisiciones, de Finanzas, del Departamento Legal y de la Unidad Ambiental de ENATREL. Durante estas reuniones se revisará: (i) el estado de avance del proyecto de acuerdo a calendario; (ii) el estado de las adquisiciones del proyecto; (iii) revisión de los indicadores de seguimiento del Plan para Seguimiento y Adquisición de la Extensión de Derechos de Vía; (iv) informe sobre los aspectos del manejo ambiental y social del proyecto; (v) el estado de los indicadores de progreso de ejecución y de resultados esperados en el marco lógico; y (vi) las proyecciones financieras de ENATREL y las metas trazadas durante la ejecución del proyecto. Todos estos elementos deberán estar contenidos en un Informe de Progreso de Proyecto que será preparado por el CP y deberá ser entregado al Banco por lo menos 15 días hábiles antes de llevar a cabo la citada reunión anual de evaluación.
- 3.9 **Auditoría Externa.** La auditoría externa del Programa tendrá el carácter de financiera y operacional, y será efectuada por una firma de auditores independientes aceptable al Banco, de conformidad con los términos de referencia previamente aprobados por el Banco (documentos AF-400 y AF-500), siguiendo sus políticas y procedimientos de contratación. De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 7.03 de las Normas Generales, el Prestatario presentará los estados financieros del Programa y del Organismo Ejecutor cada año, durante el período de ejecución, debidamente auditados por una firma de expertos independientes, aceptable para el Banco. La auditoría financiera y operacional externa del Programa producirá un informe anual a ser presentado al Banco por el Prestatario dentro de los ciento veinte días posteriores al cierre del año civil anterior. Los costos de auditoría serán financiados con recursos del Programa.
- 3.10 **Recopilación de información para el Informe de Terminación de la Operación.** El Coordinador del Proyecto recopilará, almacenará y mantendrá consigo toda la información, indicadores y parámetros necesarios para ayudar al Banco a preparar el Informe de Terminación de Operaciones o cualquier otra evaluación del programa que resultase necesaria.

#### **IV. VIABILIDAD Y RIESGOS**

- 4.1 El Banco ha acumulado importantes conocimientos en el desempeño de los programas de infraestructura eléctrica en el País y la región Centroamericana, en especial en obras de transmisión y transformación; lo que ha logrado identificar las principales fortalezas y riesgos de la operación resumidas en esta sección.

##### **A. Viabilidad institucional**

- 4.2 En la actualidad ENATREL opera y mantiene de manera satisfactoria una red de transmisión que contiene 334 KM de líneas en 230KV, 922 Km en 138 KV y 662 KM en 69 KV; la capacidad de transformación perteneciente a la red de transmisión es de 1,779 MVA. Las inversiones de la empresa en obras similares han sido de aproximadamente US\$14.2 millones de dólares promedio anuales desde el año 2000, esto, aún con las limitaciones para la inversión (mencionadas en ¶1.11) cuando empezó a operar como empresa independiente del resto del sector. La capacidad efectiva demostrada para la expansión de su red y una revisión de las recientes obras realizadas con cooperación bilateral, indican que ENATREL cuenta con la capacidad institucional para el desarrollo de un proyecto de pequeña dimensión como el presente.
- 4.3 ENATREL cuenta con experiencia en ejecución de proyectos del Banco y de otras agencias internacionales. ENATREL a su vez ejecuta con la KFW de Alemania un proyecto para la construcción de una línea de transmisión de 14 Km de Masaya a Granada en 138 KV y una subestación de 40 MVA, el cual tiene un costo total de 3.2 millones de Euros; estas obras fueron contratadas bajo la modalidad llave en mano. Adicionalmente se ejecutan con fondos de Instituto del Crédito Oficial (ICO) del gobierno de España un proyecto por 3.6 millones de Euros para la construcción de la línea de Transmisión Ticuantepe-Anillo de Managua. A lo largo del período 2000 a 2006, ENATREL ha ejecutado proyectos de suministro y montaje en diferentes proyectos de transmisión por más de 90 millones de dólares.
- 4.4 Adicionalmente ENATREL participa como accionista de la Empresa Propietaria de la Red S. A (EPR) que es la dueña de la línea de transmisión SIEPAC que conectará a los seis países centroamericanos. Con lo anterior, ha participado de las actividades de seguimiento del diseño de la línea de transmisión, los aspectos regulatorios relacionados con la tarificación de la transmisión, y colabora con los aspectos operativos de la construcción de la línea de transmisión, en particular con el mantenimiento de los derechos de paso y la futura operación y mantenimiento de la línea de interconexión. La participación en este proyecto regional de manera implícita ha dado importantes capacidades técnicas a la empresa ENATREL, incluyendo el diseño de este proyecto, que redundarán en el incremento de sus capacidades en vista a su participación en un mercado regional muy activo.
- 4.5 Por lo anterior, y considerando la magnitud pequeña de la reciente operación, el utilizar la estructura formal de la empresa para ejecutar el proyecto se considera lo más adecuado ¶3.2. Los proyectos principales de expansión se originan en la Dirección de Planeación, quienes cuentan con herramientas de expansión y soporte de

los grupos regionales de expansión de la transmisión, además tienen una tradición bien estructurada de hacer análisis económicos y financieros de todos sus proyectos de transmisión, esta unidad cuenta con siete profesionales altamente calificados, se tienen algunas necesidades de entrenamiento en la parte de seguridad operativa que están siendo cubiertas por esta operación. La Unidad de Ingeniería y Diseño que cuenta con once profesionales se encargan de realizar diseños básicos y especificación detallada de materiales y equipos para los diferentes proyectos. La unidad de adquisiciones recientemente se vio expandida contando ahora con cinco funcionarios de tiempo completo en las áreas de administración y aspectos legales, la unidad tiene un buen record de procesos de licitación y aunque no han utilizado los nuevos procedimientos de adquisiciones del Banco, durante la preparación de la presente operación la Oficina del Banco en el país impartió cursos de capacitación en el tema que fueron fundamentales para preparar el plan de adquisiciones de la operación. Una vez ejecutadas las obras, su mantenimiento pasa a la Gerencia de Mantenimiento de Líneas y Subestaciones que cuenta con más de cien técnicos y profesionales que se encargan de hacer el trabajo rutinario de operación y mantenimiento de las redes de ENATREL.

## **B. Viabilidad económica y financiera**

- 4.6 El suministro de electricidad a la economía Nicaragüense es de vital importancia, el mantener el fluido de manera constante requiere de inversiones explícitas encaminadas a garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema. Las obras encaminadas a satisfacer estas necesidades tienen siempre grandes retornos económicos derivados principalmente de los beneficios que representa el evitar energía no servida por las interrupciones globales del servicio (apagones), que detienen de manera importante la actividad económica de cualquier país. En el caso del proyecto de refuerzos nacionales se hicieron los análisis económicos respectivos considerando los costos de inversión y operación de las inversiones, y como beneficios los provenientes de: (i) el valor de la energía no servida por interrupciones; (ii) el valor de las penalizaciones evitadas por incumplimiento de los requerimientos de la confiabilidad en el servicio de transmisión. Considerando una tasa de descuento del 12%, una vida útil de veinte años para el proyecto, así como un valor de US\$420 MWh para la energía no servida<sup>11</sup>, la valuación económica arroja una TIR mayor de 40%, con un VPN de US\$67,2 millones con una relación costo beneficio de 2.3. Se realizaron las siguientes sensibilidades: (i) costos de inversión +30%; (ii) valoración de energía no servida a niveles de acuerdo a otras prácticas internacionales US\$800 y 1,100 MWh; y (iii) consideración de un menor número de horas de energía no servida -30%. En el peor de los casos la TIR se reduce a 17.21%, el VNP se reduce a 4,0 millones. Un resumen ejecutivo<sup>12</sup> conteniendo del documento de justificación técnica y evaluación económica preparada por ENATREL forma parte de los anexos de este documento. Es conveniente mencionar que ENATREL realiza evaluaciones económicas y financieras de todos sus proyectos para poder ser presentados a la Comisión de Financiamiento Externo del Ministerio de Finanzas; para lo anterior, utiliza las herramientas de análisis y software

---

<sup>11</sup> Todos estos valores están fijados por la Norma de Operación Comercial, Capítulo 8.4.

<sup>12</sup> Resumen Ejecutivo, "Justificación técnica, evaluación financiera y económica: Refuerzos Nacionales de Nicaragua para el Proyecto SIEPAC", ENTREL, Marzo 2007.



que como parte del fortalecimiento institucional fueron provistas por el préstamo 1017/SF-N1 mencionado en ¶1.22.

- 4.7 La actividad de transmisión es regulada y por lo tanto su viabilidad financiera está definida por el marco aplicable a la actividad de transmisión de ENATREL descrita en ¶1.11. Debido a los retrasos en los ajustes a las tarifas de transmisión, la empresa solamente ha sido capaz de realizar inversiones anuales en un promedio de US\$M14.2, cuando los planes de expansión indican necesidades de inversión de alrededor de US\$M25. Proyecciones financieras indican que para un Caso Base (Escenario 2)<sup>13</sup> la empresa está en capacidad de enfrentar financieramente las obligaciones de la operación de préstamo propuesta, los recursos de contrapartida y al mismo tiempo hacer frente a un plan integral de expansión de la transmisión. Sin embargo, en un caso extremo (Escenario 1<sup>14</sup>), en el cual las tarifas permanecieran a su nivel actual, la empresa estaría sólo en capacidad de hacer frente a todos sus gastos operativos, el saldo de servicio de las deudas a su cargo y las inversiones menores. En el caso óptimo (Escenario 3) que supone que la tarifa plena de transmisión es aprobada, generando superávit de caja que permite a la empresa hacer frente a todo el plan de inversión y el servicio de la deuda. El Cuadro V-1 resume los principales indicadores financieros de los tres escenarios.

<b>CUADRO IV-1</b>								
<b>Indicadores Financieros</b>								
	<b>Período 2004-06</b>			<b>Período 2007-2011</b>				
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>BASE (Escenario 2)</b>								
Tarifa (ctsUS\$/kWh)	0.43	0.43	0.43	0.54	0.65	0.65	0.65	0.65
Ingresos (US\$M)	12.3	13.6	14.6	19.2	24.5	25.5	26.4	27.4
G.I.N. / Inversiones	28.3%	65.2%	41.9%	54.2%	36.9%	47.1%	80.0%	109.5%
Margen Operativo	48.5%	59.6%	39.5%	48.5%	55.8%	57.5%	58.1%	58.7%
Cobertura Deuda				3.4	3.7	2.7	2.6	2.6
<b>EXTREMO (Esc. 1)</b>								
Tarifa (ctsUS\$/kWh)	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
Ingresos (US\$M)	12.3	13.6	14.6	15.8	17.5	18.2	18.8	19.5
G.I.N. / Inversiones	28.3%	65.2%	41.9%	26.7%	11.1%	10.0%	15.3%	20.9%
Margen Operativo	48.5%	59.6%	39.5%	37.6%	38.1%	40.5%	41.2%	41.8%
Cobertura Deuda				2.2	1.8	1.4	1.3	1.3
<b>OPTIMO (Esc. 3)</b>								
Tarifa (ctsUS\$/kWh)	0.43	0.43	0.43	0.92	1.42	1.42	1.42	1.42
Ingresos (US\$M)	12.3	13.6	14.6	30.8	49.0	51.1	53.1	55.1
G.I.N. / Inversiones	28.3%	65.2%	41.9%	150.7%	127.3%	176.8%	306.7%	419.9%
Margen Operativo	48.5%	59.6%	39.5%	68.0%	77.9%	78.8%	79.1%	79.5%
Cobertura Deuda				7.8	10.4	7.4	7.0	7.0

<sup>13</sup> Forma parte de los anexos el documento "Proyecciones Financieras 2006-2013" para la empresa realizadas por un consultor independiente.

<sup>14</sup> El escenario asume que, excepto inversiones menores, las inversiones son asumidas por el gobierno al no haber ningún incremento de tarifa, por las coberturas de la deuda de ENATREL serían elevadas.

- 4.8 Con el objetivo de asegurar la sostenibilidad de la empresa, en el entorno actual del sector y de la estrategia del gobierno, se requerirá que durante el período de ejecución se logren metas que indican una dirección positiva a su recuperación financiera que le permitan ir realizando paulatinamente sus niveles óptimos de inversión. Se acordará con ENATREL y el Gobierno de Nicaragua que: i) se tomarán las medidas apropiadas para asegurar que los ingresos por concepto de tarifas de la ENATREL sean suficientes para cubrir sus costos normales de operación y mantenimiento, el servicio de la deuda, y contribuyan sustancialmente al plan de inversiones (la contribución de la generación interna de fondos neta deberá ser por lo menos del 25% en el 2008, 30% en el 2009 y 35% en los años subsiguientes); ii) un margen operativo de caja determinado como el monto que queda después de haber cubierto los costos de operación y mantenimiento, de 35.0% en el año 2008, 38% en el año 2009, 40% en los años subsiguientes; y iii) un factor de cobertura del servicio de la deuda no menor de 1.5 durante todo el período de ejecución. El cumplimiento de estas metas será una condición especial de ejecución y será verificado anualmente; estas condiciones están determinadas bajo el análisis financiero integral derivado del Escenario 2 que permitirán a ENATREL el repago al MHCP tanto el servicio de la deuda de la presente operación, como generar los recursos de contrapartida necesarios, y recursos para operación y mantenimiento de la empresa en su totalidad, así como enfrentar un plan considerable de inversiones adicionales de transmisión.. En caso de que se presenten desviaciones en los indicadores y que de las mismas se determine el deterioro de la situación financiera de la empresa, el prestatario y el organismo ejecutor remitirán al Banco un plan de acción que identifique claramente las causas de las desviaciones y las medidas de gestión o financieras que se adoptarán, las responsabilidades del ejecutor y del prestatario y el cronograma de ejecución, de manera que se permita recuperar las condiciones de sostenibilidad financiera.

#### **C. Viabilidad técnica**

- 4.9 La definición general de las obras del presente proyecto de refuerzos nacionales para el proyecto SIEPAC son resultado del trabajo técnico<sup>15</sup> colegiado del Grupo de Refuerzos Nacionales del CEAC, que contó con el apoyo de consultorías especializadas para la realización de estudios técnicos que incluyeron: (i) análisis de contingencias en estado estable; (ii) estudios de estabilidad transitoria y dinámica; y (iii) estudios de compensación reactiva. Las metodologías y herramientas utilizadas son todas del nivel adecuado y ampliamente utilizadas en la industria, con lo cual se garantiza una definición adecuada de los componente principales del proyecto.
- 4.10 Con respecto a los componentes específicos, la línea de transmisión, y los equipos de transformación y compensación, todos están a niveles de voltaje que la red actual posee, con lo cual no existe algún reto técnico específico nuevo para la empresa o contratistas para su instalación y construcción. La empresa ENATREL cuenta con la capacidad adecuada para hacer la supervisión de las obras que se realizarán con modalidad llave en mano, y las especificaciones técnicas básicas de diseño serán

---

<sup>15</sup> Resumen Ejecutivo ERN-SIEPAC: “Estudios de Refuerzos Nacionales de Transmisión para el Proyecto SIEPAC”, Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), Mayo 2004.

realizadas por su Departamento de Ingeniería que cuenta con experiencia para tal efecto, los equipos de compensación serán instalados por la empresa.

#### **D. Viabilidad socio ambiental**

- 4.11 El proyecto, en lo que respecta al componente de transmisión a 230 KV, se refiere a una línea de 81 km de largo de los cuales 34.5 km se instalarán sobre un circuito disponible en una línea existente, 35.7 km se construirán dentro de la servidumbre de la línea SIEPAC, ver cuadro de referencias electrónicas. Estos dos segmentos se unen con un tramo de 10.8 km que serán construcción nueva en zonas de uso pecuario ajenas de ecosistemas sensibles o poblados. Por lo tanto este componente no se considera que pueda generar impactos ambientales fuera de control con las medidas ambientales ya consideradas en el proyecto SIEPAC, cuyos estudios de impacto ambiental y consultas asociadas financiadas por el Banco fueran aprobadas por todas las autoridades ambientales centroamericanas, incluyendo MARENA en el caso de Nicaragua.
- 4.12 Adicionalmente, durante la misión de identificación, se realizó una inspección adicional de campo con el objetivo de visualizar si las condiciones descritas en el EsIA mencionado habían cambiado a la fecha. Se corroboró que la línea de refuerzo transcurre en su totalidad por zonas agropecuarias, sin evidencia de ecosistemas sensibles o frágiles, como bosques, áreas protegidas o sitios de patrimonio. De igual manera, por la evidencia de escasos asentamientos humanos no se prevé conflicto con poblados o zonas urbanas en expansión; en caso de ser necesario el traslado de 4 viviendas pequeñas en un sitio de torre se hará siguiendo lo establecido en la política OP-710. Por lo tanto se puede afirmar que no se estima la ocurrencia de Impactos Ambientales o Sociales en su construcción y operación que ameriten atención adicional a la implementación de las normas que ya aplican para el proyecto SIEPAC, y que se especifican en el Plan de Manejo Ambiental.
- 4.13 MARENA otorgó la viabilidad ambiental para la línea en sus 10.8 km nuevos mediante el oficio DGCA-HEU-C519-08-06, solicitando incluir dentro del Plan de Manejo Ambiental y Social del proyecto las medidas complementarias del Plan de Manejo Ambiental de la línea SIEPAC. Valga destacar que dichas medidas consisten básicamente en el reasentamiento en condiciones mejores a las actuales, política OP-701, de las cuatro viviendas antes descritas, pues en lo demás, el trazo no difiere de lo ya considerado para el proyecto SIEPAC, y por lo tanto las medidas son similares.
- 4.14 En lo que respecta a las obras de transformación se refieren a la instalación de nuevos equipos de compensación y de transformación, dentro de subestaciones ya existentes, específicamente un nuevo transformador de 75 MVA, 230/138 KV en la subestación Masaya, incluyendo las bahías de acceso asociadas y 49MVAR de compensación reactiva distribuidos en diez diferentes subestaciones. En los pliegos de compra de los equipos de transformación y compensación se prohibirá equipos que pudieran contener PCB's se pedirá la certificación correspondiente a los proveedores que presenten ofertas. Las previsiones de espacio y facilidades para la instalación del transformador en la Subestación Masaya, así como de las bahías de acceso se

encuentran disponibles, incluso habilitadas para imprevistos en el caso de derrames de PCBs.

- 4.15 Como parte del componente de fortalecimiento institucional en la parte de seguridad operativa se identificó en conjunto con la Unidad Ambiental de ENATREL, áreas de oportunidad de mejora en seis de las subestaciones que recibirán la compensación reactiva y que, a diferencia de las nuevas subestaciones de ENATREL, no cuentan con sistemas para la recolección de aceites. En este sentido, como parte del proyecto se estará financiando el equipamiento de fosas de prevención de derrames de aceites en estas subestaciones, así como el acondicionamiento de un sitio para el confinamiento definitivo de PCB's de los transformadores viejos de ENATREL que pueda sacar de uso y contengan PCB's; el cuadro de costos ya considera este componente, mismo que ha sido diseñado en detalle por la Unidad Ambiental por medio de asistencia técnica provista a ENATREL por medio Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente para habilitar a la Unidad Ambiental a dar cumplimiento a los Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos.

#### **E. Beneficios y beneficiarios**

- 4.16 Los beneficios del proyecto de integración eléctrica de América Central al desarrollo económico de la región se materializarán por el incremento de las transacciones de electricidad, las cuales crean las escalas necesarias para el desarrollo de proyectos de generación más eficientes y el ahorro en costos de operación por desplazamiento de energía menos eficiente. La factibilidad técnica y económica del proyecto de integración identificó beneficios para los consumidores de la región que promedian \$513 millones.
- 4.17 En particular el proyecto de refuerzos nacionales a la red de transmisión de Nicaragua aporta beneficios complementarios directos en la confiabilidad y seguridad del sistema tanto nacional como regional. El sistema eléctrico de Nicaragua es muy vulnerable a contingencias comunes, como la salida de la línea de transmisión Planta-Nicaragua – Los Brasiles que han ocasionado el colapso total del sistema (apagones) en más de dos ocasiones en promedio en los últimos tres años, con las consecuentes pérdidas generales en la economía y competitividad del país. En el ámbito regional, el proyecto incrementará la confiabilidad y seguridad del sistema regional y evitará que eventualidades operativas en los sistemas vecinos se propaguen a todo el sistema regional, ocasionando en casos extremos el colapso del sistema regional una vez que estos operen de manera coordinada con la infraestructura de la nueva línea SIEPAC.
- 4.18 Se espera por lo tanto obtener un sistema que opera en condiciones de confiabilidad, de acuerdo a las normas establecidas para todo el sistema eléctrico de América Central, reduciendo el número de salidas en el sistema y la energía no servida por colapsos tanto en el sistema nacional como regional, así como energía no servida desde las transacciones regionales.

## F. Riesgos

- 4.19 El Cuadro siguiente resume los riesgos críticos del Programa y las medidas de mitigación previstas:

<b>CUADRO IV-2</b>	
<b>RIESGOS CRÍTICOS DEL PROGRAMA</b>	
<b>Riesgo</b>	<b>Medidas Mitigación</b>
<b>Demoras en aprobación Legislativa.</b> Que el trámite de aprobación por parte del Poder Legislativo pudiera demorar el inicio de ejecución del Programa, retrasando la obtención de los beneficios.	Aunque este riesgo está fuera de control del Programa, se considera que el mismo es mitigado por el apoyo que ha manifestado el actual Gobierno por medio del Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Hacienda, así como por la composición favorable actual del congreso.
<b>Retraso en obras complementarias.</b> Que se retrasen obras asociadas al presente proyecto que son construidas por el proyecto SIEPAC a través de la EPR	La EPR ha iniciado la construcción de las obras del proyecto SIEPAC y se encuentra en proceso de adjudicación de las obras en subestaciones y de compensación reactiva.
<b>Sostenibilidad financiera.</b> Que se deteriore la situación financiera de ENATREL debido a falta de recuperación de los niveles tarifarios.	El Gobierno a través del recientemente creado Ministerio de Energía y Minas y en coordinación con las entidades del sector, en especial el INE, están en las fases iniciales de implementar un plan de normalización de la situación financiera del sector. Se han puesto metas financieras durante la ejecución del proyecto para asegurar que se toman pasos en la dirección adecuada.
<b>Retraso en ejecución por servidumbres.</b> Retraso en la contratación de las obras y montaje debido a los procesos de licitación	ENATREL se apoyará en la experiencia exitosa que la EPR tuvo en Nicaragua, para la adquisición de 10mts adicionales del primer tramo sobre el corredor SIEPAC y los 10 Km de nuevos derechos. Será condición previa al primer desembolso presentar el Plan para Seguimiento y Adquisición de la Extensión de Derechos de Vía. Dado que se refiere a extensiones de derechos existentes y sólo un tramo pequeño nuevo este riesgo es de naturaleza baja.

REFUERZOS A LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN CON SIEPAC (NI-L1015)			
MARCO LÓGICO			
Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
<b>Fin (impacto)</b>			
Contribuir al incremento de la competitividad y seguridad del sistema eléctrico nacional y su integración con el sistema eléctrico regional	<p><i>A partir de la entrada en operación del proyecto de refuerzos nacionales y el proyecto SIEPAC</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se incrementan las transacciones de energía: en 929 Gwh para el año 2010; 1,196 Gwh para el año 2011; 1,727 Gwh para el año 2012; y 1,747 Gwh para el año 2013.</li> <li>La red nacional de transmisión cumple con los criterios de desempeño mínimo del Sistema Eléctrico Nacional y los criterios de seguridad y calidad del Sistema Eléctrico Regional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estadísticas del EOR y CRIE</li> <li>Informes de Operación de EOR y del CNDC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se mantiene el soporte político e institucional hacia la visión de integración</li> <li>Se mantienen condiciones adecuadas en la región para el desarrollo de los proyectos de generación</li> <li>Se mantiene el proceso de convergencia de las regulaciones nacionales y regionales.</li> <li>Estabilidad Macroeconómica Regional.</li> </ul>
<b>Propósito (resultado)</b>			
Asegurar la confiabilidad tanto del sistema eléctrico nacional, como del sistema eléctrico regional para niveles de transporte hasta a lo más 300 MW.	<p><i>Al entrar en operación todo el proyecto:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se limita la energía nacional no servida debida a colapso total por debajo de: 0.29 % en el año 2010; de 0.25 % en el año 2011; 0.22 % en el año 2012 y 0.20 % en el año 2013.</li> </ul> <p><i>Al entrar en operación el proyecto SIEPAC</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se limita la energía regional (transacciones) no servida debida a colapso total por debajo de: 0.27 % en el año 2010; de 0.21 % en el año 2011; 0.14 % en el año 2012 y 0.14 % en el año 2013.</li> </ul> <p><i>Para el período de ejecución del proyecto y de acuerdo con</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informe anual estadístico del CNDC</li> <li>Informe de Mantenimiento de ENATREL</li> <li>Informes de Operación de EOR y del CNDC</li> <li>Estados y Proyecciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se realizan las obras de la línea Ticuantepe-Managua</li> <li>Entra en operación la línea SIEPAC.</li> </ul>

REFUERZOS A LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN CON SIEPAC (NI-L1015)			
MARCO LÓGICO			
Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
	<i>estados financieros de ENATREL se verificará que:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>La contribución de la generación interna de fondos neta deberá ser por lo menos del 30% en el 2008, 30% en el 2009 y 35% en los años subsiguientes</li> <li>El margen operativo de caja determinado como el monto que queda después de haber cubierto los costos de operación y mantenimiento, de 25.0% en el año 2008, 27% en el año 2009, 30% en el año 2010 y 30.0% en el año 2011</li> <li>El factor de cobertura del servicio de la deuda no menor de 1.5 durante todo el período de ejecución</li> </ul>	financieras de ENATREL	
<b>Componentes (productos)</b>			
<b>1.1 Obras de transmisión en 230 KV: Línea Planta Nicaragua a Masaya.</b> Incrementar la confiabilidad del sistema nacional de transmisión y asegurar el transporte confiable de 300MW del sistema eléctrico regional.	<i>A los 8 meses de cumplimiento de condiciones previas:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se tienen contratadas las obras para la adecuación de Subestación Masaya, Planta Nicaragua y la Línea de Transmisión Masaya-Planta Nicaragua.</li> </ul> <i>A la puesta en operación de las obras:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Con la adecuación de la subestación Masaya, Planta Nicaragua y la línea de transmisión Masaya-Planta Nicaragua se evita el colapso del sistema nacional para salidas de las líneas: Planta Nicaragua – Los Brasiles, Los Brasiles-Ticuantepe y Planta Nicaragua –Ticuantepe. Adicionalmente, se evita el colapso del sistema regional por fallas de interruptor trabado en Planta Nicaragua.</li> <li>Con la compensación de 49 MVAR en subestaciones<sup>1</sup> se garantizan los niveles de reserva reactiva en el sistema para que evite el colapso de tensión ante contingencias sencillas<sup>2</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informe de progreso del Proyecto</li> <li>Informe anual estadístico del CNDC</li> <li>Informe de Mantenimiento de ENATREL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se realizan las obras de la línea Ticuantepe-Managua</li> <li>Se realizan las obras adicionales de compensación por parte de SIEPAC</li> <li>Escalamiento de la capacidad de los transformadores de medición del Anillo Managua.</li> </ul>

<sup>1</sup> Las siguientes subestaciones: Altamira, Batahola, Los Brasiles, Managua, El Periodista, Acoyapa, San Rafael Sur, Amerrisque, Bluefield y Corocito

<sup>2</sup> Se refiere el Estudio de Refuerzos Nacionales de Transmisión, CEAC-GTPIR

REFUERZOS A LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN CON SIEPAC (NI-L1015)			
MARCO LÓGICO			
Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
	<p><i>A los 10 meses de cumplimiento de condiciones previas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se tienen contratados las obras para la adecuación de Masaya y la línea de Transmisión</li> </ul> <p><i>A los 8 meses de cumplimiento de condiciones previas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se tienen adquiridos el 80% de extensión de derechos de vía en el segmento paralelo a SIEPAC y el total de los 10km de enlace con la línea existente</li> </ul>		
<p><b>1.2 Obras de transformación:</b> <b>Transformador Masaya y Compensación Reactiva</b> Evitar sobrecargas en la subestación Masaya y mantener niveles de voltaje que permitan la operación confiable del sistema para niveles de transporte regional por arriba de 150 MW</p>	<p><i>A los 8 meses de cumplimiento de condiciones previas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se tienen contratados el suministro e instalación del transformador de 75 MVA y de los equipos de compensación.</li> </ul> <p><i>A la puesta en operación de las obras:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Del transformador de 75 MVA en la subestación Masaya se evita el colapso del sistema para niveles de transporte regional sur-norte por arriba de 150 MW</li> <li>La compensación de 49 MVAR<sup>3</sup> garantiza los niveles de reserva reactiva en el sistema para que evite el colapso de tensión ante contingencias sencillas<sup>4</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informe de progreso del Proyecto</li> <li>Informe anual estadístico del CNDC</li> <li>Informe de Mantenimiento de ENATREL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se realizan las obras de la línea Ticuantepe-Managua</li> <li>Se realizan las obras adicionales de compensación por parte de SIEPAC.</li> <li>Escalamiento de la capacidad de los transformadores de medición del Anillo Managua.</li> </ul>
<p><b>1.3 Fortalecimiento Institucional: Planeación y Aspectos Regulatorios</b> Incrementar las capacidades técnicas de ENATREL en el ámbito de la planeación, seguridad operativa y aspectos de regulación de la transmisión</p>	<p><i>Al terminar el proceso de capacitación y suministro de modelos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se incrementa la capacidad del personal capacitado</li> <li>Se generan planes de expansión de largo plazo<sup>5</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informe del proyecto y evaluación de capacitaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los procesos de licitación atraen empresas interesadas en dar los servicios.</li> </ul>

<sup>3</sup> Las siguientes subestaciones: Altamira, Batahola, Los Brasiles, Managua, El Periodista, Acoyapa, San Rafael Sur, Amerrisque, Bluefield y Corocito

<sup>4</sup> Se refiere el Estudio de Refuerzos Nacionales de Transmisión, CEAC-GTPIR

<sup>5</sup> Se refiere el Estudio de Refuerzos Nacionales de Transmisión, CEAC-GTPIR (ver resumen ejecutivo en Anexos electrónicos de este documento).



DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/07

Nicaragua. Préstamo \_\_\_\_/BL-NI a la República de Nicaragua  
Refuerzos Nacionales de Transmisión para  
Integración con el Proyecto SIEPAC

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

1. Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un proyecto de refuerzos nacionales de transmisión para integración con el Proyecto SIEPAC.

2. El financiamiento de que trata el párrafo anterior será hasta por la suma de US\$12.500.000, integrado así:

- (i) hasta la suma de US\$6.250.000 con cargo a los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco, y
- (ii) hasta la suma de US\$6.250.000 con cargo a los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco.

3. Dicho financiamiento se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen de Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_ de \_\_\_\_\_ de 2007)

LEG/OPR/RGII/IDBDOCS#980971  
NI-L1015