

NICARAGUA

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE (PNESER)

PRIMER PRÉSTAMO (NI-L1040)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto integrado por: José Ramón Gómez (INE/ENE), Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefes de Equipo; Germán Cruz (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Jorge Ordóñez (INE/ENE); Alma Reyna Selva (CID/CNI); Brenda Álvarez (CID/CNI); Juan Carlos Lazo (CID/CNI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Wesly Ureña-Vargas (INE/ECC); y Denis Corrales (VPS/ESG); bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Mirna Lievano de Marques, Representante del BID en Nicaragua (CID/CNI).

CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A.	Antecedentes y Justificación	2
B.	Objetivo, Componentes y Costo.....	6
C.	Matriz de Resultados	14
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	14
A.	Instrumentos Financieros.....	14
B.	Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación.....	15
C.	Riesgo Fiduciario.....	17
D.	Riesgos de Ejecución.....	17
E.	Otros Aspectos Especiales y Riesgos	18
III.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN	21
A.	Resumen de Medidas de Implementación	21
B.	Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados.....	23

ANEXOS	
ANEXO I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM). Resumen
ANEXO II	Matriz de Resultados
ANEXO III	Resumen Plan de Adquisiciones

ENLACES ELECTRÓNICOS	
1.	Informe de Gestión Ambiental y Social http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35052026
2.	Plan Operativo Anual http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35078800
3.	Plan de Adquisiciones Completo http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35078700
4.	Arreglos de Monitoreo y Evaluación de Resultados. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35154442

OTRAS REFERENCIAS	
	Memorando de Entendimiento entre las autoridades de Nicaragua y los Organismos Financieros y de Cooperación Internacional del PNESER http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35078210
	Anexo Fiduciario http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35078805
	Archivos Técnicos y de Soporte de la Preparación http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35076761
	Documento Principal del PNESER http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35078748
	Anexo VIII. Nueva Estructura Institucional para la Ejecución del PNESER http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35078694
	Evaluación Técnica y Económica del programa http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35062497

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AECID	Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CIF	<i>Climate Investment Fund</i> (Fondo de Inversión Climática)
CT	Cooperación Técnica
DISNORTE	Distribuidora de Electricidad del Norte S.A.
DISSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur S.A.
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
EE	Eficiencia Energética
ER	Energía Renovable
ESCO	<i>Energy Services Companies</i> (Empresas de Servicios Energéticos)
ETIAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
FND	<i>Nordic Development Fund</i> (Fondo Nórdico para el Desarrollo)
FODIEN	Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica
GdN	Gobierno de Nicaragua
IFC	<i>International Finance Corporation</i> (Corporación Financiera Internacional)
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
KEXIM	<i>Korean Eximbank</i>
LAIF	<i>Latin America Investment Facility</i> (Facilidad de Inversión para América Latina)
LIE	Ley 272 de la Industria Eléctrica
MARENA	Ministerio de Ambiente y los Recursos Naturales de Nicaragua
MdE	Memorando de Entendimiento
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MGAS	Marco de Gestión Ambiental y Social
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MW	<i>Megawatt</i>
OFCI	Organismos Financieros y de Cooperación Internacional
ONG	Organizaciones No Gubernamentales
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
POA	Plan Operativo Anual
RO	Reglamento Operativo
SECCI	<i>Sustainable Energy and Climate Change Initiative</i> (Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático)
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SREP	<i>Scaling-Up Renewable Energy Program for Low Income Countries</i> (Programa de Impulso a la Energía Renovable en países de bajos ingresos)
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UE-MEM	Unidad Ejecutora
VPNE	Valor Presente Neto Económico

NICARAGUA					
PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE (PNESER) - PRIMER PRÉSTAMO (NI-L1040)					
Términos y Condiciones Financieras del Primer Préstamo					
Prestatario: República de Nicaragua				CO	FOE
Ejecutores: Ministerio de Energía y Minas (MEM), Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL).			Plazo de amortización:	30 años	40 años
			Período Gracia	6 años	40 años
			Período Desembolso:	4 años	4 años
			Tasa de interés:	FU-FIJA	0,25%
BID I – NI-L1040	\$30.500.000	100%	Inspección y Vigilancia	*	N/A
(CO)	\$15.250.000		Comisión de crédito:	*	N/A
(FOE)	\$15.250.000		Moneda:	US\$ FU	US\$
Estructura y Financiamiento del Programa PNESER					
La operación propuesta constituye el primer préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para el PNESER (o el Programa) cuya estructura apunta a que los recursos del BID puedan ser aportados de forma modular en los años 2010, 2011 y 2012, a través de operaciones que serán presentadas para aprobación del Directorio Ejecutivo en forma independiente y cuyas inversiones se justifican y son viables en forma autónoma, pero que permiten ir alcanzando las metas del marco de resultados en forma acumulativa. El diseño se ajusta a la disponibilidad de recursos concesionales, a la vez que sirve para apalancar recursos de otros donantes, manteniendo la concesionalidad acordada por el Gobierno de Nicaragua (GdN) con la comunidad internacional como parte de los arreglos para reducción de la deuda del país.					
BID I (NI-L1040) (2010):	US\$ 30.500.000	1/ Organismos Financieros y de Cooperación Internacional (OFCI): Banco Mundial (BM); Corporación Financiera Internacional (IFC); Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID); Korean Eximbank (KEXIM); Facilidad de Inversión para América Latina (LAIF); Banco Europeo de Inversiones (BEI); Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE); Fondo de Inversión Climática (CIF) / Programa de Impulso a la Energía Renovable en países de bajos ingresos (SREP) y Fondo Nórdico para el Desarrollo (FND).			
BID II (NI-L1050) (2011)	US\$ 22.000.000				
BID III (2012)	US\$ 25.000.000				
Otros Financiamientos ^{1/}	US\$280.900.000				
Aporte Local y de Terceros	US\$ 22.600.000				
Costo Total Programa	US\$381.000.000				
Esquema del Proyecto					
El objetivo del PNESER es apoyar los esfuerzos del GdN para reducir la pobreza promoviendo el acceso de una porción importante de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible, a la vez que apoya la generación de condiciones para avanzar en un cambio en la matriz energética que contribuya a mejorar las condiciones de mitigación y adaptación del cambio climático. PNESER apoyará siete componentes: (i) Electrificación Rural por Extensión de Redes; (ii) Normalización del Servicio en Asentamientos; (iii) Expansión en Zonas Aisladas con Energía Renovable; (iv) Preinversión y Estudios de proyectos de Generación con Energía Renovable; (v) Programas de Eficiencia Energética; (vi) Refuerzo del Sistema de Transmisión en las Zonas Rurales; y (vii) Sostenibilidad de los Sistemas Aislados de responsabilidad de ENEL.					
Condiciones previas al primer desembolso del primer préstamo (NI-L1040): (i) que se haya integrado en el MEM la estructura que actuará como Unidad Ejecutora (UE-MEM) para el Sub-programa I y coordinadora de todo el PNESER (§3.2); (ii) que se haya aprobado el Reglamento Operativo del Programa (§2.2); (iii) que se haya suscrito el Memorando de Entendimiento (MdE) con los OFCI y se haya integrado el Comité de Seguimiento del PNESER (§2.2 y 3.3); y (iv) que se haya suscrito un convenio marco entre el MEM y la Distribuidora de Electricidad del Norte S.A. (DISNORTE) y entre el MEM y la Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (DISSUR) (§1.14, §1.17).					

Condiciones previas al primer desembolso de cada sub-programa del primer préstamo (NI-L1040): (i) que se hayan suscrito convenios de transferencia de recursos y ejecución con cada co-ejecutor para el sub-programa respectivo (§3.5); (ii) la presentación del Plan Operativo Anual (POA) actualizado para el primer año (§3.4).

Condiciones especiales de ejecución: (i) El programa se ejecutará con base en POA. Para que un proyecto, cuyos subsidios, incentivos o aportes reembolsables (Componentes 1, 2, 3 y 5) sean financiados con recursos del programa, pueda ser incorporado en un POA deberá contar con un Convenio Marco (§1.14, §1.17, §1.20 y §1.26) suscrito con los distribuidores/operadores; (ii) para que un subproyecto de los identificados en el (§2.4), pueda ser incluido en un POA deberá contar con la aprobación de su calificación ambiental por parte del BID; (iii) los organismos ejecutores serán responsables de la implementación del esquema de gestión social y ambiental del programa así como del monitoreo y seguimiento ambiental y social de las medidas incluidas en los Planes de Gestión Ambiental y Social (PGAS) de cada proyecto y de la presentación de los informes y auditorías, tal y como se estipula en el (§8.1) del Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS). El BID aprobará los Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIAS) en el caso de los subproyectos mencionados en el numeral (ii) anterior; (iii) ENATREL y ENEL deberán cumplir con los indicadores financieros a que se refiere el (§2.14).

Excepciones a las políticas del BID: Ninguna.

El proyecto es coherente con la Estrategia de País:				Si [X]	No []
El proyecto califica como:	SEQ[X]	PTI []	Sector []	Geográfica []	% beneficiarios []

Adquisiciones: Ver Plan de Adquisiciones actualizado.

*/ La comisión de crédito, y la comisión de inspección y vigilancia que se mencionan en este documento será establecida periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de la revisión de cargos financieros del BID, de conformidad con las disposiciones aplicables de la política del BID sobre metodología para el cálculo de cargos para préstamos de capital ordinario. En ningún caso la comisión de crédito podrá superar el 0,75%, ni la comisión de inspección y vigilancia exceder en un semestre determinado el 1% al monto del financiamiento, dividido por el número de semestres incluido en el plazo original de desembolso. FU = Facilidad Unimonetaria.

I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes y Justificación

- 1.1 **Problemas y retos del sector.** Nicaragua, el segundo país de más bajos ingresos de América Latina y el Caribe, presenta una de las tasas más bajas de cobertura del servicio de electricidad en la región, lo cual representa una barrera importante para el desarrollo socioeconómico. Aunque la electrificación ha aumentado gradualmente, pasando la cobertura de 30% en 1971 a 65%¹ en 2009, aún se encuentra muy lejos de la meta acordada por los países centroamericanos de alcanzar una cobertura del 90% en todos los países para el 2020. De las 390 mil viviendas que no figuran como clientes de electricidad, se estima que al menos 340 mil viviendas (1,8 millones de personas) carecen de servicio de electricidad, y la diferencia son clientes ilegalmente conectados que viven en asentamientos subnormales y cuentan con un servicio no normalizado, de baja calidad, inseguro y sin continuidad. Este problema no solo afecta a los conectados ilegalmente, sino que afecta a los clientes legales; en total se estima que hay 164 mil viviendas (clientes legales e ilegales) en estos asentamientos.

¹ Del total de 1,1 millón de viviendas ocupadas, 711 mil viviendas eran clientes del servicio eléctrico.

- 1.2 Para incrementar la cobertura eléctrica en el país, además de legalizar a los usuarios ilegales normalizando el servicio en dichos asentamientos, será necesario realizar proyectos de extensión de redes y desarrollar proyectos de electrificación en zonas aisladas. Para conectar nuevos usuarios mediante extensión de redes el Gobierno de Nicaragua (GdN) utilizará los mecanismos de subsidios ya probados y autorizados en el marco legal (§1.10,1.11). Sin embargo, considerando que muchas zonas poseen circuitos de distribución de longitud considerable, y no estarían en capacidad de abastecer nuevas cargas a los niveles normados de voltaje, es necesario reforzar las redes de transmisión del sistema. La conexión de nuevos usuarios en las zonas aisladas se ha visto afectada en el pasado por: (i) los problemas que enfrenta la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) en las 31 agencias que atienden sistemas aislados, debido a problemas de gestión, el alto costo de operación por la utilización de plantas de combustible fósil y la naturaleza de mercados pequeños, de difícil acceso y comunidades dispersas; y (ii) la ausencia de una estrategia y política nacional de atención a estos mercados.
- 1.3 La ausencia de inversiones oportunas ha llevado al país a una alta dependencia de electricidad proveniente de hidrocarburos, cuya proporción ha aumentado hasta alcanzar un 65%² de la generación de electricidad en el año 2009, a pesar de ser un país dotado de importantes recursos de Energía Renovable (ER) no explotados (energía geotérmica, eólica e hidráulica). Los altos costos de inversión inicial, en especial para el desarrollo de ER y particularmente para proyectos de energía geotérmica, se presentan como barrera para el escalamiento en el uso de ER en el país y para el involucramiento del sector privado en este segmento. Finalmente, como lo ha mostrado la experiencia internacional, el país no solo deberá buscar aumentar la generación de fuentes ER, sino que deberá reducir su índice de Intensidad Energética (3,89), el cual es más del doble del promedio de la región latinoamericana (1,7)³, lo que significa que el país hace un uso relativamente ineficiente de su energía.
- 1.4 **Instituciones del Sector.** El Ministerio de Energía y Minas (MEM) creado en 2007, en reemplazo de la Comisión Nacional de Energía asumió la función de desarrollar y expandir la electrificación en el área rural, en los lugares donde no hay interés de participar de los agentes de la industria eléctrica. A través del Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN), el MEM ha puesto en marcha proyectos de electrificación rural con financiamiento de múltiples donantes. Sin embargo, los recursos han sido limitados y sólo han permitido aumentos marginales en la cobertura del servicio con costos elevados por vivienda conectada. Por otra parte, el MEM tiene entre sus funciones la elaboración de las políticas y planificación del sector, la promoción de la Eficiencia Energética (EE), y la elaboración de estudios de pre-inversión para el desarrollo de recursos energéticos renovables. La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), de propiedad estatal, es responsable por la transmisión eléctrica en el país. ENEL, también estatal, es responsable por el 30% de la generación del país, estando el 70% restante en manos de empresas privadas.

² En el 2009, 1.085 Gwh (o 35% de los 3.100 GWh generados) provinieron de fuentes renovables.

³ Ver informe Una Encuesta sobre la Productividad Energética en las Américas. BID. Septiembre 2008.

ENEL tiene a su cargo los sistemas aislados que quedaron después de la concesión de las áreas de distribución a las empresas Distribuidora del Norte (DISNORTE) y Distribuidora del Sur (DISSUR) de capital privado.

- 1.5 **Estrategia del País y el BID en el sector.** La estrategia que viene impulsando el GdN en el sector eléctrico para superar los retos del sector incluye: (i) la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica; (ii) la expansión de las inversiones del sector privado en generación hidroeléctrica, geotérmica y biomasa⁴; (iii) la expansión de la cobertura eléctrica; (iv) la promoción de programas de EE; (v) la reducción de pérdidas; y (vi) la maximización de oportunidades que se presentan debido a la entrada del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC). Estas actividades han venido siendo apoyadas por el BID y otros donantes, particularmente las acciones enfocadas a la rehabilitación de la infraestructura hidroeléctrica existente, el refuerzo del sistema de transmisión, los programas de EE y control de pérdidas, y algunos programas de expansión de cobertura en sistemas aislados.
- 1.6 En este marco, el GdN, a través del MEM, ha solicitado el apoyo de la comunidad financiera internacional para ejecutar el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable para Nicaragua (PNESER o el Programa), el cual apoya y complementa los esfuerzos para una transformación significativa del sector eléctrico, incrementando en forma sustancial la cobertura eléctrica nacional, contribuyendo a revertir la dependencia de hidrocarburos en la matriz energética por medio del uso de fuentes de ER, e implementando medidas de EE. El PNESER toma como base la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 cuyo objetivo general es asegurar el abastecimiento energético con calidad, cantidad y diversidad de fuentes, necesario para garantizar el desarrollo sostenible, teniendo en cuenta la equidad social, el crecimiento económico y la gobernabilidad y compatibilidad con el ambiente, de acuerdo con los compromisos ambientales internacionales. A la fecha varios Organismos Financieros y de Cooperación Internacional (OFCI) incluidos el Banco Mundial (BM), la Corporación Financiera Internacional (IFC), *Korean Eximbank* (KEXIM), la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID), la Facilidad de Inversión de América Latina (LAIF), el Banco Centro Americano de Integración Económica (BCIE), el Banco Europeo de Inversiones (BEI), y el Fondo Nórdico para el Desarrollo (FND) han manifestado su interés en participar en el financiamiento del mismo. Además se espera presentar el PNESER como un programa piloto al *Program on Scaling-up Renewable Energy in Low Income Countries* (SREP, Programa de Impulso a la Energía Renovable en Países de Bajos Ingresos) del *Climate Investment Fund* (CIF, Fondo de Inversión Climática).

⁴ Se han otorgado concesiones que se encuentran en ejecución para proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y eólicos con inversiones privadas por cerca de US\$2.000 millones, incluyendo Tumarín (hidroeléctrica), Momotombo, San Jacinto, El Hoyo, Chiltepe, Caldera de Apoyo, Casitas y otros (geotérmicos), Amayo, Eolo y Blue Energy (eólicos).

- 1.7 **Participación del BID en el sector.** La estrategia del BID en el sector eléctrico ha permitido apoyar las actividades del GdN logrando un impacto positivo en el sector eléctrico. Mediante el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico I, II y III, se han apoyado actividades en las áreas de generación con ER, transmisión y se ha iniciado un programa piloto de normalización del servicio en asentamientos⁵. Igualmente se está apoyando con asistencia técnica otros temas, como EE (Desarrollo de la EE en Nicaragua, ATN/JF-9884-NI), ER (apoyo a investigaciones eólicas en Corn Island, ATN/SU-9576-NI, y Desarrollo de Sistemas de Generación Eólica en Sistemas Aislados, ATN/SF-9634-NI) y el acceso al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), ATN/OC-11766-NI. La confianza en la institucionalidad del sector está impactando de manera positiva a través de la atracción de inversiones privadas en generación de energía eléctrica⁶, el margen de reserva eléctrica está aumentando y los racionamientos de energía han disminuido considerablemente⁷. Las relaciones del GdN con los agentes del sector, en su mayoría privados, han mejorado e importantes acuerdos han sido ratificados por la Asamblea Nacional para atender las deudas vencidas y el mejoramiento de las condiciones financieras del sector eléctrico en general.
- 1.8 **Contribución a la Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático (SECCI) del BID.** Las actividades del PNESEER contribuirán significativamente a la estrategia del BID hacia la promoción de las ER y la EE contenidas en la *Sustainable Energy and Climate Change Initiative* (SECCI, Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático). Además de los componentes específicos destinados a la promoción de ER e implementación de la EE, la expansión de la cobertura eléctrica hacia las zonas que actualmente no cuentan con este servicio permitirá reducir el consumo de derivados de petróleo y la deforestación causada por el consumo masivo de leña, que constituyen las fuentes energéticas primarias usualmente utilizadas en poblaciones de áreas rurales que actualmente carecen de servicio eléctrico. Además se busca masificar la implementación de EE en las zonas urbanas las cuales no tienen normalizado el servicio eléctrico. Como parte del programa y con apoyo de la Cooperación Técnica (CT) ATN/OC-11766-NI, el BID y el GdN financiarán el desarrollo de la línea base de emisiones para el sector eléctrico nicaragüense con el objeto de facilitar la incorporación del programa o de los proyectos del programa al MDL.
- 1.9 **Justificación.** El programa está enfocado en satisfacer las necesidades del sector energético nicaragüense con respecto a la cobertura eléctrica y la transformación de la matriz energética mediante la promoción de las ER y la EE y está en línea con los principios fundamentales de la estrategia del BID en el país. La estrategia apunta a contribuir a la reducción de pobreza, el desarrollo de la infraestructura productiva y la iniciativa SECCI del BID.

⁵ Informe de Gestión de Normalización del Servicio Eléctrico a Usuarios en el Barrio Mariana Sansón Agosto 13, 2009. <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35078304>

⁶ Se están desarrollando cerca de 700 megavatios en proyectos de generación privada como Hidro-Pantasma, Larreynaga, El Salto-Y-Y, Tumarín, eólicos como Amayo, Eolo y *BluePower*, y concesiones geotérmicas en varias partes del país.

⁷ Los racionamientos que afectaron al país en el 2007 y 2008 se eliminaron y hoy el país cuenta con una reserva cercana al 40%.

- 1.10 En un sector eléctrico que combina la participación pública y privada en las actividades de generación y distribución, en un arreglo de mercado competitivo, con base en las lecciones aprendidas⁸, el presente programa está enfocado en apoyar al Estado a realizar o incentivar el desarrollo de aquellas inversiones que por no presentar una rentabilidad inmediata, no serían emprendidas por los actores privados sin un subsidio, incentivo o apoyo de los recursos públicos. Estas incluyen la conexión de nuevos usuarios que se encuentran alejados de las redes, la solución conjunta con los operadores para normalizar el servicio en los asentamientos, la promoción de soluciones para llevar el servicio a zonas aisladas, la promoción e implementación de la EE y el desarrollo de estudios de pre-inversión de proyectos de ER (hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos) que permitan su desarrollo posterior por inversionistas privados.
- 1.11 Los subsidios están facultados en el marco legal vigente por la Ley 272 de la Industria Eléctrica (LIE) de 1998, la cual dice que: “El Estado podrá otorgar recursos financieros a los distribuidores para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación que no mostraren niveles de rentabilidad adecuados en poblaciones menores o en áreas rurales y que no estén contemplados en su programa de inversiones, dentro de sus áreas de concesión o cercanas a ellas”. En el pasado el GdN ya ha acordado esquemas similares.

B. Objetivo, Componentes y Costo

- 1.12 El objetivo del PNESER es apoyar los esfuerzos del GdN para reducir la pobreza promoviendo el acceso de una porción importante de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible, a la vez que apoya la generación de condiciones para avanzar en un cambio en la matriz energética que contribuya a mejorar las condiciones de mitigación y adaptación del cambio climático. El programa apoyará siete componentes: (i) Electrificación Rural por Extensión de Redes; (ii) Normalización del Servicio en Asentamientos; (iii) Expansión en Zonas Aisladas con Energía Renovable; (iv) Pre-inversión y Estudios de proyectos de Generación con Energía Renovable; (v) Programas de Eficiencia Energética; (vi) Refuerzo del Sistema de Transmisión en las Zonas Rurales; y (vii) Sostenibilidad de los Sistemas Aislados bajo responsabilidad de ENEL. Para efectos de ejecución el programa ha sido dividido en tres sub-programas.

1. Sub-programa I - MEM (Componentes 1 a 5):

- 1.13 **Componente 1 - Electrificación Rural por Extensión de Redes (PNESER US\$112,6 millones, de los cuales NI-L1040 US\$16,6 millones):** Este componente brindará acceso a energía eléctrica a poblaciones rurales que en la actualidad no cuentan con servicio, mediante extensión de redes de distribución, tanto en áreas concesionadas, como no concesionadas. La meta del PNESER permitirá el acceso al servicio de electricidad a 117.390 viviendas, en 3666

⁸ Existe amplia experiencia exitosa de incrementos en la cobertura rural en países que cuentan con participación público-privada que muestran que el esquema de subsidios propuestos es la vía más efectiva de llevar la electricidad a las comunidades que no cuentan con el servicio, entre ellas se destacan Chile (Ver programa CH0174), Perú, y Guatemala (Ver programa GU-L1018).

comunidades en áreas rurales y forman parte de las 310.000 viviendas que hoy no cuentan con electricidad de un total de 1.100.000 viviendas ocupadas.

- 1.14 Los recursos del programa serán utilizados para cubrir el costo de conexión de nuevos usuarios a la red. El MEM adelantará a los distribuidores el costo de las inversiones necesarias para extender la cobertura. Una porción será entregada a título de subsidio a los nuevos usuarios para cubrir la parte no rentable de la inversión, aquella que no puede ser recuperada por los prestadores del servicio mediante cobros a los usuarios. Esta porción será basada en la metodología de análisis de cálculo propuesta para el programa que muestre que con este subsidio la operación de los proyectos les producirá la misma tasa de rentabilidad que les reconoce la regulación para su actividad como distribuidores⁹. Los distribuidores reembolsarán al MEM la parte rentable de la inversión, cuya metodología de cálculo, así como los procedimientos de ejecución, estarán establecidos en Convenios Marco de Cooperación firmados entre el MEM y los distribuidores, previamente a la inclusión de los proyectos en el POA del PNESER. Los convenios marco incluyen adicionalmente, y entre otros aspectos, las condiciones de elegibilidad de los proyectos de extensión de redes y la metodología de evaluación económica y financiera a ser empleada. **Será condición previa al primer desembolso del programa que se haya suscrito un convenio marco entre el MEM y DISNORTE y entre el MEM y DISSUR.**
- 1.15 Como parte de este componente se incluyen recursos para preparar los pre-diseños de los proyectos. Las actividades de evaluación técnica, socio-ambiental, económica, institucional y financiera de los proyectos, la supervisión, cumplimiento del Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS), el control y certificación del cumplimiento de los contratos y manejo financiero y el manejo de archivos y elaboración de informes, serán apoyadas por una Firma Asesora y Supervisora contratada con recursos de la categoría Ingeniería y Administración para el Sub-programa I. El préstamo NI-L1040 financiará específicamente para este componente una porción de los proyectos de extensión de cobertura incluidos en el POA para el 2010 y 2011, cuyos subsidios/inversiones no reembolsables financia el programa.
- 1.16 **Componente 2 - Normalización del Servicio en Asentamientos (PNESER US\$44,9 millones, de los cuales NI-L1040 US\$6,3 millones):** Este componente consiste en la adecuación de las redes del sistema de distribución de energía eléctrica y en la implementación de medidas de legalización y adecuación técnica del consumo de energía eléctrica en los asentamientos espontáneos. Los asentamientos están definidos por la proporción de usuarios ilegales que estén consumiendo energía eléctrica y se establecerán acciones específicas para los barrios con el cien por ciento de usuarios ilegales, barrios con usuarios legales e ilegales (mixto) y barrios desprotegidos con usuarios 100% legalizados.

⁹ En la ausencia de la provisión de subsidios, las tarifas alcanzarían niveles por encima de la capacidad y disposición de pago de los clientes.

- 1.17 Este componente permitirá la normalización de 164.000 viviendas ubicadas en 648 asentamientos identificados, incluyendo la mejora en las redes de distribución, la acometida, el medidor y el costo de las instalaciones internas mínimas. De estas 164.000 viviendas, unas 113.500 figuran como clientes de las distribuidoras y 50.500 son clientes ilegales, pero en general todos reciben un servicio deficiente debido al robo continuo que sobrecarga las redes, la falta de inversión en las redes, y las pérdidas de energía. Como parte del programa se incorpora la distribución de bombillas de iluminación eficientes a fin de mantener bajo el consumo y la factura de electricidad de los nuevos usuarios. Con los recursos del financiamiento, el MEM entregará a los distribuidores la totalidad de los recursos correspondientes a las inversiones. Una parte será entregada a título de subsidio a los usuarios para cubrir la parte no rentable de la inversión, aquella que no puede ser recuperada por los prestadores del servicio mediante cobros a los mismos. Esta porción será basada en la metodología de análisis de cálculo propuesta para el programa que muestre que con este subsidio la operación de los proyectos les producirá la misma tasa de rentabilidad que les reconoce la regulación para su actividad como distribuidores. Los distribuidores reembolsarán al MEM la parte rentable de la inversión, cuya metodología de cálculo así como los procedimientos de ejecución estarán establecidos en Convenios Marco de Cooperación firmados entre el MEM y los distribuidores previos a la inclusión de los proyectos específicos en un POA del PNESER. **Será condición previa al primer desembolso del programa que se haya suscrito un convenio marco entre el MEM y DISNORTE y entre el MEM y DISSUR.**
- 1.18 Como parte de este componente se incluyen recursos para apoyar el Programa de Gestión Social por parte del MEM, el cual ha demostrado en los proyectos piloto¹⁰ ser condición necesaria para el éxito de este tipo de programas. Al igual que en el Componente 1, la Firma Asesora y Supervisora del Sub-programa I apoyará todas las actividades relacionadas con ingeniería, supervisión y administración. El Préstamo NI-L1040 financiará una porción de los POA para el 2010 y 2011, cuyos subsidios/inversiones no reembolsables financian el programa.
- 1.19 **Componente 3 - Expansión en Zonas Aisladas con Energía Renovable (PNESER US\$19,4 millones, de los cuales NI-L1040 US\$0,5 millones):** Este componente apoyará la identificación e implementación de soluciones de suministro eléctrico para las zonas rurales no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), promoviendo el uso de ER, dentro y fuera de las áreas concesionadas a las distribuidoras privadas. Este componente contempla el desarrollo de proyectos de micro y/o pequeñas hidroeléctricas, plantas eólicas u otras fuentes de ER como la energía solar fotovoltaica, orientadas a promover el desarrollo sostenible, mejorando la sostenibilidad del abastecimiento eléctrico a aproximadamente 10.000 viviendas, de las 310.000 que no cuentan con servicio en Nicaragua. Así mismo este componente estará promoviendo la reducción en la presión antrópica en las áreas forestales y reduciendo significativamente los costos de la energía eléctrica debido a la sustitución de sistemas de generación

¹⁰ Como parte del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico se contemplo la realización de 4 proyectos piloto, dos localizados en León que están operando y los otros dos en Managua, los cuales están en construcción.

eléctrica con diesel u otras alternativas como kerosene, pilas, baterías, linternas, y candelas.

- 1.20 De conformidad con el marco legal vigente en el país, este componente financiará los aportes necesarios para llevar adelante los proyectos identificados a través de la provisión de subsidios a los nuevos usuarios. De forma análoga a los proyectos de los componentes 1 y 2, los subsidios otorgados a los usuarios siempre obedecerán al monto máximo permisible de subsidio, cuya metodología de cálculo así como los procedimientos de ejecución estarán establecidos en Convenios Marco de Cooperación firmados entre el MEM y los operadores. La construcción y administración de los proyectos aislados serán de responsabilidad de ENEL, de las distribuidoras u operadores en sus respectivas zonas concesionadas, o de otros operadores de la sociedad civil, tales como micro y pequeñas empresas proveedoras de servicios energéticos, Organizaciones No Gubernamentales (ONGs), cooperativas eléctricas o asociaciones de usuarios, estimulando la participación comunitaria, seleccionados por el MEM.
- 1.21 En el Reglamento Operativo (RO) del programa se indicarán los criterios de priorización de atención de las zonas, así como las condiciones de elegibilidad de los proyectos, incluyendo como mínimo la metodología de evaluación económica y financiera a ser empleada y el esquema mínimo de sostenibilidad de los sistemas aislados tomando en cuenta la vida útil de los sistemas, que debe ser al menos 10 años. Los criterios de priorización de atención estarán basados en el diagnóstico y estrategia de atención de las zonas aisladas de todo el país (zonas concesionadas, y no concesionadas).
- 1.22 Como parte de este componente se incluyen recursos para la realización de estudios de apoyo para la formulación y preparación de nuevos proyectos de sistemas aislados, incluyendo análisis sobre si la electrificación mediante sistemas aislados, con las especificaciones técnicas seleccionadas, constituye efectivamente la mejor alternativa de provisión del servicio, así como la definición de las tarifas aplicables a cada proyecto individual con base en la capacidad de pago de la comunidad beneficiada. Al igual que en el Componente 1, la Firma Asesora y Supervisora del Sub-programa I apoyará todas las actividades relacionadas con ingeniería, supervisión y administración, incluyendo, en la medida que sea necesario, las actividades de fortalecimiento del MEM, de capacitación de operadores, de promoción y desarrollo comunitario, en especial respecto de las actividades de consulta y participación comunitaria, así como el apoyo a la revisión de las condiciones de elegibilidad, evaluación económica y financiera y actividades preliminares para apoyar la potencial aplicación del MDL. El Préstamo NI-L1040 financiará la primera fase del Programa de Fortalecimiento, Capacitación y Desarrollo Comunitario.
- 1.23 **Componente 4 - Preinversión y Estudios de proyectos de Generación con Energía Renovable (PNESER US\$21,1 millones, de los cuales NI-L1040 US\$0,4 millones):** Este componente busca proveer y mejorar las condiciones, información y estrategias de planeamiento y expansión de la generación eléctrica, necesarias para fomentar el desarrollo de proyectos de generación con ER. Se

financiarán estudios de pre-inversión y proyectos demostrativos para posibilitar el incremento del aprovechamiento de fuentes energéticas renovables, fundamentalmente hidroelectricidad, geotermia, biomasa, eólica y solar. Nicaragua posee un alto potencial aprovechable (geotérmico 1.500-MegaWatts (MW), hidroeléctrico 2.000-MW, eólico 800-MW y biomasa 200-MW), del cual solo se ha desarrollado un 5,2% debido a la falta de estudios básicos. La implementación de este componente contribuirá a generar las condiciones para cambiar la matriz energética, actualmente con una alta dependencia del petróleo. El componente incluye proyectos de ER enfocados en: (i) estudios y optimización de alternativas; (ii) diseño de estructuras y equipos de las alternativas seleccionadas; (iii) análisis de factibilidad económica, financiera y ambiental y social de proyectos hidroeléctricos; (iv) instalación de un proyecto demostrativo de generación solar conectado al SIN; y (v) finalización del mapa geológico y la fase de pre-factibilidad del proyecto geotérmico Volcán Cosigüina. Asimismo, se incluyen otras inversiones en estudios eólicos y solares.

- 1.24 En el campo hidroeléctrico se financiará el Plan Maestro de la Cuenca del Río Grande de Matagalpa y Superior del Río Coco, que contempla realizar una evaluación del potencial hidroeléctrico de dichas cuencas, lo que le permitirá al país contar con una cartera de proyectos de diferentes magnitudes de inversión, que estarán a disposición de potenciales desarrolladores a fin de facilitar la explotación de estos recursos renovables.
- 1.25 La priorización de los estudios previstos en este componente, estará basada en la revisión del Plan de Expansión de Generación y Transmisión del País. Con los recursos del Préstamo NI-L1040 asignados a este componente se apoyará al MEM en la revisión de este Plan.
- 1.26 **Componente 5 - Programas de Eficiencia Energética (PNESER US\$17,2 millones, de los cuales NI-L1040 US\$1,9 millones):** Este componente apoyará la implementación de programas de EE destinados a disminuir la demanda de potencia y el consumo actual de energía en Nicaragua, fundamentalmente en refrigeración e iluminación en varios sectores de consumo. Se aplicarán diferentes mecanismos financieros en apoyo a los consumidores de electricidad, los cuales reembolsarán al MEM los recursos invertidos de forma proporcional a los ahorros obtenidos. Dichos recursos se utilizarán para una posterior implementación de otras medidas de EE identificadas y seleccionadas por el MEM en el mediano-largo plazo como parte de su programa de EE. La metodología de cálculo del reembolso, así como los procedimientos de ejecución, estarán establecidos en convenios marco de cooperación con empresas de servicios energéticos (ESCO) u otro actor elegible, que se suscribirán previamente a la inclusión de cualquier proyecto en un POA del PNESER y cuyos modelos y criterios de elegibilidad están siendo desarrollados con apoyo de las tareas financiadas por la CT NI-T1034, Desarrollo de Eficiencia Energética en Nicaragua (ATN/JF-9884-NI) en ejecución por el MEM.
- 1.27 La ejecución de este componente permitirá implementar el programa de EE que está siendo preparado con recursos de la CT NI-T1034, que incluye las medidas

indicadas a continuación: (i) sustitución de 2 millones de bujías incandescentes por lámparas fluorescentes compactas en el sector residencial; (ii) sustitución de 20 mil lámparas fluorescentes magnéticas de 40-Watts (W) por electrónicas de 32-W en el sector gobierno; (iii) reemplazo de 25 mil lámparas de mercurio por lámparas de vapor de sodio u otra tecnología eficiente en el alumbrado público del país; (iv) instalación de 13 sistemas calentadores solares de agua en 5 hospitales, 3 hoteles y 5 instalaciones industriales; (v) realización de la ingeniería y desarrollo para la aplicación de la energía solar térmica en la refrigeración y climatización; y (vi) instalación de 750 sistemas solares fotovoltaicos en sistemas de uso productivo en Nicaragua. La CT NI-T1034 apoya también al GdN a ejecutar las acciones definidas en el Decreto Presidencial 2-2008 “Ordenamiento del Uso de la Energía”, del 30 de enero de 2008, que a través del Artículo 4 instruye al MEM en la búsqueda de proyectos para promover el uso eficiente y racional de las diferentes formas de energía.

- 1.28 De igual manera, como parte del componente se incluyen recursos para la realización de estudios y análisis puntuales incluyendo: preparación de normas de EE; desarrollo de la política, programa nacional y anteproyecto de ley de EE; definición de indicadores de EE para los sectores de consumo energético; estudios de mercado para el uso de nuevas tecnologías (diodos emisores de luz, *high-efficiency fluorescent*, sistemas de automatización, y fibra óptica); promoción, capacitación, fortalecimiento institucional y mercadeo; estudios de mercado de equipos y sistemas eficientes con el propósito de segmentar el mercado objetivo; asesoría técnica al MEM e instituciones financieras intermediarias para el diseño, pilotaje, evaluación y desarrollo de esquemas de financiamiento adaptados a las características de cada segmento de mercado; asesoría financiera a las ESCO; apoyo a la potencial aplicación del MDL; y el diseño de mecanismos de monitoreo y evaluación ambiental de los procesos de disposición de desechos relacionados con los equipos de iluminación. La Firma Asesora y Supervisora del PNER apoyará al MEM en todos los aspectos de la evaluación técnica, socio-ambiental, económica e institucional y financiera de los proyectos, la supervisión, el control y certificación del cumplimiento de los contratos y el suministro de información al MEM.
- 1.29 El Préstamo NI-L1040 financiará específicamente algunos de los proyectos de iluminación eficiente para la: (i) sustitución de 250 mil bujías incandescentes por lámparas fluorescentes compactas en el sector residencial; (ii) sustitución de 3 mil lámparas fluorescentes magnéticas de 40-W por electrónicas de 32-W en el sector gobierno; y (iii) reemplazo de 25 mil lámparas de mercurio por lámparas de vapor de sodio u otra tecnología eficiente en el alumbrado público del país. En el área de estudios de consultoría el Préstamo NI-L1040 aportará recursos para: (i) preparar y monitorear la implantación de los proyectos de EE mencionados al inicio de este párrafo; (ii) preparar normas de EE; (iii) desarrollar la política, programa nacional y anteproyecto de ley de EE; (iv) definir indicadores de EE para los sectores de consumo energético; y (v) desarrollar actividades de capacitación y fortalecimiento institucional.

2. Sub-programa II - ENATREL (Componente 6):

- 1.30 **Componente 6 - Refuerzo del Sistema de Transmisión (PNESER US\$146,3 millones, de los cuales NI-L1040 US\$2,1 millones):** Este componente financiará las subestaciones y líneas de transmisión requeridas para mejorar la EE del sistema de transmisión eléctrica, proveer un suministro confiable a los nuevos usuarios que serán electrificados y a los usuarios que actualmente tienen el servicio en las zonas del programa, e incorporar nuevas fuentes de ER al sistema Nicaragüense. Inicialmente se ha identificado como necesaria para la expansión de cobertura la construcción, remodelación o ampliación de siete subestaciones, incluyendo sus líneas de transmisión y demás obras conexas, que estarán destinadas a alimentar las cargas situadas en sus áreas de influencia directa. Igualmente se han incluido en este componente equipos necesarios para reforzar la capacidad de ENATREL para operar y mantener las obras. Como parte del componente de Ingeniería y Administración del PNESER, en el sub-programa de ENATREL se han incluido recursos para apoyar a la administración, supervisión, auditoría y estudios necesarios. El Préstamo NI-L1040 financiará el programa de compra de equipos para operación y mantenimiento que fortalecerán la capacidad operativa de ENATREL.

3. Sub-programa III - ENEL (Componente 7):

- 1.31 **Componente 7 – Sostenibilidad de los Sistemas Aislados de ENEL (PNESER US\$9,9 millones, de los cuales NI-L1040 US\$1,5 millones):** Este componente financiará las acciones necesarias para mejorar la sostenibilidad de los sistemas aislados operados por ENEL, mediante la sustitución de generación fósil con energías renovables y mejoras a la capacidad institucional y operativa de los sistemas a cargo de ENEL. El componente incluye recursos para: (i) “Fortalecimiento Institucional de las Agencias de Sistemas Aislados”, que buscan fortalecer la capacidad gerencial y operativa de las agencias de sistemas aislados, a través de adquisición de equipos, bienes, capacitaciones y servicios que incrementen las habilidades y las capacidades operativas de la agencias de ENEL en la costa Caribe de Nicaragua; (ii) “Formulación de Estudios de Pre-inversión en los Sistemas Aislados”, el cual apoyará la elaboración de estudios de pre-inversión en la zona donde exista potencial para el desarrollo de proyectos de energías renovables, que puedan sustituir a mediano plazo la generación fósil; y (iii) “Proyectos de Inversión con Fuentes Renovables” que apoyará inversiones renovables y alternativas que sustituyan la generación fósil en el área de influencia de los sistemas aislados. El aporte del Préstamo NI-L1040 a este componente se destinará a financiar el programa de fortalecimiento de las agencias de sistemas aislados de ENEL.
- 1.32 **Ingeniería, Administración y Supervisión:** Para cada uno de los tres sub-programas del PNESER se han reservado recursos para apoyar administración, supervisión, auditoría y estudios necesarios en la ejecución de los respectivos componentes, los cuales serán financiados por todos los OFCI, incluyendo una porción a ser cubierta por la presente operación.

- 1.33 Costo y Financiamiento del programa.** El cuadro 1 presenta el costo y financiamiento total del PNESER que se ha estimado en US\$381,0 millones, de los cuales el BID aportaría US\$77,5 millones (en tres préstamos a aprobar entre 2010, 2011 y 2012), US\$280,9 millones provendrían de diversos cofinanciadores que han manifestado su interés en participar en el programa: BM, IFC, KEXIM, AECID, LAIF, BEI, BCIE, FND y el CIF mediante la ventanilla del SREP. Los US\$22,6 millones restantes corresponderían a aporte de contrapartida; provenientes de los presupuestos del MEM, ENATREL y ENEL para el pago de los gastos de administración y financieros cuando estos no son financiados por su respectiva fuente. El presupuesto detallado de la operación NI-L1040 se presenta en el cuadro 2.

Cuadro 1. Cuadro de Costos y Financiamiento del PNESER (millones de US\$)

CATEGORÍA DE INVERSIÓN	TOTAL 2010-2014												
	BID	BM	IFC	KEXIM	AECID	LAIF	BEI	BCIE	FND	SREP	Ter.	GNI	Total
SUBPROGRAMA MEM – (1 a 5)	67.6	20.0	5.1	-	-	-	-	65.0	5.2	22.6	23.2	16.2	224.8
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	1.9	0.6	0.1	-	-	-	-	1.8	-	0.5	-	9.3	14.2
2. Costos Directos	63.1	19.4	4.9	-	-	-	-	63.2	5.2	22.1	23.2	(0.0)	201.1
2.1 Extensión de Redes	38.1	12.1	3.5	-	-	-	-	38.1	-	-	15.1	(0.0)	106.9
2.2 Normalización Asentamientos */	15.0	4.8	1.4	-	-	-	-	15.0	-	-	6.4	-	42.7
2.3 Zonas Aisladas con Renovables	0.5	2.5	-	-	-	-	-	-	-	12.9	1.6	-	17.5
2.4 Preinversión Energía Renovable	4.5	-	-	-	-	-	-	-	5.2	9.2	-	-	18.9
2.5 Eficiencia Energética	4.9	-	-	-	-	-	-	10.1	-	-	-	-	15.0
3. Gastos Financieros	2.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.9	9.6
SUBPROGRAMA ENATREL – 6	2.5	-	-	25.1	25.5	10.1	50.7	10.0	-	16.0	-	6.4	146.3
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	0.5	-	-	2.7	-	-	-	1.5	-	1.6	-	-	6.2
2. Costos Directos	2.0	-	-	22.4	25.5	10.1	50.7	8.5	-	14.4	-	-	133.6
2.6 Refuerzos Transmisión	2.0	-	-	22.4	25.5	10.1	50.7	8.5	-	14.4	-	-	133.6
3. Gastos Financieros	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.4	6.5
SUBPROGRAMA ENEL – 7	7.4	-	-	-	-	-	-	-	-	2.4	-	0.0	9.9
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	-	-	0.5
2. Costos Directos	6.8	-	-	-	-	-	-	-	-	2.2	-	-	9.0
2.7 Fortalecimiento Sistemas Aislados	6.8	-	-	-	-	-	-	-	-	2.2	-	-	9.0
3. Gastos Financieros	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.4
SUB-TOTAL	77.5	20.0	5.1	25.1	25.5	10.1	50.7	75.0	5.2	41.1	23.2	22.6	381.0

(*/) Estos recursos se invertirían en el marco del protocolo de entendimiento firmado entre el Gobierno y las distribuidoras, y corresponden a compromisos de ambas entidades para hacer frente a la situación de los asentamientos.

**Cuadro 2. Cuadro de Costos y Financiamiento del Préstamo NI-L1040
(miles de US\$)**

CATEGORÍA DE INVERSIÓN	TOTAL 2010-2014		
	BID	GNI */	Total
SUBPROGRAMA MEM – (1 a 5)	26951	64	27,015
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	787	-	787
2. Costos Directos	25,000	-	25,000
2.1 Extensión de Redes	16,200	-	16,200
2.2 Normalización Asentamientos */	6,100	-	6,100
2.3 Zonas Aisladas con Renovables	500	-	500
2.4 Preinversión Energía Renovable	350	-	350
2.5 Eficiencia Energética	1,850	-	1,850
3. Gastos Financieros	1,164	64	1,228
SUBPROGRAMA ENATREL – 6	2,049	2	2,051
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	-	-	-
2. Costos Directos	2,000	-	2,000
2.6 Refuerzos Transmisión	2,000	-	2,000
3. Gastos Financieros	49	2	51
SUBPROGRAMA ENEL – 7	1,500	2	1,502
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	224	-	224
2. Costos Directos	1,211	-	1,211
2.7 Fortalecimiento Sistemas Aislados	1,211	-	1,211
3. Gastos Financieros	65	2	67
SUB-TOTAL	30,500	68	30,568

(*/) El Prestatario pagará la comisión de crédito del programa.

C. Matriz de Resultados

- 1.34 El PNESER cuenta con una Matriz de Resultados (ver Anexo II) que presenta los indicadores de resultados asociados a los componentes del programa. Los dos resultados principales del PNESER serán: (i) contribuir a que el país alcance una tasa de cobertura de electricidad de aproximadamente el 85,5% al final del programa como parte del esfuerzo del GdN para alcanzar la meta del 90% en el 2020; y (ii) apoyar a las autoridades a generar nuevos proyectos de ER, contribuyendo a un cambio transformacional de la matriz energética con el objeto de llegar al 86% de generación proveniente de energías renovables al final del programa y una meta en el 2020 de un 90% de energías renovables. Otros resultados esperados del programa que se detallan en la Matriz de Resultados incluyen: la reducción de pérdidas de electricidad como resultado de la normalización de asentamientos, la reducción del consumo de energía eléctrica generada por los programas de eficiencia energética y el aumento la confiabilidad del sistema de transmisión como resultado de los refuerzos de transmisión.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos Financieros

- 2.1 La operación propuesta constituye el primer préstamo del BID para el PNESER cuya estructura apunta a que los recursos del BID puedan ser aportados de forma modular en los años 2010, 2011 y 2012, a través de operaciones que serán presentadas para aprobación del Directorio Ejecutivo en forma independiente y

cuyas inversiones se justifican y son viables en forma autónoma, pero que permiten ir alcanzando las metas del marco de resultados en forma acumulativa. El diseño se ajusta a la disponibilidad de recursos concesionales, a la vez que sirve para apalancar recursos de otros donantes, manteniendo la concesionalidad acordada por el GdN con la comunidad internacional como parte de los arreglos para reducción de la deuda del país.

- 2.2 Los OFCI que apoyarán el PNESER y las autoridades del GdN han acordado un borrador de Memorando de Entendimiento (MdE) del PNESER¹¹ que servirá de instrumento para la coordinación del apoyo de los OFCI signatarios, los mismos que se han comprometido a los principios de coordinación, alineamiento, armonización y transparencia, según se refleja en el MdE. Los procedimientos se describen en el MdE y serán desarrollados en el RO del PNESER. El borrador del RO será acordado entre los OFCI y el GdN antes de comenzar la ejecución del primer financiamiento disponible para el PNESER. **Será condición previa al primer desembolso del programa NI-L1040 que se haya aprobado el RO del programa y que se haya suscrito el MdE con los OFCI.**

B. Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación

- 2.3 El PNESER presenta un balance neto positivo de impactos ambientales y sociales, al mejorar las condiciones de vida de la población de menores recursos económicos y aumentar la productividad de las comunidades rurales, al suministrar un servicio de electricidad confiable que facilite la educación y los servicios de salud. El PNESER permitirá a los beneficiarios hacer un mejor aprovechamiento y fomento de las fuentes de ER y la reducción del consumo de combustibles fósiles y la presión por actividades antrópicas sobre áreas forestales. Los proyectos de extensión de redes de distribución, normalización del servicio eléctrico en asentamientos y expansión a zonas aisladas con ER y EE, presentarían impactos potenciales de moderada a baja intensidad para los cuales el ejecutor conoce y aplica regularmente las medidas de mitigación, de conformidad a la legislación nacional vigente y a las políticas ambientales y sociales del BID. En tanto, las perforaciones de prospección geotérmica podrían afectar el balance ecosistémico, generar descarga de agua y vapores de alta temperatura que afectan la fauna y flora circundante. Las líneas de transmisión superiores a 69-kV y sub-estaciones podrían presentar impactos ambientales y sociales potenciales tales como afectación predial y reasentamientos para dar derecho de vía, acceso a sitios de ubicación de torres que puede deteriorar el ambiente. Las nuevas líneas de transmisión presentan riesgos para población, así como para aves migratorias y la fauna en general. Para los estudios y proyectos de prospección geotérmica, líneas de alta tensión y sub-estaciones, de acuerdo a las políticas del BID, se requerirá la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIAS) y Planes de Gestión Ambiental y Social (PGAS) con el objetivo de cumplir con la normativa nacional y las políticas ambientales y sociales del BID. El PGAS incluye una serie de medidas típicas para las actividades de construcción, que mayoritariamente

¹¹ Cada OFCI suscribirá el MdE (en forma de adhesión) una vez apruebe el financiamiento respectivo para el PNESER.

corresponden a prevención y contingencia. En el caso de las medidas de mitigación se encuentran incorporadas en el diseño de las obras.

- 2.4 Como parte de la preparación del programa y de acuerdo a la estrategia ambiental y social del mismo, se ha preparado y desarrollado un Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS), el cual será aplicado a todas las inversiones del programa independientemente de su fuente de financiamiento. Los organismos ejecutores serán responsables de la implementación del esquema de gestión social y ambiental del programa así como del monitoreo y seguimiento ambiental y social de las medidas incluidas en los PGAS de cada proyecto y de la presentación de los informes y auditorías, tal como se estipula en el párrafo 8.1 del IGAS. El BID aprobará la clasificación ambiental de los subproyectos para pequeñas centrales hidroeléctricas de demostración, perforaciones de prospección geotérmica, líneas de transmisión superiores a 69-kV y sub-estaciones; además, los EIAS se realizarán de conformidad a la legislación nacional vigente y serán debidamente revisados y aprobados por el BID. Los instrumentos descritos en el MGAS, entre otros son: valoración ambiental, EIA, PGAS, plan de reasentamiento y consultas públicas. Todos ellos serán recogidos en el RO del programa para ser aplicados según corresponda. En el MGAS se indica la responsabilidad institucional respecto de la gestión ambiental y social de los sub-proyectos que recae normalmente sobre el desarrollador u operador del sub-proyecto, en relación con la preparación de los estudios de impacto ambiental, diagnósticos sociales, y planes de gestión ambiental y social. La autoridad ambiental, Ministerio de Ambiente y los Recursos Naturales de Nicaragua (MARENA), se encarga de la supervisión y monitoreo, la aprobación de los términos de referencia para los EIAS y PGAS, así como de monitorear su cumplimiento. En adición, las Unidades de Gestión Ambiental del MEM y ENATREL tienen la capacidad de realizar el monitoreo y supervisión del desempeño de la aplicación de los PGAS. El gestor o desarrollador del proyecto (e.g., las distribuidoras DISSUR y DISSNORTE, ENEL, ENATREL) tendrán la responsabilidad de contratar la realización de las evaluaciones ambientales requeridas por el tipo de proyectos y de presentarlos al Comité de Seguimiento del PNER para su aprobación y seguimiento durante la ejecución. El financiamiento del PNER incluye recursos para implementar las medidas recomendadas en el MGAS para fortalecer la capacidad de gestión socio-ambiental de las agencias ejecutoras con los recursos humanos, presupuesto y competencias necesarios (tabla 6 del MGAS). Para todos los proyectos del programa que requieran EIAS se realizarán consultas públicas que involucren a la comunidad potencialmente afectada por el proyecto. En el caso de que se presenten para el financiamiento del BID, proyectos ubicados en zonas de amortiguamiento de áreas protegidas, proyectos que afecten pueblos indígenas o en los que exista la posibilidad de reasentamiento se observarán las políticas del

BID respectivas¹². Teniendo en cuenta las políticas ambientales y de salvaguardias del BID (OP-703) este programa se clasifica como categoría “B”.

C. Riesgo Fiduciario

- 2.5 La obligación fiduciaria del BID de asegurar el destino y uso apropiado de los fondos y el uso eficiente de los mismos se cumple en esta operación mediante el cumplimiento de las normas y políticas del BID en materia financiera y de adquisiciones tal como se expresa en el Anexo Fiduciario que se presenta en los enlaces electrónicos del programa. Allí se establecen las disposiciones que aplican para la ejecución de todas las adquisiciones previstas en el programa, así como los requisitos fiduciarios de gestión financiera y las disposiciones que regirán durante la ejecución del proyecto en temas relacionados con la administración financiera. Durante la ejecución del programa se monitoreará la implementación del plan para el refuerzo de los requisitos fiduciarios en materia de gestión financiera acordado con el Gobierno, el cual será apoyado con recursos del programa.
- 2.6 **Adquisiciones de Bienes y obras.** La mayor parte de los recursos de los componentes 1, 2, 3 y 5 del PNER se utilizarán para el financiamiento de los subsidios y/o aportes reembolsables del Estado para el desarrollo de la electrificación rural (tanto mediante conexión por redes, como en los sistemas aislados), normalización de asentamientos o fomento a la EE, los cuales son definidos de acuerdo a metodologías previamente acordadas y reflejadas en convenios acordados con las respectivas entidades privadas o públicas que llevan a cabo la inversión. En consecuencia la ejecución y administración de estos recursos del programa no incluirá disposiciones sobre adquisiciones.
- 2.7 Para el resto del financiamiento las contrataciones y adquisiciones se realizarán: (i) de conformidad con las reglas específicas de cada donante, para aquellas adquisiciones que involucran el financiamiento de un solo donante; y (ii) de conformidad con procedimientos de adquisiciones y contrataciones de alguno de los OFCI definido de común acuerdo entre los OFCI financiadores, para aquellas que involucren financiamiento de más de un OFCI. Las contrataciones y adquisiciones a ser financiadas por el BID se realizarán de conformidad con las Políticas del BID (Documentos GN-2349-7 y GN-2350-7) y en el caso de las adquisiciones y contrataciones financiadas por el BID conjuntamente con otro(s) OFCI se llegará a un acuerdo sobre las políticas y procedimientos a aplicar. Si fuese necesario solicitar excepciones a las políticas del BID, las mismas se tramitarán de acuerdo a las normas y procedimientos vigentes. El plan de adquisiciones adjunto presenta el detalle de los procesos de contratación que se utilizarán en el programa para la operación NI-L1040.

D. Riesgos de Ejecución

- 2.8 Los principales riesgos a la implementación del programa fueron identificados durante su preparación, así como las medidas propuestas para su mitigación. Por

¹² Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardas (OP-703), Reasentamiento Involuntario (OP-710), Política sobre Pueblos Indígenas (OP-765), Divulgación de Información (OP-102), y Desastres Naturales (OP-704).

- una parte, se destacan las dificultades que se puedan presentar por parte de los diferentes actores para implementar el esquema propuesto para cálculo y aplicación de los subsidios a los nuevos usuarios. Para superar este riesgo, se requerirá que para incorporar en el POA del PNESER cualquier proyecto para los componentes 1, 2, 3 y 5, que implican la entrega de subsidios, incentivos o aportes reembolsables, se deberá contar con el convenio entre el MEM y la entidad que recibe los fondos de conformidad con lo descrito en los párrafos (§1.14, §1.17, §1.20 y §1.26). Para el caso de las distribuidoras DISNORTE y DISSUR en los componentes 1 y 2, que representan el mayor porcentaje del financiamiento, se ha apoyado a las autoridades y a los operadores a acordar Convenios Marco que han sido discutidos, acordados y deberán estar firmados previamente al primer desembolso de los recursos del financiamiento del Banco.
- 2.9 Como ocurre en los sectores que demandan inversión pública, existe el riesgo de que la electrificación rural o el fomento a la EE y las ER, pierda el carácter prioritario que hoy le asignan las autoridades, lo cual podría generar retrasos en la ejecución del programa. La contención de este riesgo se sustenta en el alcance social del programa, el fuerte apoyo por parte de las comunidades potencialmente beneficiarias, y la creciente conciencia sobre la importancia de la electrificación rural para promover el desarrollo económico y sostenible de las zonas rurales. Igualmente, la conciencia sobre el cambio climático y la vulnerabilidad actual del sistema Nicaragüense a las fluctuaciones de precios del petróleo, han creado la conciencia para aumentar el uso de ER y aumentar la EE.
- 2.10 Finalmente, las potenciales dificultades que se pudieran presentar en manejar un programa con varias entidades de financiamiento y cooperación internacional llevaron a definir y acordar el MdE entre los OFCI y el GdN como mecanismo de coordinación (§2.2).

E. Otros Aspectos Especiales y Riesgos

- 2.11 **Viabilidad institucional y Financiera.** El programa será ejecutado por el MEM, ENATREL y ENEL, que actualmente son los ejecutores del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1021, NI-L1022 y NI-L1036), cuentan con amplia experiencia y con equipos integrados por personal técnico de alto nivel, los cuales serán apoyados técnicamente cuando sea requerido. Además, en el componente de Ingeniería y Administración del programa se han previsto recursos para apoyar al MEM con las funciones de llevar la contabilidad del programa, el control y manejo financiero, mantener archivos y elaborar informes, así como con otras actividades de fortalecimiento y administración del programa.
- 2.12 La evaluación de capacidad institucional del MEM, ENATREL y ENEL, utilizando la herramienta SECI del BID realizada a fines de 2009 determinó las áreas del MEM, ENATREL y ENEL a ser fortalecidas (ver Anexo Fiduciario) antes y durante la ejecución del programa, y propuso: (i) fortalecer el sistema de administración financiera; (ii) fortalecer los niveles de eficacia y de eficiencia en recursos humanos; (iii) mejorar eficiencia en la administración de bienes y servicios; y (iv) establecer un plan de seguridad y contingencia y fortalecer el sistema de información, respecto a la capacidad de control. Adicionalmente será

- necesario fortalecer la capacidad del personal vinculado con el Sistema de Administración Financiera, en el caso del MEM y ENEL. El plan de refuerzo de la gestión fiduciaria fue acordado con el Gobierno y será monitoreado durante la ejecución del programa (ver párrafo 2.5).
- 2.13 Además, para los Componentes 1 a 3, se implementarán acciones para incrementar la participación de las comunidades beneficiarias en las etapas de formulación y ejecución de los proyectos. En los casos de proyectos de sistemas aislados, donde se espera la participación de pequeñas y micro empresas, se proporcionará asistencia técnica en temas relacionados con la administración, comercialización, operación y mantenimiento de los sistemas.
- 2.14 La mayor parte de los recursos del programa se destinarán a financiar el apoyo o subsidios que el GdN otorga para viabilizar financieramente inversiones ejecutadas por terceros, en el marco de los convenios acordados, bajo los cuales se definen las normas necesarias para garantizar la viabilidad financiera y sostenibilidad de las inversiones. Respecto a ENATREL y ENEL, se mantendrán los acuerdos realizados en el marco del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1021, NI-L1022 y NI-L1036), los cuales se vienen cumpliendo satisfactoriamente. Los resultados financieros preliminares de ENATREL correspondientes al 2009 muestran que se cumplieron los indicadores financieros acordados en el Contrato de Préstamo, con una contribución de la generación interna de fondos del 39% de las inversiones (frente a un 25% comprometido), un margen operativo del 43,4% (frente a un compromiso del 35%) y un factor de cobertura del servicio de deuda superior al 1,5. Por otra parte, se continúa avanzando en el Plan de Acción presentado al BID para realizar los ajustes institucionales con respecto a la reorganización de ENEL y las empresas resultantes de su segmentación. Se espera que el anteproyecto de ley requerido sea presentado a la Asamblea Legislativa en el segundo semestre del 2010. ENEL ha puesto al día sus estados financieros y culminó la auditoría externa de los estados financieros hasta diciembre 2008. Algunas de las salvedades emitidas por los auditores en relación con la reorganización de ENEL solo podrán ser solucionadas cuando se apruebe el proyecto de ley mencionado arriba.
- 2.15 **Viabilidad Técnica y Económica.** Con el apoyo de un consultor internacional se adelantó una evaluación técnica y económica del programa¹³ (ver anexos electrónicos), la cual confirmó la viabilidad del programa. La evaluación se concentró en muestras de proyectos de los Componentes 1, 2 y 6, que representan el grueso de las actividades de inversión. Para el componente 3 de sistemas aislados, se seguirán normas de selección que garanticen la viabilidad y sostenibilidad de los proyectos y la estrategia en elaboración definirá los criterios de priorización. Para el Componente 5 de EE, el programa que se está preparando con la CT NI-T1034, incluirá los criterios de evaluación técnica y económica.

¹³ Ver Anexos Electrónicos: Evaluación Técnica y económica del programa:
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35062497>

- 2.16 Además de verificar la viabilidad de los proyectos, la evaluación permite definir normas y metodologías a seguir para la selección de proyectos en cada uno de estos componentes. Se programó y acordó con el GdN el modelo de análisis económico y financiero a utilizarse en la cuantificación de los subsidios a la inversión de los proyectos individuales. La aplicación del modelo requiere la determinación previa de los costos unitarios eficientes y de los demás parámetros que utiliza entre los que se destacan los consumos unitarios y las tarifas.
- 2.17 Con respecto al Componente 1 (extensión de redes), el costo promedio total por cliente perteneciente a proyectos subsidiables asciende a US\$1.244 de los cuales, US\$1.064 corresponden a redes, US\$106 a acometidas y medición, y US\$59 a instalaciones internas. Los US\$15 restantes corresponden a acometidas y medición de clientes no residenciales. El subsidio promedio a la inversión en redes asciende a US\$809 y, por consiguiente, el costo promedio recuperable es de US\$255, que representa el 24% del costo promedio de inversión en redes. De acuerdo a los valores anteriores, el presupuesto del Componente 1 resulta suficiente para electrificar más de 117.390 viviendas pero se mantiene esta previsión para cubrir el riesgo asociado a la no representatividad estadística de la muestra. Por exigencia del modelo, todos los proyectos individuales subsidiables tienen Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) mayor al 12%. El Valor Presente Neto Económico (VPNE) por vivienda electrificada, descontado al 12% a enero de 2009 asciende a US\$574.
- 2.18 Entre las conclusiones de la evaluación realizada sobre el Componente 1 está la necesidad de promover la ejecución de un número suficiente de pre-diseños que permita la adecuada priorización de los proyectos y supla con creces la eliminación o postergación de los proyectos antieconómicos. Para este efecto se han incluido recursos en el programa.
- 2.19 Para el Componente 2, la viabilidad económica se realizó a la luz de la información obtenida de cuatro proyectos piloto, dos situados en León, que están operando, y dos en Managua, que están en construcción. Las TIRE de los cuatro proyectos se sitúan entre el 13 y el 27%. En promedio, el costo total de normalizar un cliente de la muestra, excluyendo el costo de las acometidas y medidores, asciende a US\$240, y produce un VPNE de US\$274. La normalización de las 130.000 viviendas produciría un VPNE de US\$36 millones. El análisis de la muestra indica que todos los proyectos considerados son financieramente rentables y por lo tanto, del interés del distribuidor, así como económicamente buenos y por consiguiente, del interés del país.
- 2.20 Para el Componente 6 se evaluaron dos proyectos mutuamente independientes. El primero contempla la construcción, remodelación o ampliación de las subestaciones Estelí, San Ramón, Terrabona, Ocotal, El Sauce y Yalí, incluyendo sus líneas de transmisión y demás obras conexas asociadas, y está destinado a alimentar las cargas situadas en sus áreas de influencia directa más las energías incrementales que se produce en las subestaciones Santa Clara, Yalagüina, Villanueva, Centroamérica, Sebaco y Boaco. Este proyecto presenta como indicador un VPNE de US\$141 millones a precios de frontera y TIRE del 55%. El

- segundo proyecto contempla la construcción de las subestaciones La Dalia que reemplaza a la antigua subestación El Tuma, y la subestación El Cuá, y muestra un VPNE de US\$15 millones y TIRE del 22%.
- 2.21 Los dos proyectos poseen beneficios por suministro de energía incremental al nivel de baja tensión, por reducción de pérdidas tanto de transmisión como de distribución y por aumento de confiabilidad. La evaluación se adelanta en un escenario pesimista por cuanto no se valoran los beneficios de reducción de pérdidas en el nivel de distribución ni las mejoras de calidad asociadas a la mejor regulación de voltaje. Ambos proyectos muestran buenas características de robustez por cuanto mantienen indicadores económicos buenos a pesar de que ocurran cambios drásticos aunque posibles, en sus principales variables explicatorias. Por otra parte, se encuentra que están adecuadamente programados pues están previstos para la fecha más temprana posible y, en caso de un atraso, disminuyen sus correspondientes VPNE.
 - 2.22 Con respecto a la disponibilidad de energía en el país para atender la demanda de los nuevos clientes que pasarán a tener acceso a servicios de electricidad, el programa la afecta positivamente. Es decir, si bien el Componente 1 supone un mayor consumo de electricidad estimado en 4-GWh/año, el Componente 2 significa una reducción de 7,3-GWh/año con lo cual el sistema libera 3,3-GWh anuales de generación. Desde el punto de vista de la potencia en los sistemas de transmisión y distribución, el programa incluye sus propias obras destinadas a evacuar la demanda y, por lo tanto, no solo no genera restricción alguna a los sistemas existentes, sino que los amplía para absorber la demanda incremental. En cuanto a la disponibilidad de potencia al nivel de generación, el impacto del Componente 2 más que compensa el del Componente 1 dando lugar, en conjunto, a una menor demanda de potencia.
 - 2.23 La ejecución de la cartera inicial del Componente 5 de EE presenta un periodo simple de recuperación de la inversión de 3 años y tendrá un impacto positivo en el medio ambiente con la reducción de 220-GWh/año en el consumo de electricidad y de 156 mil toneladas de dióxido de carbono al año.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

A. Resumen de Medidas de Implementación

- 3.1 El prestatario será la República de Nicaragua y los organismos ejecutores serán: el MEM para los Componentes 1 a 5, ENATREL para el Componente 6 y ENEL para el Componente 7.
- 3.2 **Organización.** La organización propuesta para la ejecución del programa, que se describe con mayor detalle en los anexos del programa, busca aprovechar al máximo las estructuras organizacionales existentes en el MEM, ENATREL y ENEL. En el caso del MEM se propone una estructura orgánica temporal para la dirección y administración del PNER, conformada por un director de programa, que contará con el apoyo especializado de un coordinador financiero, ambos de dedicación completa y cinco coordinadores técnicos a cargo de cada

- uno de los componentes, los que serán designados por el Director General / Director Específico del área del ministerio que tendrán a su cargo la ejecución del respectivo componente. Esta estructura en el MEM actuará como Unidad Ejecutora (UE-MEM) del Sub-programa I y coordinadora de todo el PNESER ante los OFCI. **Será condición previa al primer desembolso que se haya integrado en el MEM la estructura que actuará como UE-MEM para el Sub-programa I y coordinadora de todo el PNESER.** Adicionalmente, para sus respectivos componentes ENATREL y ENEL actuarán a través de las unidades ejecutoras que han sido creadas y se encuentran en funcionamiento para el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1021, NI-L1022 y NI-L1036).
- 3.3 El Comité de Seguimiento del PNESER, al que se refiere el párrafo 2.2 estará conformado por dos representantes de los OFCI signatarios (elegidos de acuerdo con lo establecido en el MdE), uno del MEM y uno del MHCP. El Comité de Seguimiento analizará, y aprobará los POA correspondientes, los informes de revisión, y previa aprobación del OFCI cuya fuente de financiamiento se afecte, cualquier solicitud de cambio importante del PNESER. Los informes a que se refiere este párrafo serán uno solo para todos los OFCI signatarios. Las unidades ejecutoras, tanto en el MEM, como en ENATREL y ENEL, tendrán como funciones, entre otras: (i) llevar a cabo las gestiones internas en la respectiva institución con relación al PNESER, coordinando las actividades de las diferentes dependencias que participan; (ii) llevar a cabo los procesos de selección y contratación de las firmas consultoras, auditoras y demás asistencias técnicas requeridas de acuerdo con los procedimientos del BID; (iii) llevar los registros financieros del programa; (iv) preparar y presentar los informes semestrales requeridos por los OFCI; y (v) recopilar, almacenar y mantener toda la información, indicadores y parámetros necesarios para ayudar a los OFCI a preparar el Informe de Terminación del Programa o cualquier otra evaluación del programa que resulte necesaria. **Será condición previa al primer desembolso que se haya suscrito el MdE con los OFCI y se haya integrado el Comité de Seguimiento del PNESER.**
- 3.4 **Mecanismo de ejecución.** El programa se ejecutará con base en POA, en los cuales se identificarán las actividades específicas a ser financiadas, los usos y fuentes de recursos, las metas previstas y los resultados esperados de cada una de ellas. Los ejecutores, apoyados en la estructura organizacional descrita en la sección previa, elaborarán detalladamente los POA correspondientes y los presentarán al Comité de Seguimiento del PNESER. Las actividades en el POA deberán tomar en consideración la interrelación entre los componentes y sub-componentes y los tiempos en los que los mismos deberán ser desarrollados para asegurar el logro de los objetivos propuestos para el programa. **Será condición previa al primer desembolso de cada sub-programa del primer préstamo la presentación del POA actualizado para el primer año.**
- 3.5 Será condición previa al primer desembolso de los recursos del primer préstamo para cada uno de los sub-programas, que el BID haya recibido copia del convenio de ejecución suscrito entre el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y el MEM para los recursos de los Componentes 1 al 5; y los convenios de

transferencia de recursos y ejecución suscritos entre el MHCP y ENATREL, para el Componente 6, y entre el MHCP y ENEL para el Componente 7, que entre otros aspectos, indiquen: (i) la forma como se transferirán los recursos de los componentes correspondientes del préstamo; (ii) el compromiso a ejecutar las actividades del programa de conformidad con los términos y condiciones del contrato de préstamo; y (iii) el compromiso de utilizar los recursos del préstamo y de la contrapartida local solamente para los propósitos del programa.

B. Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados

- 3.6 La Matriz de Resultados será el instrumento base para el monitoreo de los logros del programa. Se realizarán dos reuniones del Comité de Seguimiento del PNESER en el año. En la reunión de revisión anual (abril) se revisará el desempeño del año anterior (avances en acciones y logro de metas según lo planificado en el POA usando los indicadores acordados). En esta reunión se identificarán las proyecciones de apoyo para el año siguiente. En la reunión de planificación anual (agosto) se discutirá el avance general del primer semestre (del POA del año en curso) y la propuesta del POA del año siguiente.

**Matriz de Efectividad en el Desarrollo
Resumen**

Criterio	Puntaje	Puntaje máximo
I. Relevancia Estratégica	Alto	
Sección 1. Objetivos estratégicos del BID en materia de desarrollo	5.5	10
Diversificación de países	2.0	2
Iniciativas corporativas	2.5	2.5
Armonización y alineación	0.0	3.5
Focalización de la población beneficiaria	1.0	2
Sección 2. Objetivos de desarrollo de la Estrategia de País	5.4	10
Diagnóstico del sector en la Estrategia de País	1.8	6
Objetivo e indicador del sector en la Estrategia de País	3.6	4
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Satisfactorio	
3. Evaluación basada en pruebas y solución	8.4	10
4. Plan de evaluación y seguimiento	4.3	10
5. Costo-beneficio o eficacia en función del costo	7.0	10
6. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación	7.5	10
III. Función del BID - Adicionalidad		
Sección 7. Adicionalidad	3.0	10
Asistencia técnica proporcionada antes del proyecto	3.0	3
Mejoras en la gestión de controles internos en los ámbitos financiero, estadístico, de adquisiciones o de seguimiento	0.0	4
Mejoras en el desempeño ambiental, laboral y de salud	0.0	3

I. Relevancia Estratégica: Esta operación se llevará a cabo mediante un préstamo de inversión en Nicaragua, país del grupo C/D de Centroamérica. En su financiamiento participan varios organismos financieros de cooperación internacional. Su objetivo está vinculado con las iniciativas corporativas en materia de infraestructura y cambio climático. El proyecto promueve la equidad social (SEQ). El proyecto no utilizará los sistemas de país. La estrategia de país vigente no contiene un diagnóstico con evidencia empírica del sector, pero incluye objetivos e indicadores sectoriales.

II. Evaluabilidad: La problemática que el proyecto busca atender es clara y ha sido definida con base en evidencia empírica. La efectividad del modelo de intervención se basa en la experiencia y lecciones de proyectos anteriores en el país. El proyecto tiene una lógica bien definida. Cuenta con indicadores que permitirán el seguimiento a los productos que se generarán con el financiamiento. El proyecto incluye un análisis de costo-beneficio de sus principales componentes. El proyecto no cuenta con un plan de monitoreo y evaluación específico. Su calificación de riesgo es B; se han identificado los principales riesgos ambientales y sociales, así como las correspondientes medidas de mitigación, mas no se establecen indicadores que permita dar seguimiento a la implementación de dichas medidas.

III. Adicionalidad: El diseño de este proyecto contó con asistencia técnica (NI-T1094).

NICARAGUA PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE- PNESER MARCO DE RESULTADOS / MATRIZ DE INDICADORES								
Objetivo del Programa	El objetivo del PNESER es el de apoyar los esfuerzos del Gobierno de Nicaragua para reducir la pobreza promoviendo el acceso de una proporción importante de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible y generar condiciones que permitan avanzar en un cambio en la matriz energética que contribuya a mejorar las condiciones de mitigación y adaptación del cambio climático.							
Indicador de Resultados	Línea Base	Meta						Medios de verificación
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2020	
Indicadores Principales								
Aumento de la cobertura del servicio eléctrico en el país	64.6%	68.5%	73.1%	77.9%	82.4%	85.5%	90.0%	Estadísticas del MEM
Viviendas Ocupadas (miles)	1,104	1,119	1,133	1,148	1,162	1,177		Instituto de Estadística
Usuarios Totales (miles)	711	744	794	871	940	1,008		Estadísticas del MEM
Proporción de la generación eléctrica de fuentes renovables	35.0%	37%	42%	55%	62%	86%	90.0%	Estadísticas del MEM
Generación total (GWh)	3,100	3,322	3,456	3,584	3,710	3,835		Estadísticas del MEM
Generación renovables (GWh)	1,085	1,207	1,467	1,985	2,301	3,297		Estadísticas del MEM
Otros Indicadores de Resultados								
Reducción consumo por programas de eficiencia energética (proyectos iniciales)	0 GWh/año	0 GWh/a	130 GWh/a	160 GWh/a	190 GWh/a	221 GWh/a	221 GWh/a	Evaluaciones ex post MEM
Reducción de pérdidas de electricidad en asentamientos								
Aumento de la confiabilidad del servicio por refuerzos en el sistema de transmisión	93.58 %	93.58 %	93.62%	93.67 %	93.7%	93.9%	94.3%	Estadísticas de ENATREL

NICARAGUA						
PROYECTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE- PNESER						
Indicadores intermedios de avance	Metas					
	Línea Base 2009	2010	2011	2012	2013	2014
Componente 1: Electrificación Rural por Extensión de Redes						
Usuarios conectados Total PNESER	0	21,202	44,760	73,030	98,944	117,390
Usuarios conectados NI-L1040	0	5,300	16,491	22,380	22,380	22,380
Componente 2: Normalización ¹del Servicio en Asentamientos						
Usuarios normalizados en asentamientos (PNESER)	0	31,658	77,047	117,548	150,760	164,045
Usuarios normalizados en asentamientos (NI-L1040)	0	7,915	27,176	38,524	38,524	38,524
Usuarios normalizados que son nuevos clientes (Total PNESER)	0	7,752	20,631	33,468	45,683	50,569
Usuarios normalizados que son nuevos clientes (NI-L1040)	0	1,938	7,096	10,316	10,316	10,316
Componente 3: Expansión en Zonas Aisladas con Energía Renovable						
Estrategia para la Atención de las Zonas Aisladas	No existe	Aprobada				
Usuarios conectados en proyectos con energía renovable en sistemas aislados	0	778	2,442	4,179	5,129	5,820
Usuarios conectados en proyectos con energía renovable en sistemas aislados (NI-L1040)	0	311	311	311	311	311
Componente 4: Preinversión y Estudios proyectos de Generación de Energía Renovable						
Estrategia de planeamiento y expansión de la generación eléctrica del país aprobada (NI-L1040)	Desactualizada	Aprobada				
Plan Maestro de la Cuenca del Río Grande de Matagalpa y Superior del Río Coco	No existe		Disponible			

NICARAGUA						
PROYECTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE- PNESER						
Indicadores intermedios de avance	Metas					
	Línea Base 2009	2010	2011	2012	2013	2014
MW de Energía Renovable con estudios de factibilidad terminada	0	0	0	100	200	358
Sistema instalado (500KW) - Proyecto demostrativo de generación de energía eléctrica con sistemas foto-voltaicos	0	0	0	1	1	1
Estudio Efectuado - Prospección y evaluación de potencial eólico y estudio de factibilidad para sistemas de generación eólica en 6 sitios para interconexión al SIN.	No existe	0	0	0	0	1
Estudio Efectuado - Estudio de factibilidad para la implementación de generación eléctrica distribuida en Nicaragua	No existe	0	0	1	1	1
Componente 5: Eficiencia Energética						
Luminarias instaladas - Plan de ahorro de alumbrado público.	0	0	7,600	18,300	25,604	25,604
Luminarias instaladas - Sustitución de bujías incandescentes por lámparas fluorescentes compactas en el sector residencial (Fase II)	0	0	1,500,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000
Luminarias instaladas (NI-L1040)	0	0	750,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
Luminarias instaladas - Sustitución de lámparas fluorescentes magnética por electrónica en el sector gobierno.	0	0	20,000	20,000	20,000	20,000
Luminarias instaladas (NI-L1040)	0	0	10,000	10,000	10,000	10,000
Sistemas térmicos instalados - Proyecto demostrativo para la instalación de sistemas solares térmicos en Nicaragua (Fase I y Fase II)	0	0	13	13	13	13
Sistemas instalados (NI-L1040)	0	0	6.5	6.5	6.5	6.5

NICARAGUA						
PROYECTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE- PNESER						
Indicadores intermedios de avance	Metas					
	Línea Base 2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sistemas instalados - Ingeniería y desarrollo de la refrigeración y climatización con energía solar	0	0	50	75	75	75
Sistemas instalados - Sistemas fotovoltaicos para la implementación de sistemas productivos en zonas rurales Nicaragua.	0	0	100	350	750	750
No de Estudio - Elaboración de procedimiento para la conformidad de normativas de eficiencia energética.	0	1	1	1	1	1
No de Estudio - Desarrollo de política, programa nacional y anteproyecto de ley de eficiencia energética.	0	1	1	1	1	1
No de Estudio - Definición de indicadores de eficiencia energética para los sectores de consumo energético en Nicaragua.	0	0	1	1	1	1
No capacitaciones: Fortalecimiento institucional en materia de eficiencia energética en áreas: eléctrica, térmica, aire comprimido, procesos industriales.	0	0	4	4	4	4
No capacitaciones: (NI-L1040)			1	1	1	1
No vehículo - Medios de transporte automotor	0	1	1	1	1	1
Componente 6: Refuerzo Sistema de Transmisión en las Zonas Rurales						
MVAs adicionales en remodelación o ampliación de subestaciones	0	0	0	55	70	130
MVAs (NI-L1040)	0	0	0	10	10	10
kms de líneas de transmisión	0	0	0	30 doble terna	50 doble terna 50 una terna	50 doble terna 164 una terna
Kms (NI-L1040)	0	0	0	30 doble terna	30 doble terna	30 doble terna

NICARAGUA						
PROYECTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE- PNESER						
Indicadores intermedios de avance	Metas					
	Línea Base 2009	2010	2011	2012	2013	2014
Componente 7: Sostenibilidad de Sistemas Aislados de ENEL						
Nuevos sistemas comerciales y administrativos instalados (NI-L1040)	0	0	28	148	148	148
kW de energías renovables evaluados.	0	0	5,150	6,270	7,133	8,133
No de proyectos construídos.	0	0	0	0	1	1

¹ La Normalización incluye las obras de distribución, medición e instalaciones internas para que los clientes puedan contar con un suministro seguro y confiable y cuenten con un apropiado seguimiento comercial y una correcta medición del servicio eléctrico. La meta involucra tanto clientes que ya figuran en lkos registros de las distribuidoras, como clientes ilegales que serán incorporados como nuevos clientes. Además del total clientes normalizados, se muestra por separado el indicador de clientes nuevos que se tiene en cuenta para el indicador de cobertura.

Resumen Plan de Adquisiciones
NICARAGUA
Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER)
Número de Proyecto NI-L1040 y contrato de Préstamo _____
Período comprendido en este Plan de Adquisiciones: Desde 01/11__ hasta __ 06/12__

No. Ref. ¹	Categoría y descripción del contrato de adquisiciones	Costo estimado de la Adquisición (US\$ miles)	Método de Adquisición ²	Revisión (ex-ante or ex-post)	Fuente de Financiamiento y porcentaje		Precalificación ³ (Si/No)	Fechas estimadas		Status ⁴ (pendiente, en proceso, adjudicado, cancelado)	Comentarios
					BID %	Local / Otro %		Publicación de Anuncio Específico de Adquisición	Terminación del Contrato		
1	BIENES										
1.1	Suministro, obras civiles y montaje SE Sauce y Deriv. Línea Trasmisión 138 KV (C6)	7,556	LPI	ex-ante	100		NO	1 sem/11	2 sem/12	pendiente	
1.2	Suministro lámparas eficientes y sistemas Termicos de EE (C5)	4,780	LPI	ex-ante	50	50	NO	2 sem/11	2 sem/11	pendiente	Cofinancia BCIE
1.3	Equipos para operación y mantenimiento de líneas y SE ENATREL (C6)	1,450	LPI	ex-ante	100		NO	2 sem/11	1 sem/12	pendiente	
1.4	Equipos para operación y mantenimiento sistema ENEL (C7)	725	LPI	ex-ante	100		NO	2 sem/11	1 sem/12	pendiente	
1.5	Modernizacion sistema comercial y Equipos de computo y comunicación ENEL (C7)	420	LPI	ex-ante	100		NO	2 sem/11	1 sem/12	pendiente	
2	OBRAS										
2.1	N/A										
3	SERVICIOS DIFERENTES A CONSULTORIA										
	N/A										
4	SERVICIOS DE CONSULTORIA										
4.1	Supervisión de ejecución y apoyo al Subprograma MEM (C 1 a 5)	3,990	SBCC	ex-ante	30	90	NO	1 sem/11	2 sem/14	pendiente	Cofinadores PNESER
4.2	Supervisión de ejecución y apoyo al Subprograma ENATREL (C6)	2,870	SBCC	ex-ante	15	85	NO	1 sem/11	2 sem/13	pendiente	Idem
4.3	Supervisión de ejecución y apoyo al Subprograma ENEL (C7)	404	SBCC	ex-ante	28	80	NO	1 sem/11	2 sem/14	pendiente	Idem
4.4	Auditoria Subprograma MEM (C 1 a 5)	376	SBCC	ex-ante	30	90	NO	1 sem/11	2 sem/14	pendiente	Idem
4.5	Consultoria fortalecimiento y sostenib. (C3)	500	SBCC	ex-ante	100		NO	1 sem/11	2 sem/12	pendiente	
4.6	Estudios de planeamiento (C4)	350	SBCC	ex-ante	100		NO	1 sem/11	2 sem/13	pendiente	

4.7	Estudios Fortalecimiento en EE (C5)	150	SBCC	ex-ante	100		NO	1 sem/11	2 sem/12	pendiente	
4.8	Auditoria Subprograma ENATREL (C6)	191	SBCC	ex-ante	15	90	NO	1 sem/11	2 sem/13	pendiente	Idem
4.9	Auditoria Subprograma ENEL (C7)	27	SBCC	ex-ante	28	80	NO	1 sem/11	2 sem/14	pendiente	Idem
	TOTAL	23,789									

Si hubiesen grupos de contratos individuales similares que van a ser ejecutados en distintas localidades o distintas épocas, éstos pueden incluirse agrupados bajo un solo rubro con una explicación en la columna de comentarios indicando el valor promedio individual y el período durante el cual serían ejecutados. Por ejemplo: En un proyecto de educación que incluye construcción de escuelas, se pondría un ítem que diría “Construcción de Escuelas”, el valor total estimado en US\$20 Millones y una explicación en la columna Comentarios: “Este es un lote de aproximadamente 200 contratos para construcción de escuelas con valor promedio de US\$100.000.00 c/u a ser adjudicados individualmente por las municipalidades participantes en un período de 3 años, entre enero de 2006 y diciembre de 2008.”

² **Bienes y Obras:** LPI: Licitación Pública Internacional; LIL: Licitación Internacional Limitada; LPN: Licitación Pública Nacional; CP: Comparación de Precios; CD: Contratación Directa; AD: Administración Directa; CAE: Contrataciones a través de Agencias Especializadas; AC: Agencias de Contrataciones; AI: Agencias de Inspección; CPIF: Contrataciones en Préstamos a Intermediarios Financieros; CPO/COT/CPOT: Construcción-propiedad-operación/ Construcción-operación- transferencia/ Construcción-propiedad-operación-transferencia (del inglés BOO/BOT/BOOT); CBD: Contratación Basada en Desempeño; CPGB: Contrataciones con Préstamos Garantizados por el Banco; PSC: Participación de la Comunidad en las Contrataciones. **Firmas Consultoras:** SBCC: Selección Basada en la Calidad y el Costo; SBC: Selección Basada en la Calidad; SBPF: Selección Basada en Presupuesto Fijo; SBMC: Selección Basada en el Menor Costo; SCC: Selección Basada en las Calificaciones de los Consultores; SD: Selección Directa.

Consultores Individuales: CCIN: Selección basada en la Comparación de Calificaciones Consultor Individual Nacional; CCII: Selección basada en la Comparación de Calificaciones Consultor Individual Internacional.

³ Aplicable para el caso de las Políticas nuevas solo para Bienes y Obras. En el caso de las Políticas Antiguas es aplicable a Bienes, Obras y Servicios de Consultoría.

⁴ Se utilizará la columna “Estatus” para adquisiciones retroactivas y actualizaciones del plan de adquisiciones.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/___

Nicaragua. Préstamo ____/BL-__ a la República de Nicaragua
Programa Nacional de Electrificación Sostenible y
Energía Renovable- Primer Préstamo

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

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 programa nacional de electrificación sostenible y energía renovable – primer préstamo. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$ 15.250.000, que formen parte de los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ____ de ____ de 2010)

LEG/SGO/CID/IDBDOCS#35116212
NI-L1040

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/___

Nicaragua. Préstamo ____/BL-__ a la República de Nicaragua
Programa Nacional de Electrificación Sostenible y
Energía Renovable - Primer Préstamo

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

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 programa nacional de electrificación sostenible y energía renovable – primer préstamo. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$15.250.000, que formen parte de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ___de _____ de 2010)

LEG/SGO/ CID/IDBDOCS#35116949
NI-L1040