



Comité de Préstamos

Procedimiento Standard

FECHA: 31 de julio de 2007

A: Miembros del Comité de Préstamos

DE: Roberto Vellutini (*Original Firmado*) Gina Montiel (*Original Firmado*)
Gerente, INE/INE Gerente, CID/CID

ASUNTO: **NICARAGUA.** Programa de Apoyo al Sector Eléctrico I y II (NI-L1021 y NI-I1022). Documento Conceptual de Proyecto.

Documentos incluidos:

- DCP
- Anexo I: Marco Lógico
- Anexo II: Tabla de Costo estimado
- Acta del CRG

Procedimiento Recomendado: Los Gerentes de VPS-VPC recomiendan conjuntamente que el Comité de Préstamos revise este documento por procedimiento estándar.

Justificación: N/A

Fecha de Publicación
Esquema de Proyecto: 12 de junio de 2007

Confidencialidad: No

Referencias: GN-2448, DR-398-5

ESR:

<i>Requiere EIA:</i>	<i>No</i>
<i>Requiere Propuesta de Gestión Ambiental y Social (ESMP)</i>	<i>No</i>

Consultas a: Marcelino Madrigal, INE/ENE (extensión 1964)

Distribución Autorizada por:

Oficina de la Vicepresidencia Ejecutiva

cc: Otaviano Canuto, Vicepresidente VPS
Máximo Jeria, Vicepresidente VPC

Minutas del Comité de Revisión Gerencial (CRG)
PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ELECTRICO I Y II
(NI-L1021) Y (NI-L1022)

DOCUMENTO CONCEPTUAL DE PROYECTO

Julio 23 de 2007

I. INVITADOS

- 1.1 Roberto Vellutini (INE/INE); John R. Hauge (FIN/FIN); Joseph James Spinner (LEG/LEG); Sixto Aquino (OVE/OVE); Luisa C. Rains (VPS/VPS); Graciela Schamis (KNL/KNL); Antoni Estevadeordal (INT/INT); Eduardo Antonio Lora (RES/RES); Manuel Rapoport (CSC/CSC); Gina Montiel (CID/CID); Alicia S. Ritchie (CAN/CAN); Dora P. Currea (CCB/CCB); Mirna Lievano de Marques (CID/CNI); Alejandro Melandri (INE/ENE); Marcelino Madrigal (INE/ENE); Carlos A. Trujillo (INE/ENE); Marcelo J. Valenzuela (ENE/CPN); Javier I. Jiménez Mosquera (LEG/SGO); José Francisco Demichelis (ICF/CMF); Pierre Richard Oriol (CID/CNI); Alfonso Buxens (PDP/CNI); Fernando Quevedo (CID/CID) y Miguel Manzi (CID/CID).

II. Participantes

- 2.1 CRG: Alejandro Melandri (INE/ENE); José Ramón Gómez (INE/RND); Marcelino Madrigal (INE/ENE); Marcelo Antinori (VPS/VPS); Javier Jiménez (LEG/SGO), Miguel Manzi (CID/CID) y Mirna Liévano de Marques (CID/CNI).
- 2.2 Comentarios por escrito: Miguel Manzi (CID/CID) remitió comentarios por escrito que fueron debidamente incorporados.

III. TEMAS TRATADOS DURANTE EL CRG

- 3.1 El CRG solicitó al equipo explicar con precisión la estrategia del programa, y el por qué se presentan dos operaciones de préstamos en un solo documento o programa.
- 3.2 El CRG expresó que a la luz de las recientes condonaciones de deuda de Nicaragua y de la disponibilidad del nuevo recurso régimen de financiamiento para Nicaragua, se debe adicionar antecedentes básicos del contexto macroeconómico de Nicaragua.
- 3.3 En la estrategia del programa y en la descripción de los componentes, el CRG recomendó describir con más detalle los fundamentos de la atribución de proyectos a los diferentes donantes para conformar el programa.

- 3.4 El CRG pidió al equipo se incorpore una valoración del equipo de la viabilidad técnica y económica de los proyectos seleccionados, basada en el análisis que se llevó a cabo con el Gobierno para la selección de los proyectos.
- 3.5 COF/CNI recomendó al equipo explicitar cómo están siendo tomados en cuenta los posibles conflictos entre normas de adquisiciones de los diferentes donantes. Así mismo solicitó que para el Informe de Proyecto el equipo haga una evaluación institucional que permita determinar las necesidades de fortalecimiento de los ejecutores, en especial en los aspectos de adquisiciones.
- 3.6 Sobre el Marco Lógico el CRG puso a consideración la posibilidad de separar el Marco para cada una de las operación de préstamo. Tanto COF/CNI como el equipo comentó la conveniencia de mantener un solo Marco Lógico, ya que la estrategia del Programa es fundamental para la cofinanciación y los requisitos de concesionalidad. Se acordó proponer el documento a partir de esta estrategia.

IV. TEMAS NO RESUELTOS

- 4.1 No existen temas no resueltos.

V. ASPECTOS ESPECIALES PARA CONSIDERACION

- 5.1 No existen aspectos especiales.

VI. RECOMENDACION

(Original Firmado)

Alejandro Melandri, INE/ENE
Presidente del CRG

(Original Firmado)

Yolanda Galaz, ICF/CMF
Secretaria del CRG

(no objeción enviada por e-mail)

Mirna Liévano de Márques
CID/CNI

Anexos: Tabla de comentarios
Minutas del ESR

NICARAGUA: Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1021) y (NI-L1022)

Documento Conceptual de Proyecto Comentarios

Julio 23 de 2007

Departamento	Tema	Comentarios	Respuestas
CRG/INE		Mencionado arriba	El jefe del equipo comentó que se presenta un solo documento con dos préstamos porque se trata de un programa integral, en conjunto con los co-financiamientos, que de ese modo alcanzan la concesionalidad requerida por el FMI para Nicaragua. Al mismo tiempo, los dos préstamos contemplan la disponibilidad anual de FOE para Nicaragua. Esto se ha descrito en la nueva versión del documento en la sección de estrategia del programa en un nuevo párrafo 2.23.
CRG/INE		Mencionado arriba	En la sección de antecedentes se adicionó un nuevo párrafo, 2.1, explicando el contexto macroeconómico, el impacto de la condonación de deuda y el proceso de diálogo del Banco con el País en este contexto.
CRG/INE		Mencionado arriba	En el nuevo párrafo 2.23 se explicó el porqué de la elección de los diferentes proyectos para la cofinanciación, en los párrafos 3.3, 3.4 y 4.3 se adiciona explicación de los aspectos de adquisiciones de la cofinanciación.
CRG/INE		Mencionado arriba	El jefe del equipo explicó sobre las problemáticas que los proyectos resolverán, así como los orígenes técnicos de los mismos, y cómo la información hasta ahora disponible da un indicativo de proyectos que son típicamente rentables en la industria por sus características; la nueva versión del PCD recoge estos aspectos en los párrafos 8.1 y 8.2.
CRG/INE		Mencionado arriba	Este aspecto se contesta con la respuesta al comentario 3 arriba.
CRG/INE		Mencionado arriba	No requiere acción.

ACTA DE REVISIÓN DE MEDIO AMBIENTE E IMPACTO SOCIAL (ESR)

Reunión ESR 28-07, 27 de julio, 2007

NI-L1021 y NI-L1022 Programa de Apoyo al Sector Eléctrico Revisión del DCP

- 1. Evaluación requerida:** Evaluación Ambiental y Social del Programa
- 2. Próxima acción:** Enviar el Informe de Proyecto, con el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) del Programa y los TdR que correspondan, para revisión de ESR Secretariat.
- 3. Acuerdos alcanzados:**

El Equipo explicó que para el Programa en su conjunto (Préstamos I y II) se está desarrollando una Evaluación Ambiental y Social.

Por su parte, para el primer préstamo, y dado el bajo impacto ambiental que se prevé éste tendrá, se está ejecutando un Análisis Ambiental y Social (AAS) cuyos resultados se integrarán en el IGAS.

Para el segundo préstamo, y dada la naturaleza de las obras a financiar, que pueden llegar a implicar impactos significativos, se elaborarán los Términos de Referencia de los estudios ambientales y sociales que será necesario realizar y que pueden consistir en Estudios de Impacto Ambiental u otro tipo de instrumento de evaluación. El tipo de instrumento a emplear es algo que será definido en base a la Evaluación Ambiental y Social del Programa. Con todo, los TdR de los estudios a realizar serán adjuntados al IGAS.

En un tema específico, el Equipo explicó que en el caso particular de los sitios aguas abajo del vertedero el Dorado, aún cuando preliminarmente no se ha determinado el riesgo asociado a las crecidas de caudal, se realizará dicho análisis y se determinará el Plan de Contingencia que sea necesario.

Con respecto a los aceites dieléctricos (PCB's) el Equipo explicó que la presente operación financiará las fosas de contención de derrames de aceites, en las subestaciones que no las posean. Asimismo, ENATREL por medio de recursos del PNUD para el Medio Ambiente (para dar cumplimiento a los Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos) ya tiene identificados con precisión los transformadores de ENATREL que, de ser retirados, serán llevados al confinamiento definitivo.

Con respecto al tema de reasentamiento, el Equipo explicó que en los proyectos a financiar con el primer préstamo no existe reasentamiento ya que son obras sobre los mismos derechos de vía o

sitios de subestaciones. Para los proyectos de la segunda fase, en base a la Evaluación Ambiental y Social del Programa se determinarán los requerimientos de asentamiento, y de ser el caso, en el Informe de Proyecto se incluirán los lineamientos del Plan de Reasentamiento y Compensación requeridos y se adjuntarán al IGAS.

Aprobado_____ **Máximo Jeria, VPS/VPS**

DOCUMENTO CONCEPTUAL DE PROYECTO

NICARAGUA

15 de Julio del 2007

I. DATOS BÁSICOS

Título del proyecto:	Programa de Apoyo al Sector Eléctrico I y II.		
Número del proyecto:	NI-L1021 y NI-L1022 ¹		
Gerente:	Roberto Vellutini (INE/INE)		
Equipo de proyecto:	Jefe: Marcelino Madrigal y Carlos Trujillo (INE/ENE); Marcelo Valenzuela (ENE/CPN), Javier Jiménez Mosquera (LEG/SGO); Francisco Demichelis (ICF/CMF); Pierre Richard Oriol (CID/CNI), Alfonso Buxens (PDP/CNI), Yolanda Galaz (ICF/CMF), Raúl Campos Montero y Pedro Antmann (Consultores).		
Fecha de Ingreso al Programa Operativo:	Abril del 2007		
Prestatario:	República de Nicaragua		
Organismo ejecutor:	Ministerio de Energía y Minas a través de Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica y Empresa Generadora Hidroeléctrica, subsidiaria de Empresa Nacional de Electricidad.		
Plan de financiamiento:	IDB 1- (NI-L1021):	US\$	32,700,000
	IDB 2- (NI-L1022):	US\$	42,200,000
	Cofinanciamiento BCIE	US\$	19,350,000
	Cofinanciamiento BEI	US\$	20,388,000
	Local:	US\$	5,006,000
	TOTAL:	US\$	119,645,000
Calendario Tentativo:	DCP a Comité de Préstamos	Agosto 2007	
	Informe Proyecto a Comité de Préstamos	Octubre 2007	
	Directorio:	Noviembre 2007	

¹

Este Programa será financiado con dos préstamos, el NI-L1021 para aprobación en 2007 y el NI-L1022 para aprobación en 2008.

II. MARCO DE REFERENCIA

- 2.1 Aún cuando la economía de Nicaragua ha tenido un buen desempeño económico de los últimos años, con un crecimiento de 4,1% promedio para el período 1994-2006 y con la reciente condonación de la deuda externa del país que pasará de 69% del PIB en el 2006 a un 30%²; existen factores de riesgo importantes que requieren esfuerzos para consolidar las finanzas públicas del país que permitan continuar con el crecimiento económico asegurando una reducción de pobreza, lo cual representa la principal meta del Gobierno. Se deberá por lo tanto 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. Dentro del diálogo de la administración del Banco con el Gobierno de Nicaragua se definieron las prioridades de acción, siendo la primera de ellas, el sector eléctrico como parte de su estrategia para mejorar las condiciones de prestación de este servicio. La presente propuesta forma parte de la programación del Banco con el país enfocada principalmente al apoyo en el sector energía; que incluye además de los dos préstamos que apoyarán el presente Programa, el préstamo aprobado en junio 27 del 2007 para los Refuerzos de Transmisión para el proyecto SIEPAC (NI-L1015); una cooperación técnica para apoyo al Programa (NI-T1053), y una cooperación técnica (NI-M1011) para el organismo regulador, el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) y para el recientemente creado Ministerio de Energía y Minas (MEM).
- 2.2 El presente programa apoyado con las dos operaciones restantes de préstamo del Banco y dos operaciones de cofinanciadores, tiene el objetivo de colaborar con los esfuerzos que, tanto el sector público, como el privado realizan para recuperar la sostenibilidad del modelo sectorial actual y mejorar las bases para su desarrollo en el mediano plazo, incrementado la oferta de energía por medio de la infraestructura necesaria y el impulso al mejoramiento de las condiciones financieras del sector. Específicamente, el Programa apoyará rehabilitaciones y expansiones de la red de transmisión de electricidad de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), la modernización de la principal planta pública de generación de electricidad de la Empresa Generadora Hidroeléctrica (HIDROGESA), subsidiaria de la Empresa Nacional de Electricidad (ENEL), así como otras actividades encaminadas a la preparación de proyectos de energía renovable, reducción de pérdidas de energía y fortalecimiento institucional de la gobernabilidad del sector a través del recientemente creado Ministerio de Energía y Minas (MEM).
- A. El Sector Eléctrico en Nicaragua**
- 2.3 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 INE era el encargado de la política, la planeación y la operación de todos los segmentos en la cadena del sector eléctrico. Estas primeras reformas impulsadas por los desarrollos tecnológicos y la

² 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.

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, 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.

- 2.4 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. Subsecuentemente se decidió interrumpir el proceso de transferencia de las otras empresas del segmento de generación en específico de GECSA e HIDROGESA; esta última por considerar que la generación hidroeléctrica es estratégica para el sector público. Los activos de generación de estas dos empresas continúan entonces en manos de las empresas de carácter público creadas con la Ley 494 del 2004, las cuales continúan corporativamente adscritas a ENEL. 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 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 alcanzaron el 26.6%, lo que representa un nivel muy alto en cualquier estándar de la industria, traduciéndose en un problema financiero en la cadena del sector eléctrico.
- 2.5 La escalada de los precios de petróleo en los años 2005 y 2006 tuvo el impacto correspondiente en los precios al usuario final, pero su efecto fue más importante en la institucionalidad y marco regulador del sector, que enfrentó dificultades sin precedentes para la realización de sus funciones. El 18 de Noviembre de 2006 se emite la Ley 554 de Estabilización Energética, 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 cuadro se ve agravado por el limitado desarrollo de nueva inversión en el segmento de generación, tanto público como privado. En 1998, año de aprobación a las reformas del sector eléctrico, el país contaba con una capacidad de generación instalada en el sistema de 473 MW y al cierre del 2005 era 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 y en lo que va de 2007. 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 racionamientos³; durante el año 2005 el total de importaciones fue de 25 GWh y en el 2006 de 53 GWh.

- 2.6 **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 público⁴. Derivado de las reformas ya citadas de 1998, el segmento de transmisión del ENEL se transformó en 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). 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, lo que representa 33% menos que las inversiones identificadas para el mismo período en el plan de expansión 2001-2010, pese a 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.
- 2.7 **Las empresas estatales de generación también observan amplios retrasos en las inversiones para mantener el actual parque de generación poniendo en riesgo la continuidad de suministro en el corto plazo y la suficiente en el largo plazo.** Las empresas estatales de generación GECSA e HIDROGESA subsidiarias de ENEL tienen activos de generación con una capacidad de placa de 140 MW y 100 MW respectivamente. Los primeros en generación termoeléctrica en las plantas Managua y las Brisas y los segundos hidroeléctricos de las cuatro unidades instaladas en las plantas hidroeléctricas Centroamérica y Santa Bárbara. Desde la promulgación de la Ley 272 que introdujo la reforma al sector eléctrico, y aun cuando el sector privado no ha invertido considerablemente en nueva capacidad de generación ¶2.5, las empresas de generación estatales se han concentrado en mantener la capacidad de generación actual. La capacidad efectiva disponible al 4 de Julio del 2007 de estas centrales en manos del estado es tan sólo de 139 MW de los 240 MW de capacidad nominal. En específico, de una capacidad efectiva de 100 MW en la generación hidroeléctrica y debido a la terminación de la vida útil de muchos de los equipos electromecánicos y de control en las centrales hidroeléctrica Centroamérica y Santa Bárbara, su capacidad efectiva de generación ha oscilado entre los 65 y 75 MW en los últimos meses.
- 2.8 **El manejo del marco legal y regulatorio requiere ser fortalecido y se debe profundizar en los esfuerzos conjuntos con el sector privado en distribución para mejorar las condiciones financieras del sector.** Especialmente en los inicios de la reforma prevista con

³

Racionamientos programados con desconexión de aproximadamente 1 a 2% de la demanda por períodos de 2 a 5 horas.

⁴

INDE Guatemala, CEL El Salvador, ENEE Honduras, ICE Costa Rica, ETESA Panamá y ENATREL Nicaragua.

la ley 272, la gestión del modelo legal y regulatorio para el sector fue muy deficiente, la toma de acuerdos fuera de las instituciones correspondientes dificultó la gestión del modelo. Acuerdos a nivel de mesas de negociación entre el más alto nivel del gobierno y los agentes del sector minaron de facto las facultades y responsabilidades de la entonces CNE y el ente regulador INE, la gestión del modelo fue entonces deficiente, generando un precedente que ahora se trata de revertir. Como se indica en el ¶2.4, las pérdidas de energía en el sector de distribución son el factor fundamental que mina las finanzas del sector, en especial del sector público y generando señales negativas para la atracción de nueva inversión en el largo plazo. Las altas pérdidas de energía son una combinación de factores como posibles fallas en la gestión de las empresas privadas, así como falta de mecanismos jurídicos claros para la penalización del robo de energía y otros factores socioeconómicos como la mala cultura de pago y/o en casos la incapacidad de pago. El clima de confrontación que prevaleció hasta hace algunos meses entre grupos de la sociedad, el gobierno y las empresas privadas de distribución, así como el detrimento de la calidad del suministro por la falta de inversión, son un factor adicional que ha impactado de manera negativa en las pérdidas de energía.

B. Estrategia del País en el Sector

- 2.9 El Gobierno trabaja con todas las entidades del sector en una estrategia para dar sostenibilidad al modelo interno del sector electricidad, la cual incluye por el lado del sector público el apoyo del Banco para las inversiones de las empresas públicas. 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.
- 2.10 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 ofrece 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 MEM, que

conformado a partir de la existente CNE, y quien se encarga de todos los aspectos de definición de política tanto en el sector eléctrico como en el sector hidrocarburos.

- 2.11 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 de 2005 ya había desaparecido en octubre de 2006, y con los desvíos a favor acumulados en el traspaso de precios a tarifas en junio del presente año se 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 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.

B. Estrategia del Banco en el Sector y el País

- 2.12 El programa es consistente con las estrategias del Banco en el país. 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 programa 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 programa 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 resultado de las reformas, empero, 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 ¶2.4, 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. Como se menciona en ¶2.9, el gobierno se encuentra impulsando una estrategia para la normalización de las condiciones del sector.
- 2.13 En lo particular en la nueva Estrategia de País con Nicaragua 2007-2011 en preparación, se destaca el actuar del Banco en los tres principales ejes prioritarios para el gobierno: (i) crecimiento económico con equidad; (ii) desarrollo del capital humano; y (iii) otros temas transversales. En el eje de crecimiento económico se tienen como principales líneas de actuación el mejoramiento de la infraestructura básica, en especial: (i) la mejora de las condiciones de la infraestructura en el sector eléctrico tanto de la infraestructura interna como de interconexión con el mercado regional; (ii) inversiones en el sector vial; (iii) el desarrollo del sector rural. En adición, los PYMP han sido identificados por el PRI, la CII y el Programa de Empresariado Social (PES) como potenciales receptores de financiamiento directo, mientras el FOMIN brinda apoyo a través de Pro-MiPyME. Finalmente, las nuevas medidas

de reforma fiscal a adoptar el gobierno, así como las orientadas a la modernización del sistema financiero, podrían ser apalancadas por préstamos de apoyo a reformas de política.

- 2.14 El programa propuesto en este documento, por lo tanto, apoya la primera prioridad del gobierno que es fortalecer al sector eléctrico, con medidas que permitan mejorar las condiciones actuales de oferta de energía y que sienten las bases para el desarrollo en el mediano plazo. La operación está encaminada a realizar las inversiones prioritarias en transmisión, transformación y generación que corresponden al sector público. Las medidas de fortalecimiento institucional y el esfuerzo conjunto en reducción de pérdidas están encaminadas a colaborar con la estrategia de normalización del sector, ¶2.9, encaminada a la recuperación financiera 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.

C. Experiencia del Banco en el País

- 2.15 La operación pública más reciente de inversión en el sector eléctrico de Nicaragua es el Programa de Refuerzos de Transmisión (NI-L1015), aprobada por el Directorio del Banco el 27 de Junio del presente año y que iniciará ejecución en el presente año. Anteriormente se había aprobado en 1998 el préstamo híbrido 1017/SF-N1 por US\$46 millones, anterior a 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 por 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 curso de este año. La ejecución del programa ha sido satisfactoria, con retrasos menores en algunos de sus proyectos de transmisión originados en la adquisición de servidumbres.
- 2.16 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.
- 2.17 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 al 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 ¶2.5, 2.7 afectaron de manera temporal el proyecto, sin embargo, este se encuentra en tiempo y forma con las obligaciones de pago; el préstamo B fue totalmente prepago el 15 de Febrero de 2007 tal como fue estipulado.

- 2.18 Por otra parte, el Banco ha venido apoyando a la CNE con 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 una 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 al Grupo de Trabajo de Hidrocarburos.
- 2.19 **Lecciones aprendidas.** Las intervenciones del Banco en el ámbito de la transmisión con la República de Nicaragua y la región generan 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; (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; (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 EPR.

D. Estrategia del Programa

- 2.20 La presente operación financiará obras de rehabilitación y ampliación de la infraestructura pública de transmisión y generación; proveerá fortalecimiento institucional para mejorar el manejo del marco legal y regulatorio en el sector e impulsará un programa piloto para la reducción de pérdidas en el segmento de distribución. En su conjunto el programa, que consta de dos préstamos financiados por el Banco, tiene el objetivo de colaborar con los esfuerzos que tanto el sector público como privado realizan para mantener el modelo sectorial actual y mejorar las bases para su desarrollo sostenible en el mediano plazo, incrementado la oferta de energía por medio la infraestructura necesaria y el impulso al mejoramiento de las condiciones financieras del sector.
- 2.21 El programa además acerca recursos de cofinanciación de otras instituciones, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) para complementar las necesidades del sector eléctrico de Nicaragua. Dada la alta concesionalidad de los recursos del Banco, estos pueden apalancar recursos de otros donantes y de esta manera que la concesionalidad conjunta se encuentre dentro de los límites requeridos para el Gobierno de Nicaragua reflejada en sus acuerdos con el Fondo Monetario Internacional. Al mismo tiempo, la operación será la primera en infraestructura en que se participe con el BCIE en el marco del proceso de emprendimiento de oportunidades conjuntas que la administración del BCIE y el Banco están evaluando.
- 2.22 Las oportunidad de apalancar recursos de otros donantes, requiere que todas las agencias participen sobre un mismo objetivo general, de tal manera que tanto las condiciones financieras de los recursos de las dos operaciones del Banco, como la de los dos co-

financiamientos puedan ser mezcladas para lograr las metas de concesionalidad. Desde el punto de vista técnico todas las obras persiguen un mismo objetivo general, aun que estas pueden tener fuentes diferentes de recursos y pueden ser ejecutadas de manera independiente en el tiempo. De esta manera, y por los riesgos que representan las diferentes normativas de adquisiciones de los donantes, se han seleccionado fuentes de recursos para los diferentes proyectos de tal manera que este riesgo es mitigado como se explica en ¶3.3-3.4 y ¶4.3.

III. EL PROGRAMA

A. Objetivos y Descripción

- 3.1 El objetivo del programa es colaborar con las inversiones y fortalecimiento institucional prioritarios del sector público para sostener y mejorar las condiciones del servicio eléctrico en el país. En específico, el Programa financia inversiones en transmisión y generación necesarias para mantener y expandir las necesidades de suministro, así como el fortalecimiento de los órganos de política, regulación y operación del mercado de electricidad que contribuyan a mejorar las condiciones de sostenibilidad del sector en el mediano plazo.
- 3.2 El programa tiene los siguientes componentes principales: (i) inversiones en transmisión y transformación; (ii) inversiones en rehabilitación de generación; (iii) programa conjunto entre sector público y privado para la reducción de pérdidas; (iii) fortalecimiento institucional de política energética, regulación y aspectos de operación del mercado; y (iv) estudios y preinversión para el desarrollo de fuentes de energía renovable.
- 3.3 **Obras de transmisión y transformación.** Este componente apoya obras de transmisión, obras de expansión de subestaciones actuales, así como obras de mejoramiento de los equipos electromecánicos y de control en diferentes subestaciones. Dentro de estas obras se encuentran específicamente: (i) construcción de anillo de 138 KV y conversión de subestaciones en la zona de Occidente; (ii) suministro de transformadores de potencia Lotes I a III; (iii) línea 138 KV entre subestaciones San Ramón y Matiguás; (iv) modernización y reubicación de subestación Matagalpa; (v) suministro de equipos de control y electromecánico para diferentes subestación; (vi) línea 138 KV San Rafael del Sur a Los Brasiles; (vii) anillo de Masaya-Tipitapa a Los Brasiles en 230 KV; y (viii) taller de transformadores y modernización de postes en líneas de 69 KV. Estas obras son parte del programa de inversión de la empresa de transmisión ENATREL para los próximos cinco años. Las obras que apoyará el programa son aquellas de mayor importancia en corto y mediano plazo para mantener la confiabilidad del sistema y realizar las expansiones necesarias por el incremento de la demanda en el sistema. Las obras de transmisión serán cofinanciadas con el BEI, buscando que se pueda conformar un paquete que pueda tener financiación independiente de tal manera que satisfaga los requisitos mínimos de monto para el BEI y al mismo tiempo se permita utilizar procedimientos de adquisición del donante.
- 3.4 **Rehabilitación de planta Centro América y Santa Bárbara.** El complejo hidroeléctrico formado por las plantas Centro América y Santa Bárbara cuenta con una capacidad nominal de 100 MW y representa la fuente de generación más importante para el Sistema Eléctrico de Nicaragua. La planta Centroamérica con dos unidades de 25 MW, aprovechando las aguas del embalse de Apanas y Asturias entró en operación en 1965 y excepto por el reemplazo de los reguladores de voltaje el equipo electromecánico, que ha llegado prácticamente a la terminación de su vida útil, no ha sido modernizado. Dentro de estos equipos se encuentran el

aislamiento de los generadores, los transformadores y equipo en la subestaciones elevadoras, interruptores, equipos de control, rodets de las turbinas y generador, etc. La planta Santa Bárbara, aguas debajo de Centro América en el río viejo en el embalse de la Virgen entro en operación en 1972, también cuenta con dos unidades con una capacidad de 25 MW. Al igual que en la planta Centro América los equipos electromecánicos han alcanzado su vida útil y las limitaciones de operación por cavitación en las turbinas, fallas en el equipo de transformación y de los equipos de regulación de voltaje y protecciones han limitado el aprovechamiento de la planta. La disponibilidad de estas plantas a declinado de manera importante en los últimos cinco años como consecuencia natural del acercamiento de la vida útil de diferentes equipos electromecánicos. Las obras civiles de ambas centrales se encuentran en buen estado, pero existen obras de vertido tanto en la presa Mancotal como en la presa el Dorado que de importancia para lograr una operación segura de la planta. En el primer caso, el vertedero está siendo ya construido para soportar avenidas de agua sin precedente como las obtenidas con el huracán Mitch y en el segundo caso, su financiación para el diseño y construcción serán objeto de este programa. En resumen este programa incluye la modernización del equipo electromecánico y del diseño y construcción del vertedero en la presa el Dorado. El BCIE esta financiando los estudios para el diseño detallado de la rehabilitación incluyendo los pliegos de licitación respectivos; debido al estado de avance del proyecto discutido por el Gobierno con el BICE y el hecho de que sus recursos para financiar el proyecto de rehabilitación no serian lo suficientemente concesionales, es que se ha seleccionado este proyecto para ser cofinanciado con el Banco.

- 3.5 **Programa conjunto entre sector público y privado para la reducción de pérdidas.** Este componente financiará medidas por parte del sector público para colaborar con las empresas privadas de distribución en la reducción de pérdidas de energía en las zonas urbanas desprotegidas de la ciudad capital. Este programa estará enfocado a realizar un piloto en una zona preseleccionada y será ajustado para su réplica en nuevas zonas. Se financiarán las siguientes medidas por parte del sector público: (i) comunicación social; (ii) campañas de capacitación y educación sobre uso y ahorro de energía en el hogar; y (iii) equipos menores de cableado y conexión dentro de los hogares. Por parte de las empresas distribuidoras se financiaría la infraestructura correspondiente como: (i) cableado blindado; (iii) equipos de medición; y (iii) redes de distribución secundaria hasta las acometidas. Se realizará un acercamiento con la zona piloto seleccionada para hacer una consulta social que permita identificar las necesidades de la zona y enfocar los apoyos anteriores de acuerdo a las necesidades detectadas, las cuales serán acordadas por un comité del proyecto conformado entre funcionarios del MEM y las Distribuidoras.
- 3.6 **Fortalecimiento institucional de política energética, regulación y aspectos de operación del mercado.** Con este componente se apoya al reciente creado MEM en su fortalecimiento interno, en especial en la definición de políticas y planes específicos para el sector, definición de planes de expansión y en el fortalecimiento de sus funciones en el ámbito de concesión, así como fortalecimiento de la Unidad Ambiental. Al mismo tiempo se proveerán capacitación y herramientas para las tareas de regulación del INE y en específico en los aspectos de ajuste del mercado mayorista de electricidad para mejorar su eficiencia operativa, se proveerá al mismo tiempo de herramientas de operación de corto plazo más eficientes y oportunas para la operación del mercado por parte del CNDC.
- 3.7 **Estudios y preinversión para el desarrollo de fuentes de energía renovable.** Este componente proveerá fondos para realizar estudios de aprovechamiento sostenible de la

cuenca del Río Viejo. Los estudios definirán la mejor forma técnico económica y ambiental para al explotación de la cuenta, y definirán de manera básica preliminar el primer posible proyecto de generación en la cuenca. Se proveerán fondos para proponer un esquema legal y regulatorio para la puesta en marcha de las micro centrales Wawule y Canoas.

B. Costo y Financiamiento

- 3.8 El Cuadro II-1 presenta las estimaciones del costo y forma de financiamiento del programa propuesto. El total del programa es de US\$119,6 millones, de los cuales US\$32,7 millones provendrían de recursos del Banco del préstamo NI-L1021 y US\$42,2 millones de recursos del préstamo NI-L1022. El programa contará con co-financiamiento del BEI por US\$20.3 millones y con recursos del BCIE por US\$19.3 millones. En su conjunto las condiciones financieras de los diferentes recursos y sus montos serán tales que el nivel de consesionalidad estará por encima del mínimo requerido por el Gobierno de Nicaragua.

Cuadro III-1

CATEGORÍA DE INVERSIÓN	TOTAL 2008-2011					
	BID 1	BID 2	BCIE	BEI	Local	Total US\$
1. Ingeniería y Administración	1,507.0	1,412.0	0.0	0.0	0.0	2,919.0
1.1 Ingeniería y estudios	700.0	600.0	0.0	0.0	0.0	1,300.0
1.2 Auditoría y Evaluación	300.0	300.0	0.0	0.0	0.0	600.0
1.3 Apoyo a la administración del Programa	507.0	512.0	0.0	0.0	0.0	1,019.0
2. Costo Directo de Construcción	27,347.3	35,837.7	18,000.0	18,008.6	0.0	99,193.6
2.1 Generación	0.0	22,000.0	18,000.0	0.0	0.0	40,000.0
2.2 Transmisión y transformación	23,497.3	10,037.7	0.0	18,008.6	0.0	51,543.6
2.3 Apoyo al Programa de Reducción de Pérdidas	2,000.0	2,800.0	0.0	0.0	0.0	4,800.0
2.4 Fortalecimiento Institucional	1,850.0	1,000.0	0.0	0.0	0.0	2,850.0
3. Gastos sin Asignación Específica	2,051.0	2,687.8	1,350.0	2,380.0	0.0	8,468.9
3.1 Imprevistos	2,051.0	2,687.8	1,350.0	2,380.0	0.0	8,468.9
3.2 Escalamientos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4. Gastos Financieros	1,794.8	2,262.9	0.0	0.0	5,006.5	9,064.1
4.1 Intereses Préstamo BID	1,794.8	2,262.9	0.0	0.0	0.0	4,057.6
4.2 Comisión de Compromiso BID	0.0	0.0	0.0	0.0	106.5	106.5
4.3 Intereses BCIE / BEI	0.0	0.0	0.0	0.0	4,900.0	4,900.0
TOTAL	32,700.1	42,200.4	19,350.0	20,388.6	5,006.5	119,645.6

IV. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

A. Ejecución y Administración del Programa

- 4.1 El prestatario será la República de Nicaragua. El ejecutor del programa será el MEM a través de ENATREL para los componentes de transmisión, y de HIDROGESA, subsidiaria de ENEL para los componentes de generación; el MEM tendrá la responsabilidad final por la ejecución general del programa y responsabilidad específica para los componentes de fortalecimiento institucional y programa conjunto de reducción de pérdidas. En la ejecución de los componentes de inversión y transmisión y en generación se utilizarán las estructuras existentes de ENATREL y ENEL específicamente. Existirá una Unidad Coordinadora del programa en el MEM con dos funcionarios con cargo a este programa y contará con un coordinador de programa designado dentro de los funcionarios de ENATREL y ENEL.

- 4.2 Tanto ENATREL como ENEL tienen experiencia en la ejecución de proyectos financiados por el Banco, en la operación pública más recientemente ejecutada el préstamo híbrido 1017/SF-NI. ENATREL, a su vez cuenta con experiencia en ejecución de proyectos de otras agencias internacionales, en tanto ejecuta con la KfW de Alemania en 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 3.2 millones de Euros. Adicionalmente, se ejecutan con fondos de Instituto del Crédito Oficial (ICO) del gobierno de España un proyecto por 3.6 millones de Euros para una 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.
- 4.3 La adquisición de obras y bienes y la selección y contratación de consultores para el Programa se regirá 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. En el caso de las obras cofinanciadas se propone utilizar los procedimientos de la agencia que provee el monto mayor del financiamiento, en todo caso Para el tipo de obras que aplican al cofinanciamiento, en todos los casos el procedimiento a utilizar será una licitación pública internacional. Con base en una evaluación institucional se determinará el dimensionamiento de la Unidad Coordinadora dentro del MEM y se definirá a detalle los mecanismos de coordinación del programa entre las instituciones involucradas.

V. IMPACTO SOBRE EL DESARROLLO

A. Beneficios y Resultados

- 5.1 Los beneficios del programa en lo general serán sostener e incrementar la confiabilidad del servicio público de electricidad en Nicaragua, e incrementar la infraestructura necesaria para suministrar el incremento de demanda en el mediano plazo. Las inversiones a realizar son las prioritarias para lograr estos objetivos de corto y mediano plazo. En el campo específico de las obras de transmisión éstas disminuirán el número de interrupciones generales en el servicio eléctrico que en la actualidad es muy vulnerable a contingencias para cual el sistema no está adaptado a soportar contingencias sencillas. En el caso de las obras de expansión éstas contribuirán a satisfacer la demanda en especial de la zona occidente y centro del país.
- 5.2 En cuanto al componente de modernización de la planta Centro América y Santa Bárbara, se logrará extender la vida útil de la planta ya que el equipo electromecánico ha llegado al cumplimiento de su vida útil. La modernización de plantas hidroeléctricas que extienden la vida útil de las mismas ha mostrado ser una de las soluciones más rentables para aumentar o incrementar la aportación de energía renovable en el sistema. Por los bajos costos de inversión de las rehabilitaciones sus retornos económicos son muy superiores a la de proyectos completamente nuevos. Las plantas a rehabilitar en la actualidad aportan entre el 10 al 15% de la energía a los consumidores-, Con el mantenimiento de esta capacidad de producción se evita la entrada de otras fuentes de generación térmicas, estas centrales es la única fuente de generación hidroeléctrica que tiene importantes impactos positivos en los precios finales al consumidor. Con los componentes de fortalecimiento institucional y de reducción de pérdidas se contribuirá a mejorar la gestión del modelo del sector eléctrico y se contribuirá con el mejoramiento de las condiciones financieras del sector. Las medidas en su conjunto contribuirán en el mediano plazo a colaborar con las acciones necesarias para que el

sector eléctrico nicaragüense mantenga su capacidad de suministrar los servicios en condiciones de calidad adecuadas para el país, y al mismo tiempo se sienten las bases para el desarrollo conjunto entre el sector público y privado de las inversiones necesarias para enfrentar el crecimiento en las necesidades de consumo de energía.

B. Aspectos Sociales y Ambientales

- 5.3 *Impactos del Programa.* Las obras financiadas con los dos préstamos del Programa tendrán importantes impactos socioambientales positivos. Los principales beneficios provendrán de la mejora en la calidad y confiabilidad del suministro de electricidad, mediante la mejora en las redes de transmisión y el aumento en la generación hidroeléctrica. Los beneficiarios directos principales serán todos los usuarios del servicio de electricidad en Nicaragua. HIDROGESA, subsidiaria de ENEL, será beneficiaria directa del fortalecimiento institucional, resultando en un incremento de la eficacia con que ejecuta la gestión del sector de electricidad y, por otra parte, ENATREL está siendo beneficiada con el fortalecimiento en la operación NI-L1015.
- 5.4 Los principales impactos potenciales negativos esperados incluyen: (i) impactos a lo largo del trazado de nuevas líneas de transmisión como movimientos de tierra, remoción de vegetación, afectación a la población, necesidad de reasentamiento involuntario; ii) impactos resultantes del aprovechamiento de materiales para la construcción del vertedero en la presa El Dorado; y iii) impactos resultantes de la sustitución de transformadores de potencia que han cumplido su vida útil, que pueden generar derrames de aceites y/o requieren el almacenamiento adecuado de los PCBs.
- 5.5 La obra de mayor magnitud es la rehabilitación del Vertedero El Dorado, en el embalse de Asturias perteneciente al complejo de generación de las plantas Centroamérica y Santa Bárbara. Como es conocido, los vertederos en un embalse son una obra de prevención de impacto ambiental, dado que previenen la ruptura del embalse que puede tener los riesgos de fatalidad implícita. Sin embargo, cuando el vertedero trabaje a su máxima capacidad, es posible que se generen impactos obviamente de menor magnitud que la ruptura, pero que son dignos de verificación, para identificar si procede la implementación de medidas para minimizarlos. El Vertedero El Dorado, desagua en el Río Tuma, éste posee un cañón amplio que probó su capacidad de evacuación con el Huracán Mitch. Sin embargo, con base en las previsiones de diseño, su capacidad de vertido se incrementará en aproximadamente un 30%, por lo tanto debe verificarse, si esta nueva magnitud pueda representar algún riesgo para poblaciones aguas abajo, ameritando la implementación de un programa de alerta temprana para prevención de desastres, ante la ocurrencia de un fenómeno natural de similar o superior magnitud que Mitch; los recursos para estos aspectos formarían parte del programa.
- 5.6 *Marco Legal Ambiental.* La Legislación Ambiental Nicaragüense, en materia de Evaluación Ambiental, reformada el 22 de diciembre del 2006, mediante el Decreto No 76-2066, modificó el Sistema de Evaluación Ambiental, estableciendo tres Categorías de proyectos I, II y III, en función de su naturaleza y complejidad. Para cada una de ellas definió listas taxativas para facilitar su clasificación, en las dos primeras categorías, el Permiso Ambiental que emite el MARENA, previa ejecución de obras, está condicionado a la presentación y aprobación de un Estudio de Impacto Ambiental.
- 5.7 Para el programa los componentes que clasifican como categoría II son las “Obras de nueva construcción” de “líneas de transmisión eléctrica superior a 69KW y sub estaciones” según el

Art.2 inciso 22 y el Art 17 inciso 28, respectivamente. Todas las demás obras al ser rehabilitaciones de obras existentes, clasifican como categoría III y estarían sujetas a una Valoración Ambiental, previo otorgamiento del Permiso Ambiental correspondiente. Esta Valoración Ambiental, es un proceso abreviado, donde el dictamen se produce sobre la “valoración en terreno del cumplimiento de la normativa ambiental y las medidas ambientales a ser adoptadas por el proponente.” Art 4. inciso 36.

- 5.8 *La Estrategia Ambiental y Social del Programa*, tiene en cuenta que el Programa en sus diferentes componentes se financiará con recursos de dos préstamos, (NI-L1021 para el 2007 y NI-L1022 para el 2008) y dos cofinanciamientos. Se está elaborando una Evaluación Ambiental y Social (EAS) para todo el Programa, con el objetivo de definir los instrumentos y procedimientos adecuados de manejo ambiental y social de las diferentes obras del Programa, identificar los impactos directos y acumulativos en el medio ambiente, así como definir las medidas de mitigación, compensación, control y gestión ambiental del Programa; incluyendo los planes de monitoreo y seguimiento.
- 5.9 Desde la perspectiva ambiental y social las obras del Programa a financiar con el primer préstamo (NI-L1021 para 2007) no presentan impactos significativos y sus impactos son temporales y de fácil mitigación por medio de medidas conocidas, previstas tanto en la legislación local, como dentro de las políticas de Salvaguarda Ambiental del Banco. Para las mismas se elaborará un Análisis Ambiental y Social (AAS) de la zona de influencia, a ser contrastado con las actividades del proyecto y sus efectos indirectos potenciales, verificando que se cumpla a cabalidad con las políticas OP-102 sobre disponibilidad de la Información, OP-710 sobre Reasentamiento Involuntario, OP-704 sobre Desastres Naturales Inesperados, además de la recién aprobada política de Manejo de Desastre y Riesgo. El AAS incluirá el respectivo Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS), con el objetivo de prevenir o minimizar los efectos de los impactos ambientales y sociales, que potencialmente se identifiquen. Para el segundo préstamo (NI-L1022 para 2008), se consideran algunos proyectos de mayor magnitud, como la Rehabilitación de la Plantas Centroamérica y Santa Bárbara y el vertedero El Dorado y tramos de líneas de transmisión que requerirán abrir derechos de vía nuevos. Para estas obras la EAS evaluará cuales requieren un AASo un EsIA.
- 5.10 El Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), del Programa a ser presentado con el Informe de Proyecto incluirá un resumen de la EAS, con los resultados de los AAS de las obras del primer préstamo y sus respectivos PGAS. Para las obras del segundo préstamo que requieren un EsIA, como las líneas de transmisión, se incluirán los términos de referencia incluyendo los aspectos que se consideren de mayor relevancia o generación de impacto. Con base en lo anterior se recomienda que la operación sea clasificada “B”.

VI. ASPECTOS ESPECIALES

- 6.1 Durante la preparación el equipo de programa focalizará sus esfuerzos en: (i) avanzar en la colaboración con BCIE y el BEI en la definición detallada de los costos y definición de los proyectos a cofinanciar; (ii) se continuará en el diálogo con las distribuidoras para diseñar los componentes del programa de reducción de pérdidas; (iii) se realizará el análisis institucional para afinar el mecanismo de ejecución y determinar las necesidades de fortalecimiento que en su caso sean necesarias para la ejecución; (iv) se continuará con el diseño de la estrategia ambiental del programa y con la preparación ambiental de los proyectos específicos.

VII. RIESGOS

7.1 El Cuadro VII-1 resume los riesgos críticos del Programa y las medidas de mitigación:

CUADRO VII-1 RIESGOS CRÍTICOS DEL PROGRAMA	
Riesgo	Medidas Mitigación
Demoras en aprobación legislativa. 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 al programa que ha manifestado el actual Gobierno a través del Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Hacienda, así como por los acuerdos políticos que hasta el presente han asegurado mayorías parlamentarias a las iniciativas del Poder Ejecutivo.
Sostenibilidad financiera. 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. Durante el análisis de la operación se evaluarán proyecciones financieras.
Materialización del cofinanciamiento. Diferencias en procedimientos de adquisiciones y políticas específicas de las diferentes instituciones pudieran presentar dificultades.	Los proyectos específicos a co-financiar pueden ser ejecutados independientemente, de tal manera que se reducen estos riesgos.
Retraso en ejecución por servidumbres. 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 de 40Km, así como en los 8 Km de nuevos derechos.

VIII. ESTADO DE PREPARACIÓN Y PLAN DE ACCIÓN

- 8.1 El programa está identificado en su totalidad en sus aspectos generales, se cuenta ya con algunos estudios técnicos, y se ha iniciado la preparación de evaluaciones económicas y financieras. Los proyectos seleccionados en el campo de transmisión son aquellos que ENATREL ha identificado dentro de los mas prioritarios dentro del plan de expansión de la transmisión 2001-2010 que contiene inversiones por más de US\$105 millones; los proyectos prioritarios son requeridos ya sea por insuficiencia de evacuación de potencia, falta de cumplimiento de estándares de seguridad o por crecimiento de demanda lo cual es un indicativo de la potencial bondad económica de los proyectos. Las obras son todas convencionales en la industria por lo que no representan retos técnicos de importancia.
- 8.2 En el caso de la repotenciación de la central hidroeléctrica Centroamérica y Santa Barbara, el no reemplazo del equipo electromecánico, que llega a su vida útil, representaría la pérdida gradual de una de las principales fuentes de generación del país. Los proyectos de repotenciación de las centrales hidroeléctricas con estas características son una de las mejores practicas seguidas en la industria. En cuanto a las obras civiles de vertedero estas han sido identificadas como fundamentales por estudio previos realizados tanto por el *Army Corps of Engineers* como otras agencias que han realizado asistencia técnica a HIDROGRESA. La estrategia ambiental y social del programa continúa su preparación y la preparación.

PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ELECTRICO I y II NI-L1021 y NI-L1022			
MARCO LÓGICO			
Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
Fin (impacto)			
Contribuir con el mejoramiento de las condiciones de cantidad, confiabilidad y calidad del suministro de energía que el crecimiento de la economía Nicaragüense requiere.	<i>A tres (3) años de terminar el segundo préstamo</i> <ul style="list-style-type: none"> La energía anual no servida en el sistema eléctrico nacional pasa de xx GWh en 2006 a yy GWh. El tiempo promedio de interrupción por usuario para de xx hrs 2006 a yy hrs. El consumo industrial se incrementa de xx GWh en 2006 a yy GWh. El consumo comercial se incrementa de xx GWh en 2006 a yy GWh. El consumo residencial se incrementa de xx GWh en 2006 a yy GWh. 	<ul style="list-style-type: none"> Estadísticas del MEM, INE. Informes de Operación del CNDC. 	<ul style="list-style-type: none"> Se mantienen las condiciones macroeconómicas favorables. Se mantienen los esfuerzos paralelos del sector privado en el sector de generación. Se mantienen la relación y los esfuerzo del Gobierno y las Distribuidoras en mejorar las condiciones de gestión de la comercialización del servicio.
Propósito (resultado)			
Realizar inversiones necesarias para asegurar e incrementar la confiabilidad del suministro actual y enfrentar la demanda de mediano plazo.	<i>A tres (3) años del primer préstamo:</i> <ul style="list-style-type: none"> La energía no servida en el sistema por fallas de transmisión pasa de xx GWh en 2006 a yy GWh. Energía no servida en el sistema por fallas de transformación pasa de xx GWh en 2006 a yy GWh. Duración promedio de salidas de líneas pasa de xx hrs en 2006 a xxx hrs . 	<ul style="list-style-type: none"> Informe de progreso del programa. 	<ul style="list-style-type: none"> Se mantienen las condiciones macroeconómicas favorables. Se mantienen los esfuerzos paralelos del sector privado en el sector de generación.

PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ELECTRICO I y II NI-L1021 y NI-L1022			
MARCO LÓGICO			
Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
	<i>A tres (3) de terminar el segundo préstamo</i> <ul style="list-style-type: none"> La disponibilidad efectiva de la generación hidroeléctrica pasa de XXX MW en 2006 a xxx MW. La producción de energía hidroeléctrica pasa de xxx GWh en 2006 a xxx GWh. El índice de recuperación de caja de las zonas del programa de reducción de pérdidas pasa de XX a XXX. 		Se mantienen la relación y los esfuerzos del Gobierno y las Distribuidoras en mejorar las condiciones de gestión de la comercialización del servicio.
Componentes (productos)			
1.1 Inversiones en transmisión y transformación Reforzar la infraestructura de transmisión para incrementar confiabilidad y atender los incrementos de la demanda.	<i>Al finalizar el primer préstamo</i> <ul style="list-style-type: none"> Está en operación el anillo de occidente en 138 KV Entran en operación transformadores de potencia en subestaciones XXX y XXX. <i>Al finalizar el segundo préstamo</i> <ul style="list-style-type: none"> Entra en operación línea San Ramón – Maniguas 138 KV. Entra en operación anillo de Managua-Masaya-Tipitapa. 	<ul style="list-style-type: none"> Informe de progreso del Programa 	<ul style="list-style-type: none"> Se adquieren derechos de vía oportunamente.
1.2 Inversiones en rehabilitación de generación Sostener la producción de generación hidroeléctrica e incrementar la vida útil de las plantas de generación .	<i>Al finalizar el segundo préstamo</i> <ul style="list-style-type: none"> Está en operación la Planta Centro América y Santa Bárbara ya rehabilitada. 	<ul style="list-style-type: none"> Informe de progreso del Programa 	<ul style="list-style-type: none"> Existen ofertas oportunas en el mercado de suministro de equipos electromecánicos .
1.3 Programa de reducción de pérdidas	<i>Al año finalizar el primer préstamo</i>	<ul style="list-style-type: none"> Informe de progreso 	<ul style="list-style-type: none"> Se mantienen las

PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ELECTRICO I y II NI-L1021 y NI-L1022			
MARCO LÓGICO			
Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
Contribuir con experiencias para el mejoramiento de la condición financiera del segmento de distribución.	<ul style="list-style-type: none"> Se mejoran las pérdidas de energía en XXX % Se mejora el índice de recuperación de caja en la zona en xxx %. <p><i>Al finalizar el segundo préstamo</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Se cuenta con una segunda zona piloto seleccionada y con la estrategia ajustada. 	del Programa	condiciones de suministro de energía.
<p>1.4 Fortalecimiento institucional, política, regulación y operación del mercado.</p> <p>Contribuir con la mejora de la gestión del modelo sectorial del sector eléctrico.</p>	<p><i>Al año finalizar el primer préstamo</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Se formaliza la estructura del ministerio por medio de una ley o decreto de organización interna. Se conforma la unidad ambiental. Se emiten planes de expansión de sector eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> Informe de progreso del Programa 	<ul style="list-style-type: none"> No se promueve ningún cambio adicional estructural de importancia en el sector.
<p>1.5 Estudios y preinversión para el desarrollo de fuentes de energía renovable.</p> <p>Colaborar con la puesta en marcha de unidades fuera de operación y con la identificación de nuevos aprovechamientos de generación hidroeléctrica en cuenca del Rio Viejo.</p>	<p><i>Al año finalizar el segundo programa</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Entran en operación las micro centrales XXX y XXX. Se tienen identificado a nivel de diseño básico y listo para financiación el primer proyecto en la cuenca del Rio Viejo. 	<ul style="list-style-type: none"> Informe de progreso del Programa 	<ul style="list-style-type: none"> Se aprueba con éxito un nuevo mecanismo jurídico para la explotación de las micro centrales.

Programa de Apoyo al Sector Eléctrico I y II
NI-L1021 y NI-L1022

COSTO ESTIMADO PARA TERMINAR LA PREPARACIÓN

Descripción	Unidad	Total
Misiones	Número	4
Staff INE/ENE – Sede	Persona-semana	24
Staff Departamento Legal	Persona-semana	3
Representación CID/CNI	Persona-semana	4
TOTAL	Persona-semana	20
Consultoría Análisis Institucional	Persona-semana	2