

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

NICARAGUA

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE (PNESER)

TERCER PRÉSTAMO (NI-L1063)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto integrado por: José Ramón Gómez (ENE/CCO) y Héctor Baldivieso (ENE/CNI) Co-Jefes de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Carlos Trujillo (INE/ENE), Toshitaka Takeuchi (INE/ENE), Emiliano Detta (INE/ENE), Alma Reyna Selva (CID/CNI), Brenda Álvarez (FMP/CNI), Juan Carlos Lazo (FMP/CNI); y María Cristina Landazuri (LEG/SGO) bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Carlos Melo Representante del BID en Nicaragua (CID/CNI).

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento está sujeto a divulgación pública.

CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A.	Antecedentes, Problemática y Justificación	2
B.	Informe de Progreso en la Implementación del PNER.....	5
C.	Matriz de Resultados	11
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	11
A.	Instrumentos Financieros.....	11
B.	Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación.....	12
C.	Riesgo Fiduciario.....	12
D.	Riesgos de Ejecución.....	13
E.	Otros Aspectos Especiales y Riesgos	14
III.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN	15
A.	Resumen de Medidas de Implementación.....	15
B.	Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados.....	15

ANEXOS	
ANEXO I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM). Resumen
ANEXO II	Matriz de Resultados actualizada
ANEXO III	Arreglos Fiduciarios

ENLACES ELECTRÓNICOS REQUERIDOS	
1.	Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37052628
2.	Plan Operativo Anual http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37052629 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37052630 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37052631
3.	Plan de Adquisiciones Completo actualizado http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36694342 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36694343 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36694344
4.	Arreglos de Monitoreo y Evaluación de Resultados. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36740423

ENLACES ELECTRÓNICOS OPCIONALES	
1.	Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) - Primer Préstamo (BID-I) Documento PR-3556 de Junio 17 del 2010 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35219846
2.	Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) – Segundo Préstamo (BID-II) Documento PR-3718 de Julio 11 del 2011 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36278027
3.	Memorando de Entendimiento sobre el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable para Nicaragua firmado el 31 de enero de 2011 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35820165
4.	Documento Principal del PNESER http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35078748
5.	Evaluación Técnica y Económica del Programa http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35062497
6.	Convenio Marco de Cooperación del MEM con DISNORTE y DISSUR original: Componente 1 Extensión de Redes http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35526111
7.	Enmienda 1. Convenio Marco de Cooperación del MEM con DISNORTE y DISSUR: Componente 1 Extensión de Redes http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36683801
8.	Convenio Marco de Cooperación del MEM con DISNORTE y DISSUR original: Componente 2 Normalización del Servicio Eléctrico en Asentamientos http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35526091
9.	Enmienda 2. Convenio Marco de Cooperación del MEM con DISNORTE y DISSUR: Componente 2 Normalización del Servicio Eléctrico en Asentamientos http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36683805

10.	Reglamento Operativo del PNESE (bajo revisión)
	http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35924583
11.	Archivos Técnicos y de Soporte de la Preparación
	http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35076761
12.	Propuestas de préstamos para el financiamiento de proyectos de Eficiencia Energética
	http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35361307
13.	Ley No 791, Ley de Reforma a la Ley 788, Ley de Reforma y Adición a la Ley No. 583, Ley Creadora de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL.
	http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36950466
14.	<i>Project Monitoring Report</i> (PMR) para el Programa (18/05/2012)
	http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37077337
15.	Informe Final Proyecto Piloto de Normalización de Asentamientos
	http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37079639

SIGLAS Y ABREVIATURAS

ALC	América Latina y el Caribe
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BID-I	Primer Préstamo del BID para PNER (NI-L1040) (2342/BL-NI)
BID-II	Segundo Préstamo del BID para PNER (NI-L1050) (2342/BL-NI-4)
BID-III	Tercer Préstamo del BID para PNER (NI-L1063)
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CIF	<i>Climate Investment Fund</i>
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
ETIAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
ER	Energía Renovable
ESCO	<i>Energy Services Companies</i>
ESG	<i>Environment and Social Group</i> del BID
FND	Fondo Nórdico para el Desarrollo
FODIEN	Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica
GdN	Gobierno de Nicaragua
GWh	<i>GigaWatt</i> horas
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
KEXIM	<i>Export Import Bank of Korea</i>
km	kilómetros
kW	<i>kiloWatts</i>
JICA	<i>Japan International Cooperation Agency</i>
LAIF	<i>Latin America Investment Facility</i>
LIE	Ley 272 de la Industria Eléctrica
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
MVA	<i>MegaVolt Ampere</i>
MW	<i>MegaWatt</i>
OFICI	Organismos Financieros y de Cooperación Internacional
OFID	<i>OPEC Fund for International Development</i>
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONG	Organizaciones No Gubernamentales
OPEC	<i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i>
PCH	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
PMR	<i>Project Monitoring Report</i>
PNER	Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable
POA	Plan Operativo Anual

RAAN	Región Autónoma del Atlántico Norte
RAAS	Región Autónoma del Atlántico Sur
RO	Reglamento Operativo
SECCI	<i>Sustainable Energy and Climate Change Initiative</i>
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
TdR	Términos de Referencia
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) – TERCER PRÉSTAMO (NI-L1063)

Términos y Condiciones Financieras					
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	5,5 años	40 años
			Período Desembolso:	4 años	4 años
			Tasa de interés:	FU-FIJA	0,25%
BID	US\$35.000.000	100%	Inspección y Vigilancia	*	N/A
(CO)	US\$17.500.000	50%	Comisión de crédito:	*	N/A
(FOE)	US\$17.500.000	50%	Moneda:	US\$ FU	US\$
Estructura y Financiamiento del PNESER					
<p>La operación propuesta constituye el tercer préstamo (BID-III) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) cuya estructura apunta a que los recursos del BID sean aportados de forma modular en los años 2010, 2011 y 2012, a través de operaciones que se presentan 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.</p>					
BID-I (NI-L1040) (2010):	US\$ 30.500.000	El 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 (ER); iv) Pre-inversión y Estudios de Proyectos de Generación con ER; v) Programas de Eficiencia Energética (EE); vi) Refuerzo del Sistema de Transmisión; y vii) Sostenibilidad de los Sistemas Aislados de ENEL.			
BID-II (NI-L1050) (2011):	US\$ 22.000.000				
BID-III (NI-L1063) (2012):	US\$ 35.000.000				
OFCI **	US\$264.800.000				
Aporte Local y de Terceros	US\$ 66.400.000				
Costo Total PNESER	US\$418.700.000				
Esquema del Proyecto					
<p>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.</p>					
<p>Condiciones especiales previas al primer desembolso: i) que el BID haya recibido los informes jurídicos sobre la validez de las obligaciones contraídas por el prestatario en relación con BID-III; ii) la presentación de los Planes Operativos Anuales (POA) actualizados para cada sub-programa que incluya el plan de adquisiciones actualizado; iii) que se hayan cumplido las condiciones a que se refiere el Artículo Cuarto del Contrato Modificatorio No. 3; y iv) que se haya presentado evidencia del cumplimiento de las acciones previstas en el plan de acción para mitigar las deficiencias de control interno tanto de ENEL como de ENATREL (¶3.1). Condiciones especiales previas al desembolso de recursos para cada Subprograma: que se haya actualizado el convenio de ejecución MHCP-MEM y los convenios MHCP-ENATREL (¶3.1). Condiciones especiales de ejecución: al presente préstamo se aplican las mismas condiciones especiales aprobadas para los Programas NI-L1040 (BID-I) y NI-L1050 (BID-II).</p>					
Excepciones a las políticas del BID: Ninguna.					
El proyecto es coherente con la Estrategia de País:				Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
El proyecto califica como:	SEQ <input checked="" type="checkbox"/>	PTI <input type="checkbox"/>	Sector <input type="checkbox"/>	Geográfica <input type="checkbox"/>	% beneficiarios <input type="checkbox"/>
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.

**/ Organismos Financieros y de Cooperación Internacional (OFCI): Banco Europeo de Inversiones (BEI), Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Fondo Nórdico para el Desarrollo (FND), Facilidad de Inversión para América Latina (LAIF), Fondo para el Desarrollo Internacional de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OFID), Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA) y *Export Import Bank of Korea* (KEXIM).

I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, problemática y justificación

- 1.1 El Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) es un programa multianual¹, apoyado por múltiples organismos de financiación y cooperación internacional² el cual busca tener un efecto transformacional en la cobertura eléctrica a nivel nacional, a través del aumento significativo de la tasa de cobertura del servicio eléctrico, contemplando a su vez el escalamiento del uso de Energía Renovable (ER) y la promoción de la Eficiencia Energética (EE)³ en Nicaragua.
- 1.2 Los objetivos del PNESER son: i) apoyar los esfuerzos del Gobierno de Nicaragua (GdN) para reducir la pobreza promoviendo el acceso de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible; y ii) 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 PNESER apoya siete componentes: i) Electrificación Rural por Extensión de Redes; ii) Normalización del Servicio en Asentamientos; iii) Expansión en Zonas Aisladas con ER; iv) Pre-inversión y Estudios de proyectos de Generación con ER; v) Programas de EE; vi) Refuerzo del Sistema de Transmisión en las Zonas Rurales; y vii) Sostenibilidad de los Sistemas Aislados bajo responsabilidad de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL).
- 1.3 La estructura del PNESER apunta a que los recursos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) puedan ser aportados de forma modular para ajustarse a la disponibilidad de recursos concesionales, a la vez que sirvan para apalancar recursos de otros financiadores, manteniendo la concesionalidad acordada por el GdN con la comunidad internacional como parte de los acuerdos para reducción de la deuda de Nicaragua.
- 1.4 El objetivo del presente documento es presentar a consideración del Directorio el Tercer Financiamiento del BID en apoyo del PNESER (BID-III, NI-L1063). El presente documento incluye un informe de progreso en la implementación del PNESER y del cumplimiento de las acciones acordadas con el Prestatario y Ejecutores.
- 1.5 **Problemas y retos del sector.** Nicaragua, el segundo país de más bajos ingresos de América Latina y el Caribe (ALC), 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 75% en 2010⁴, aún se encuentra muy lejos de la meta acordada por los países centroamericanos de

¹ En julio de 2010 el BID aprobó NI-L1040 por un monto de US\$30,5 millones, y en julio del 2011 aprobó NI-L1050 por un monto de US\$22,0 millones.

² BEI, BCIE, FND, LAIF, OFID, KEXIM, y JICA.

³ Nicaragua debe reducir su índice de Intensidad Energética (3,00), el cual duplica el promedio de la región latinoamericana (1,46), según datos de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

⁴ Comisión Económica para América Latin y el Caribe (CEPAL) (2011) Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2010.

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 informales 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 legales⁵; en total se estima que hay 164 mil viviendas (clientes legales e ilegales) en estos asentamientos.

- 1.6 Para incrementar la cobertura eléctrica en Nicaragua, además de legalizar a los usuarios ilegales normalizando el servicio en dichos asentamientos⁶, 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 GdN licitará contratos de suministro de bienes y obras para su posterior entrega a las empresas distribuidoras bajo el mecanismo de subsidios ya probados y autorizados en el marco legal. 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 ENEL en las 31 agencias que atienden sistemas aislados, debido a problemas de gestión comercial, 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.
- 1.7 Si bien se han realizado inversiones recientes en plantas de generación eléctrica con recursos renovables⁷, Nicaragua sigue teniendo una alta dependencia de electricidad proveniente de hidrocarburos, cuya proporción se situó en 66%⁸ de la generación de electricidad en el año 2011. Esta situación en combinación con las altas pérdidas del sistema, las cuales se sitúan actualmente alrededor del 24%, han deteriorado la posición financiera del sector y obligado al GdN a recurrir a financiamientos externos para poder cubrir los costos del servicio eléctrico. Los altos costos de inversión inicial, en especial para el desarrollo de ER, se presentan como barrera para el escalamiento en el uso de ER en Nicaragua y para el involucramiento del sector privado en este segmento. Finalmente, como lo ha mostrado la experiencia internacional, Nicaragua no solo deberá buscar aumentar la generación de fuentes ER, sino que deberá reducir su índice de Intensidad Energética (3,00), el cual es

⁵ A diciembre de 2011, el INE reporta 850.603 clientes regulares en el SIN.

⁶ La estrategia de normalización consiste en instalar toda la infraestructura eléctrica necesaria para regularizar la conexión de usuarios ilegales, de manera que esos usuarios reciban un servicio de calidad que hoy no tienen, y paguen por dicho servicio. Este proceso cuenta con el acompañamiento de trabajadores sociales y líderes comunitarios que tienen la tarea de socializar el proyecto tanto en la etapa previa a la construcción como durante la implementación misma, cerrando con la transición para entregar las obras a las distribuidoras.

⁷ 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).

⁸ En el 2011, de acuerdo a estadísticas del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), 1.300-GigaWatt horas (GWh) (ó 34% de los 3.824-GWh generados) provinieron de fuentes renovables.

más del doble del promedio de la región latinoamericana (1,46)⁹, lo que significa que Nicaragua hace un uso relativamente ineficiente de su energía.

- 1.8 **Solución. Estrategia del país para el sector.** La estrategia que viene impulsando el GdN en el sector eléctrico para superar los retos identificados incluye: i) la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica con la consecuente expansión de las inversiones del sector privado en generación hidroeléctrica, geotérmica y biomasa¹⁰; ii) la expansión de la cobertura eléctrica¹¹; iii) la promoción de programas de EE¹²; iv) la reducción de pérdidas mediante la normalización de asentamientos¹³; y v) la maximización de oportunidades que se presentan debido a la entrada del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC).
- 1.9 **La estrategia del Banco en el país y GCI-9.** La Estrategia de país con Nicaragua 2008-2012 (GN-2499) es consistente y apoya las acciones de la estrategia del GdN, y tiene entre sus objetivos principales el de mejorar la cantidad, calidad y confiabilidad del suministro de energía para tornarlo eficiente, sostenible y compatible con la promoción de la inversión privada. BID-III se suma al apoyo que el BID viene dando al sector mediante el PNESEER en sus tres fases, el cual financia actividades en las áreas de generación con ER, transmisión y normalización del servicio en los asentamientos por medio de proyectos piloto. Asimismo, el PNESEER es consistente con los objetivos de financiamiento contenidos dentro del Noveno Aumento General de Capital - GCI-9 (AB-2764), el cual tiene dentro de sus alcances: incrementar el apoyo a países pequeños y vulnerables, financiar desarrollo de programas de ER, mitigación y adaptación al cambio climático, intensificar actividades que tiendan a reducir la pobreza y que generen condiciones para aumentar la equidad social.
- 1.10 **Consistencia con las políticas e iniciativas del BID.** El PNESEER es consistente tanto con los objetivos establecidos en la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (OP-708), como con las Políticas de Energía (OP-733), de Energía Eléctrica (OP-733-1) y otras iniciativas del BID relacionadas con el sector. La OP-733 establece entre sus objetivos el de “satisfacer en forma eficiente las necesidades energéticas derivadas del proceso de desarrollo económico de sus países miembros”. En particular, la OP-733-1 promueve el financiamiento de proyectos que permitan aumentar la disponibilidad y seguridad del abastecimiento de energía. El PNESEER se alinea con ambos objetivos pues busca aumentar la capacidad de transmisión de energía eléctrica, la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución, y mejorar la oferta de ER.

⁹ De acuerdo al Informe de Estadísticas Energéticas 2010. OLADE.

¹⁰ Esta estrategia es consistente con el [“Estudio de Barreras al Crecimiento de Nicaragua”](#) en el cual se destaca la necesidad de transformar la matriz energética de Nicaragua para reducir los costos del servicio eléctrico y contribuir al crecimiento de Nicaragua.

¹¹ La expansión de la cobertura eléctrica como herramienta para la disminución de la pobreza ha sido confirmada por diversos estudios de impacto desarrollados tales como [“The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits”](#) del Banco Mundial y el estudio [“The challenge of energy poverty: Brazilian case study”](#).

¹² Esta intervención fue detallada y definida con el estudio de [Propuestas de préstamos para el financiamiento de proyectos de Eficiencia Energética](#) realizado para Nicaragua en el 2010.

¹³ Ídem 8.

- 1.11 El sector eléctrico de Nicaragua cumple con las condiciones básicas estipuladas en la OP-708: i) las funciones de formulador de políticas, regulador y empresario están separadas; ii) existe una estructura empresarial que fomenta la eficiencia al separar las funciones que funcionan como monopolio natural de aquellas que son competitivas; iii) se ha adoptado un instrumento institucional adecuado a las condiciones específicas del país y del sector, mediante un ente de regulación adecuado; iv) se han adoptado modelos adecuados de gestión, con los agentes, tanto públicos como privados, operando bajo sistemas empresariales; y v) las autoridades mantienen su compromiso con los objetivos de la OP-708.
- 1.12 **Participación del BID en el sector.** El BID tiene un amplio conocimiento del sector eléctrico nicaragüense desde el año 1973 cuando apoyó un primer programa de ER. En 1998, mediante el Préstamo [1017/SF-NI](#), el BID participó de las reformas a la Ley de Electricidad que transformaron el sector. Mediante el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico I, II y III ([1933/BL-NI](#), [1933/BL-NI-1](#) y [1933/BL-NI-2](#)), se han apoyado actividades en el área de generación con ER, incluso en áreas aisladas, en el área de transmisión y se ha completado un programa piloto de normalización del servicio en asentamientos¹⁴. Por otra parte, con el préstamo Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración con el Proyecto SIEPAC ([1877/BL-NI](#)) se están financiando obras para el refuerzo de la red de transmisión eléctrica de Nicaragua que permitan su adaptación a la integración con la red y mercado eléctrico centroamericana del Proyecto SIEPAC. Igualmente se ha apoyado 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 eléctrica como resultado de las reformas a la Ley de Electricidad ([1017/SF-NI](#)) y los racionamientos de energía han disminuido considerablemente con una activa participación del BID a través del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico ([1933/BL-NI](#), [1933/BL-NI-1](#) y [1933/BL-NI-2](#)) y los Refuerzos Nacionales de Transmisión ([1877/BL-NI](#)).
- 1.13 En este marco el GdN solicitó el apoyo de la comunidad financiera internacional para ejecutar el PNER, 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.

B. Informe de progreso en la implementación del PNER

- 1.14 **Estructura del PNER.** En el mes de mayo de 2012, luego de los análisis realizados al avance de la ejecución del PNER, las autoridades del GdN decidieron que era necesario transferir la responsabilidad de ejecutar los

¹⁴ 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>

componentes C1¹⁵ y C2¹⁶ desde el Ministerio de Energía y Minas (MEM) hacia Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). Este cambio fue establecido en el Marco de la Ley No. 79117. El 13 de septiembre de 2012 el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y el BID firmaron el Modificadorio No. 3 al contrato de Préstamo para el PNESEER (BID-I, NI-L1040, 2342/BL-NI) y sus modificadorios tomando en cuenta este nuevo marco. La transferencia de responsabilidad del MEM a ENATREL como organismo Ejecutor de los componentes C1 y C2, no afecta los objetivos de desarrollo del PNESEER. ENATREL ha probado que cuenta con una alta capacidad de ejecución debido a su rol desarrollando e implementando proyectos de expansión y fortalecimiento del sistema de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)¹⁸. Los Componentes C1 y C2 están dirigidos a la expansión y normalización de redes de distribución, actividades afines a la capacidad de ENATREL que ya cuenta con una unidad ejecutora fortalecida por requerimiento de los actuales proyectos en ejecución: i) Refuerzos Nacionales de Transmisión Para Integración del Proyecto SIEPAC, Contrato de Préstamo 1877/BL-NI; y ii) Programa de Apoyo al Sector Eléctrico, Contrato de Préstamo 1933/BL-NI y Modificadorios.

- 1.15 **Costo y financiamiento del PNESEER.** El Cuadro 1 presenta el costo y financiamiento actualizado del PNESEER el cual se ha modificado ligeramente tanto al interior de algunos de los componentes como en el costo total del PNESEER el cual se incrementó a US\$418,7 millones. El período de ejecución del PNESEER que inicialmente se estimaba del 2010 al 2014 se ha modificado a fin de reflejar las demoras presentadas en el arranque del PNESEER, mientras se aprobaban los financiamientos iniciales y se consolidaba la estructura de administración. Como resultado se ha planificado que el PNESEER será ejecutado en el período 2010-2016.
- 1.16 Para el financiamiento, el BID aportaría US\$87,5 millones en tres préstamos, BID-I y Segundo Préstamo para PNESEER (BID-II, NI-L1050, 2342/BL-NI-4) aprobados en el 2010 y 2011 respectivamente, BID-III el cual es objeto de este documento; US\$264,8 millones provendrían de diversos co-financiadores, entre los que se encuentran: *Export Import Bank of Korea* (KEXIM); *Latin America Investment Facility* (LAIF, Facilidad de Inversión para América Latina); Banco Europeo de Inversiones (BEI); Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE); Fondo Nórdico para el Desarrollo (FND); y *OPEC Fund for International Development* (OFID, Fondo para el Desarrollo Internacional de la Organización de Países Exportadores de Petróleo), que ya aprobaron y tienen elegibles sus financiamientos por un monto de US\$203,7 millones. Existen financiamientos en trámite de *Japan International Cooperation Agency* (JICA), KEXIM 2, y OFID 2, por

¹⁵ El Componente C1 incluye: i) Materiales para electrificación rural en 500 comunidades; ii) Materiales y construcción de redes para electrificación rural en 200 comunidades – Lotes A y B; iii) Gestión y logística de materiales; y iv) Diseño de redes de electrificación rural en 900 comunidades.

¹⁶ El Componente C2 incluye: i) Materiales para normalización de redes en 90 asentamientos; y ii) Materiales y construcción de redes para normalización en 30 asentamientos.

¹⁷ Es la Ley de Reforma a la ley No. 788, Ley de Reforma y Adición a la Ley No. 583, Ley Creadora de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y de Reformas a las Leyes No. 272, Ley de la Industria Eléctrica y No. 290, Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo.

¹⁸ A pesar de esto existen todavía varias áreas de mejora en ENATREL que requieren el apoyo continuo del BID.

US\$61,0 millones¹⁹. Los US\$66,4 millones restantes corresponderían a aporte de contrapartida proveniente de los presupuestos del MEM, ENATREL y ENEL para el pago de los gastos de administración y financiero cuando estos no son financiados por su respectiva fuente.

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

CATEGORÍA DE INVERSIÓN	TOTAL 2010-2016														
	BID I	BID II	BID III	FND	KE-XIM	KE-XIM 2	LAIF	BEI	BCIE	JICA	OFID	OFID	Ter-ceros	GdN	Total
SUBPROGRAMA ENATREL – (1, 2 y 6)	25.9	10.8	22.9	-	27.2	45.0	9.6	70.0	64.5	-	9.9	-	36.1	24.2	346.1
1, Ingeniería, Supervisión y Administración	0.6	1.7	2.4	-	2.8	4.3	-	-	2.9	-	-	-	-	4.4	19.1
2, Costos Directos	24.8	8.8	19.9	-	24.4	40.7	9.6	70.0	61.6	-	9.9	-	36.1	5.4	311.1
C1 Extensión de Redes	17.2	8.8	15.1	-	-	-	-	-	38.8	-	7.0	-	20.0	-	106.9
C2 Normalización Asentamientos	5.6	-	3.6	-	-	-	-	-	14.2	-	2.9	-	16.1	-	42.4
C6 Refuerzos Transmisión	2.0	-	1.1	-	24.4	40.7	9.6	70.0	8.6	-	-	-	-	5.4	161.8
3, Gastos Financieros	0.5	0.3	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.4	15.9
SUBPROGRAMA MEM – (3 al 5)	2.9	3.2	12.1	5.9	-	-	-	-	10.6	12.0	6.1	4.0	-	6.1	62.9
1, Ingeniería, Supervisión y Administración	0.1	0.0	0.4	-	-	-	-	-	0.4	-	-	-	-	4.9	5.8
2, Costos Directos	2.8	3.2	11.4	5.9	-	-	-	-	10.2	12.0	6.1	4.0	-	-	55.6
C3 Expansión Sistemas Aislados	0.5	0.4	8.2	-	-	-	-	-	-	7.4	-	-	-	-	16.5
C4 Estudio y Pre-inversión	0.4	2.6	-	5.9	-	-	-	-	-	-	6.1	4.0	-	-	19.0
C5 Eficiencia Energética	1.9	0.2	3.2	-	-	-	-	-	10.2	4.6	-	-	-	-	20.1
3, Gastos Financieros	0.0	0.0	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	1.5
SUBPROGRAMA ENEL – 7	1.7	8.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	9.7
1, Ingeniería, Supervisión y Administración	0.4	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.5
2, Costos Directos	1.2	7.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.0
C7 Sostenibilidad Sistemas Aislados	1.2	7.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.0
3, Gastos Financieros	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.2
SUB-TOTAL	30.5	22.0	35.0	5.9	27.2	45.0	9.6	70.0	75.1	12.0	16.0	4.0	36.1	30.3	418.7

*GdN incluye aportes de MEM, ENATREL y ENEL, para cubrir gastos de la unidad ejecutora y gastos financieros

**Terceros incluye aportes de las empresas, municipios u otros ejecutores de los programas que reciben portes/subsidios

1.17 Avances del PNESER. A la fecha se han desembolsado US\$4,09 millones del BID-I. El BID-II se declaró elegible el 9 de marzo del 2012. Se estima que al final del 2012 la porción de compromiso de los fondos BID-I y BID-II alcanzará el 92% del total de dichas operaciones (ver Cuadro 2). El BID se ha comprometido con el GdN para aportar concesionalidad al PNESER con desembolsos mayores de fondos BID durante los primeros años de la ejecución compensando los aportes de OFCI con menor concesionalidad que inician sus desembolsos en el 2013. Así mismo, con la operación BID-III se garantiza la participación de los co-financiantes KEXIM II y JICA (US\$57 millones) con financiamientos de alta concesionalidad. Actualmente no existen montos comprometidos adicionales a los que se comprometieron al inicio del presente año. El cuadro 2 muestra las licitaciones en curso, que permitirán la firma contratos antes de finalizar el 2012. Para ejecutar el PNESER de forma óptima continua y en línea con la estructura multidonante, es necesario aprobar el BID III a fin de mantener los objetivos de desarrollo de la

¹⁹

Tal y como fue previsto en el esquema del PNESER, la estructura de financiamiento se ha venido ajustando a la disponibilidad de recursos concesionales de los Organismos Financieros y de Cooperación Internacional (OFCIs) y como resultado han entrado algunos nuevos OFCIs y se han retirado aquellos que no disponían de recursos.

operación y el ritmo de ejecución alcanzado hasta la fecha con los procesos de licitación en curso.

Cuadro 2. Procesos de Licitación en Curso BID I y BID II

Componente	Proceso	Mes de Publicación de Licitación	Mes para Firma de Contrato	Monto a Comprometer fin 2012 [US\$ x 10 ⁶]	Desembolso fin 2012 [US\$ x 10 ⁶]
C1	Materiales para electrificación rural en 500 comunidades	Jul-2012	Nov-2012	12,0	3,6
	Materiales y construcción de redes para electrificación rural en 200 comunidades – Lotes A y B	Jul-2012 a Ago-2012	Nov-2012 a Dic-2012	16,5	5,0
	Gestión y logística de materiales para Componentes 1 y 2	Sep-2012	Feb-2013	2,0	-
	Diseño de redes de electrificación rural en 900 comunidades	Ago-2012	Dic-2012	1,1	0,2
	Otros contratos	Feb a Nov-2012	Ago-2012 a Abr-2013	1,0	0,3
	Sub-total C1			32,6	9,1
C2	Materiales para normalización de redes en 90 asentamientos	Ago-2012	Dic-2012	7,3	-
	Materiales y construcción de redes para normalización en 30 asentamientos	Jun-2012	Nov-2012	3,0	0,6
	Otros contratos	Mar a Jun-2012	Ago a Dic 2012	0,3	0,1
	Sub-total C2			10,6	0,7
C4	Otros contratos	Jun a Jul-2012	Sep a Dic-2012	0,3	0,1
	Sub-total C4			0,3	0,1
C5	15.000 luminarias para alumbrado público – Fase I	Ago-2012	Dic-2012	1,6	-
	Otros contratos	Mar a Sep-2012	Ago a Dic-2012	0,4	0,1
	Sub-total C5			2,0	0,1
C6	Maquinaria y equipo de mantenimiento de transmisión	Abr-2012	Nov-2012	2,0	1,2
	Sub-total C6			2,0	1,2
C7	Equipos para operación y mantenimiento de sistemas aislados	Abr-2012	Ago-2012	0,5	0,3
	Estudio de factibilidad y diseño final para sistema aislado eólico-térmico	Jun-2012	Dic-2012	0,2	-
	Estudio de pérdidas y optimización de 3 sistemas aislados	Sep-2012	Dic-2012	0,2	-
	Otros contratos	Feb a Jul-2012	Ago a Dic-2012	0,2	0,1
	Sub-total C7			1,1	0,4
	Total PNESER			48,6	11,6

1.18 **Componente 1. Electrificación rural por extensión de redes (PNESER US\$106,9 millones, de los cuales BID-III US\$15,1 millones) y Componente 2. Normalización del servicio en asentamientos (PNESER US\$42,4 millones, de los cuales BID-III US\$3,6 millones):** el Componente 1 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 3.666 comunidades en áreas rurales. Con este tercer financiamiento se construirán 16.116 nuevas conexiones a nuevos usuarios y apoyará la normalización de 115 asentamientos. Para la ejecución de estos componentes se ha involucrado a las dos empresas distribuidoras concesionadas, y a la fecha se tienen firmados los convenios de ejecución con las mismas, Distribuidora de Electricidad del Norte S.A. (DISSNORTE) y Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (DISSUR) (juntos Distribuidoras). El Componente 2 establece la normalización del servicio eléctrico en asentamientos irregulares para viviendas con servicio eléctrico existente y viviendas que son nuevos clientes. La meta del PNESER permitirá atender a 125.003 viviendas que son clientes existentes y 39.043 que son nuevos clientes. Con BID III se normalizarán a 2.269 clientes existentes y a 709 nuevos clientes. Estos convenios fueron incluidos como condiciones previas a la aprobación del BID-I para la ejecución de los Componentes 1 y 2 del PNESER. En Febrero de 2012, mediante una modificación y firma a los convenios con las Distribuidoras, se estableció que la responsabilidad

de estas es la aprobación de diseños, supervisión de la ejecución de obras y aprobación final de las obras; dejando como responsabilidad de ENATREL la contratación de servicios, provisión de bienes y construcción de obra.

- 1.19 En el caso del Componente 1, en el 2011 se avanzó con la realización de pre-diseños para 1.278 comunidades con 38.000 usuarios, equivalente al 32% de la cobertura programada. Para el caso del Componente 2, se han completado los proyectos piloto para la normalización del servicio eléctrico en ocho asentamientos para un total de 3.200 viviendas beneficiadas (16.320 habitantes). Estos proyectos, que forman parte del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico, han resultado en un aumento de la tasa de cobro en las comunidades intervenidas²⁰ y por tanto se constituyen en la plataforma para la ejecución este Componente.
- 1.20 **Componente 3. Expansión en zonas aisladas con ER (PNESER US\$16,5 millones, de los cuales BID-III US\$8,2 millones):** el Componente 3 apoya la identificación e implementación de soluciones de suministro eléctrico para las zonas rurales no conectadas al SIN, promoviendo el uso de ER dentro y fuera de las áreas concesionadas a las Distribuidoras. Este componente contempla el desarrollo de proyectos de micro y/o pequeñas hidroeléctricas, plantas eólicas y otras fuentes de ER como la energía solar fotovoltaica, orientadas a promover el desarrollo sostenible del abastecimiento eléctrico a 3.820 viviendas en los departamentos de Jinotega, Matagalpa, la Región Autónoma del Atlántico Norte (RAAN) y la Región Autónoma del Atlántico Sur (RAAS). Como parte de este componente se realizará el diseño y construcción de 4 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y proyecto de extensión de redes de PCHs existentes.
- 1.21 **Componente 4. Pre-inversión y estudios de proyectos de generación con ER (PNESER US\$19,0 millones, el BID-III no financiará Componente 4):** el Componente 4 busca proveer y mejorar las condiciones, información y estrategia 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. La implementación del Componente 4 permitirá contar con estudios de factibilidad de ER para una capacidad de 358-MegaWatt (MW) y contribuirá a generar las condiciones para cambiar la matriz energética. A la fecha se concluyó con la preparación de los Términos de Referencia (TdR) para el Plan maestro de la Cuenca del Río Grande y Río Coco, para el estudio de pre-factibilidad de un proyecto geotérmico y para el estudio de factibilidad de generación eólica en seis sitios.
- 1.22 **Componente 5. Programas de EE (PNESER US\$20,1 millones, de los cuales BID-III US\$3,2 millones):** el Componente 5 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

²⁰ La tasa de cobro promedio en las 8 comunidades intervenidas ha aumentado de 22% a 88% de acuerdo al informe final de evaluación del proyecto. Para detalles ver el link electrónico [Informe Final Proyecto Piloto de Normalización de Asentamientos](#).

en varios sectores de consumo. La ejecución del Componente 5 permitirá: i) la sustitución de 4 millones de bujías incandescentes por lámparas fluorescentes en el sector residencial; ii) sustitución de 50.910 lámparas fluorescentes magnéticas por electrónicas en el sector gobierno; iii) remplazo de 25.624 lámparas de mercurio por lámparas de vapor de sodio u otra tecnología eficiente en alumbrados público; iv) instalación de 13 sistemas calentadores solares de agua en hospitales, hoteles e instalaciones industriales; v) ingeniería y desarrollo para la aplicación de energía solar térmica; y vi) la instalación de 750 sistemas solares fotovoltaicos en sistemas de uso productivo. A la fecha se está trabajando con el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) en la definición de la estructura tarifaria para el programa de Alumbrado Público Eficiente y paralelamente, en la elaboración del convenio con las distribuidoras²¹, el cual permitirá el cambio de luminarias. Se ha concluido con la elaboración de los TdR para los estudios de indicadores, normatividad y política de EE.

- 1.23 **Componente 6. Refuerzo del sistema de transmisión (PNESER US\$161,8 millones, de los cuales el BID-III US\$1,1 millones):** el Componente 6 incluye 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 PNESER e incorporar nuevas fuentes de ER al sistema Nicaragüense. En ese sentido, 432,5- MegaVolt Ampere (MVA) en remodelación o ampliación de subestaciones se adicionarán al sistema, así como alrededor de 621-kilometros (km) de líneas de transmisión. BID-III financiará parcialmente la construcción de refuerzos de transmisión del sistema nacional de transmisión, que servirán para que en el futuro se pueda conectar la nueva Central Hidroeléctrica Tumarín actualmente en proceso de construcción (253-MW). A la fecha se encuentran en preparación los estudios ambientales, levantamientos topográficos y estudios geológicos para los distintos proyectos de nuevas subestaciones y líneas de transmisión.
- 1.24 **Componente 7. Sostenibilidad de los sistemas aislados de ENEL (PNESER US\$9,0 millones, el BID-III no financiará Componente 7):** el Componente 7 financia las acciones necesarias para mejorar la sostenibilidad de los sistemas aislados operados por ENEL, mediante la sustitución de generación fósil con ER en una capacidad de 1.300-kiloWatts (kW), y mejoras a la capacidad institucional y operativa de los sistemas a cargo de ENEL.
- 1.25 Durante el 2011, paralelamente a la fase de cumplimiento de condiciones previas para los contratos de financiamiento BID-I, BCIE, BEI, LAIF y FND, el PNESER avanzó en la preparación de TdR y documentos de licitación para los distintos proyectos bajo los siete componentes. Asimismo, en el 2011 se logró un avance importante en las negociaciones con las Distribuidoras para introducir modificaciones a los convenios de ejecución de los Componentes 1 y 2. Una vez superada esta fase inicial, en el 2012 el PNESER dio inicio a los procesos de

²¹ El convenio está acotado a la sustitución de luminarias de vapor de Mercurio para obtener un 35% de ahorro del consumo energético por lámpara instalada. El convenio estipula el establecimiento de una mesa técnica con la distribuidora el cual tendría dentro de sus funciones el desarrollo de un plan de manejo de desecho de luminarias (incluyendo las todavía operativas).

licitación que permitirán comprometer mediante contratos de bienes, obras y servicios un monto de US\$65,1 millones, con un desembolso programado de US\$11,6 millones en el 2012 (ver Cuadro 2). El BID III llegara a complementar los recursos para financiar las nuevas licitaciones necesarias para alcanzar las metas de ejecución y resultados establecidos para el PNESEER en el quinquenio 2012-2016.

C. Matriz de resultados

1.26 La Matriz de Resultados del PNESEER que fuera presentada en BID-I ha sido actualizada, así como también se han ajustado las metas y corregido algunos indicadores (ver Anexo II). Los dos resultados principales del PNESEER son: i) contribuir a que Nicaragua alcance una tasa de cobertura de electricidad de aproximadamente el 84% al final del PNESEER 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 44% de generación proveniente de ER al final del PNESEER y un 66% en el 2020.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos financieros

2.1 La operación propuesta constituye el Tercer Préstamo del BID para el PNESEER cuya estructura se diseñó para que los recursos del BID se aporten de forma modular en los años 2010, 2011 y 2012, a través de operaciones que se presentan 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 Cuadro 3 presenta los costos y financiamiento de BID, y el Cuadro 4 la programación de desembolsos para todo el PNESEER.

Cuadro 3. Costos y Financiamiento del Préstamo BID para PNESEER (miles de US\$)

CATEGORÍA DE INVERSIÓN	BID-I	BID-II	BID-III	GdN	Total
SUBPROGRAMA ENATREL – (1, 2 y 6)	25,958	10,730	22,893	91	59,672
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	616	1,712	2,355	-	4,683
2. Costos Directos	24,810	8,720	19,858	-	53,388
C1 Electrificación por Redes	17,185	8,720	15,144	-	41,049
C2 Normalización Asentamientos	5,625	-	3,570	-	9,195
C6 Refuerzos Sistema de Transmisión zona rural	2,000	-	1,144	-	3,144
3. Gastos Financieros	532	298	680	91	1,601
SUBPROGRAMA MEM – (3, 4 y 5)	2,849	3,283	12,107	42	18,281
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	96	36	435	-	567
2. Costos Directos	2,700	3,200	11,410	-	17,310
C3 Expansión Sistemas Aislados	500	400	8,220	-	9,120
C4 Estudio y Pre-inversión	350	2,650	-	-	3,000
C5 Eficiencia Energética	1,850	150	3,190	-	5,190
3. Gastos Financieros	53	47	262	42	404
SUBPROGRAMA ENEL – (7)	1,693	7,987	-	24	9,704
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	449	62	-	-	511
2. Costos Directos	1,213	7,765	-	-	8,978
C7 Sostenibilidad Sistemas Aislados ENEL	1,213	7,765	-	-	8,978
3. Gastos Financieros	31	160	-	24	215
SUB-TOTAL	30,500	22,000	35,000	157	87,657

- 2.2 Los Organismos Financieros y de Cooperación Internacional (OFCI) y las autoridades del GdN han firmado un Memorando de Entendimiento (MdE) del PNESER²² que servirá de instrumento para la coordinación del apoyo de los OFCI signatarios. Los procedimientos son desarrollados en el Reglamento Operativo (RO) del PNESER, que fue aprobado el 29 de marzo de 2011 en la primera sesión del Comité de Seguimiento del PNESER. El RO tiene como propósito desarrollar y complementar las normas y procedimientos generales y específicos que deben regirse en armonía con las estipulaciones establecidas en los dos contratos de préstamo vigentes (BID-I y BID-II) financiados por el BID, y los contratos de préstamo y convenios bilaterales que suscriba el GdN con los OFCI.

Cuadro 4. Cuadro de Desembolsos del PNESER (millones de US\$)

CATEGORÍA DE INVERSIÓN	TOTAL 2010-2016						
	2011	2012	2013	2014	2015	216	Total
Financiamiento y Cooperación Internacional	4,0	11,6	96,4	120,7	86,1	33,5	352,3
BID-I (NI-L1040) (2010):	4,0	8,8	15,1	2,6	-	-	30,5
BID-II (NI-L1050) (2011):	-	2,8	11,8	4,6	2,8	-	22,0
BID-III (NI-L1063) (2012)	-	-	8,9	17,3	6,2	2,6	35,0
Otros OFCI	-	-	60,6	96,2	77,1	30,9	264,8
Aportes de Terceros	-	-	-	-	22,0	14,1	36,1
Contrapartida Nacional	-	0,4	4,1	8,2	11,2	6,4	30,3
TOTAL	4,0	12,0	100,5	128,9	119,3	54,0	418,7

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. Las condiciones de línea base con que fue diseñado el PNESER se mantienen, por lo que los arreglos en gestión ambiental y social identificados en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) para el [Primer Préstamo del BID](#) (BID-I), que fueron diseñados para la totalidad del PNESER, mantienen plena vigencia sin alternaciones para este tercer financiamiento²³. El Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS) fue elaborado durante BID-I y para todo PNESER. El MGAS fue revisado y aprobado por *Environment and Social Group* del BID (ESG) en 2010 y sigue siendo válido para esta nueva operación; esto en vista que los objetivos de la operación BID-III son los mismos de todo el PNESER, la tipología de sub-proyectos y los impactos socio-ambientales y medidas de mitigación son similares en las tres operaciones. Teniendo en cuenta las políticas ambientales y de salvaguardias del BID (OP-703) el Préstamo BID-III se clasifica como categoría “B”.

C. Riesgo fiduciario

- 2.4 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

²² Los OFCI van suscribiendo el MdE (carta de adhesión) una vez apruebe el financiamiento respectivo.

²³ Mayores detalles de las cláusulas especiales sobre temas ambientales y sociales consultar las condiciones especiales de ejecución en el resumen ejecutivo de la [Propuesta de Préstamo de la operación NI-L1040](#).

adquisiciones. Durante la preparación de esta operación, MEM, ENEL y ENATREL, informaron que la ejecución de las adquisiciones de esta operación será consolidada en una sola unidad en ENATREL²⁴. Esta situación incide directamente en la capacidad institucional del sector, así como también, transitoriamente en el nivel de riesgo fiduciario en materia de adquisiciones. En tal virtud, el BID realizará la evaluación de capacidad de esta nueva unidad en seis meses. Sin embargo, en tanto el nivel de riesgo se considera alto. A fin de mantener en lo posible la continuidad en el nivel de ejecución de las adquisiciones, se han realizado recomendaciones incluidas en el Anexo III de este documento.

- 2.5 Adicionalmente, durante la preparación de este financiamiento fueron identificados algunos riesgos fiduciarios relacionados con los ejecutores de los sub-programas 2 y 3 (ENATREL y ENEL), lo cual eleva el nivel de riesgo fiduciario (gestión financiera) de estos ejecutores a alto para ENATREL y ENEL. En el caso de ENATREL y ENEL, las auditorías realizadas anualmente han identificado que las empresas no cuenta con las medidas de control interno idóneas para la correcta ejecución de los proyectos. Asimismo se había detectado el continuo incumplimiento de los ratios financieros de desempeño estipulados en el convenio (en el caso de ENATREL). Los dos ejecutores mencionados presentaron planes de acción para mitigar los riesgos identificados. El cumplimiento de ENATREL con las acciones previstas satisface los requerimientos del BID. En el caso de ENEL, se contrató a una firma consultora para revisar los principales aspectos de control y solventar los hallazgos de auditoría. Como consecuencia, se redefinió el plan de acción, el cual se está implementando.
- 2.6 **Adquisiciones de bienes y obras.** Las contrataciones y adquisiciones a ser financiadas por el BID se realizarán de conformidad con las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras Financiados por el BID (GN-2349-9), y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiado por el BID (GN-2350-9)²⁵. En el caso de otros OFCI, las contrataciones y adquisiciones se realizarán: i) de conformidad con las reglas específicas de cada OFCI, para aquellas adquisiciones que involucran el financiamiento de un solo OFCI; 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. En los enlaces electrónicos se presenta el Plan de Adquisiciones actualizado del PNER.

D. Riesgos de ejecución

- 2.7 Como parte de las actividades de ejecución del Primer y Segundo Préstamo del PNER, se realizó un taller semestral de seguimiento en el 2012. Los principales riesgos en la implementación del PNER, los cuales aplican para BID-III, fueron actualizados en dicho taller, así como las medidas propuestas para su mitigación (ver [matriz de riesgo](#)).

²⁴ Originalmente estaba previsto contar con tres áreas de adquisiciones independientes correspondientes a cada organismo ejecutor; la nueva estructura centraliza los procesos de adquisiciones a través de una sola unidad. Este cambio se realizó con el propósito de establecer una mejor coordinación a nivel de programa.

²⁵ Para adquisiciones y contrataciones financiadas por el BID conjuntamente con otro(s) OFCI se utilizarán las políticas del BID.

E. Otros aspectos especiales y riesgos

- 2.8 **Viabilidad institucional y financiera.** El PNESEER será ejecutado por el MEM, ENATREL y ENEL, que actualmente son los ejecutores del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico, del BID-I y BID-II, cuentan con amplia experiencia y con equipos integrados por personal técnico de alto nivel, los cuales serán apoyados técnicamente cuando sea requerido. En línea con lo mencionado anteriormente (§1.14) la ejecución de algunos componentes (1 y 2) se han traspasado del MEM a ENATREL. De esa cuenta, se creó una estructura orgánica conformada por un Coordinador del PNESEER, que está a cargo de la administración directa del PNESEER. Además, en el componente de Ingeniería y Administración del PNESEER se han previsto recursos para apoyar a ENATREL con las funciones de llevar la contabilidad del PNESEER, el control y manejo financiero, mantener archivos y elaborar informes, así como con otras actividades de fortalecimiento y administración del PNESEER.
- 2.9 **Viabilidad técnica y económica.** Durante la preparación del BID-I, se confirmó la viabilidad del Programa mediante una [evaluación económica del Programa](#) del PNESEER en su conjunto (BID-I, BID-II y BID-III) bajo la consideración de que se trataba de un programa integral cuyo préstamo sería aprobado en tres años consecutivos para ajustarse a la disponibilidad de fondos del BID para el país. La evaluación se concentró en muestras de proyectos de los Componentes 1, 2 y 6, que representan el grueso de las actividades de inversión. Las obras a financiar con el tercer préstamo son proyectos significativamente similares a los incluidos en las muestras analizadas que representan la tipología de los proyectos del programa. En adición a los resultados de la muestra, las normas para selección y priorización de proyectos específicos en el universo de cada componente incluyen criterios de evaluación técnica y económica que garanticen la viabilidad de los mismos.
- 2.10 El costo promedio total por cliente perteneciente a proyectos subsidiables del Componente 1 asciende a US\$1.244. Por exigencia del modelo, todos los proyectos individuales subsidiables tienen Tasa Interna de Retorno Económico mayor al 12%. El Valor Presente Neto Económico (VPNE) por vivienda electrificada, descontado al 12% a enero de 2009 asciende a US\$574. 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.
- 2.11 Para el Componente 6 se evaluaron dos proyectos independientes: i) La construcción o remodelación de las subestaciones Estelí, San Ramón, Terrabona, Ocotal, El Sauce y Yalí, incluyendo líneas de transmisión y obras conexas con un VPNE de US\$141 millones a precios de frontera y TIRE del 55%; y ii) la construcción de la subestación La Dalia y la subestación El Cuá, que muestran un VPNE de US\$15 millones y TIRE del 22%.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

A. Resumen de medidas de implementación

- 3.1 **Serán condiciones especiales previas al primer desembolso:** i) que el BID haya recibido los informes jurídicos sobre la validez de las obligaciones contraídas por el prestatario en relación con BID-III; ii) la presentación de los Planes Operativo Anuales (POA) actualizados para cada sub-programa que incluya el plan de adquisiciones actualizado; iii) que se hayan cumplido las condiciones a que se refiere el Artículo Cuarto del Contrato Modificatorio No. 3; y iv) que se haya presentado evidencia del cumplimiento de las acciones previstas en el plan de acción para mitigar las deficiencias de control interno tanto de ENEL como de ENATREL. Será condición especial previa al desembolso de recursos para cada Subprograma: que se haya actualizado el convenio de ejecución MHCP-MEM y los convenios entre el MHCP y ENATREL. A la presente Operación se aplican las mismas condiciones especiales de ejecución aprobadas para los Programas NI-L1040 (BID-I) y NI-L1050 (BID-II).
- 3.2 **Organización.** Para la ejecución del PNER se integró la UE-ENATREL, conformada por un coordinador general, un coordinador general adjunto y siete coordinadores técnicos a cargo de cada uno de los componentes. La UE-ENATREL coordina todo el PNER ante los OFCI.
- 3.3 **Mecanismo de ejecución.** El PNER se ejecutará con base a POAs, 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 previamente, elaborarán detalladamente los POAs correspondientes y los presentarán al Comité de Seguimiento del PNER. Las actividades en los POAs 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 PNER.

B. Resumen de medidas para el monitoreo de resultados

- 3.4 La Matriz de Resultados será el instrumento base para el monitoreo de los logros del PNER. Se realizarán dos reuniones del Comité de Seguimiento del PNER 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			
I. Alineación estratégica			
1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID	Alineado		
Programa de préstamos	(i) Préstamos a países pequeños y vulnerables, y (ii) Préstamos en apoyo a iniciativas de cambio climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental.		
Metas regionales de desarrollo	Porcentaje de viviendas con electricidad.		
Contribución de los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)	(i) Kilómetros de líneas de transmisión y distribución eléctrica instaladas o mejoradas; (ii) Porcentaje de la capacidad de generación eléctrica de fuentes de bajo contenido de carbono frente a la capacidad de generación total financiada por el BID, y (iii) Proyectos piloto de cambio climático en agricultura, energía, salubridad, agua, saneamiento, transporte y vivienda.		
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país	Alineado		
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2499	Aumentar la capacidad instalada y eficiencia del sector energético, incentivando la inversión pública y privada en generación, especialmente en fuentes renovables que disminuyan la dependencia del petróleo.	
Matriz de resultados del programa de país	GN-2661-4	La operación está incluida en el Documento de Programación de País 2012.	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)			
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Altamente Evaluable	Ponderación	Puntuación máxima
	8.9		10
3. Evaluación basada en pruebas y solución	9.6	25%	10
4. Análisis económico ex ante	10.0	25%	10
5. Evaluación y seguimiento	6.0	25%	10
6. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación	10.0	25%	10
Calificación de riesgo global = grado de probabilidad de los riesgos*	Medio		
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales	B		
III. Función del BID - Adicionalidad			
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales (criterios de VPC/PDP)	Sí	Gestión Financiera: Presupuesto, Control Externo, Auditoría Interna. Adquisiciones: Sistema de información, Método de compras y uso de algunos subsistemas nacionales de licitación pública.	
El proyecto usa otro sistema nacional para ejecutar el programa diferente de los indicados arriba			
La participación del BID promueve mejoras en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:			
Igualdad de género			
Trabajo			
Medio ambiente			
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto	Sí	Con apoyo de la Cooperación Técnica NI-T1094, se ha desarrollado una primera fase de pre-diseños que se utilizarán para desarrollar los proyectos de extensión de redes del componente 1. Se adquirieron 1,550 luminarias eficientes con la Cooperación Técnica NI-T1034 en apoyo al componente 5.	
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.			

El Proyecto es altamente evaluable. La operación propuesta constituye el tercer préstamo del Banco para el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNSEER). Los recursos del BID se desembolsarán gradualmente en los años 2010, 2011 y 2012, a través de operaciones que serán presentadas para aprobación del Directorio Ejecutivo en forma independiente. Cada proyecto se justifica y es viable en forma autónoma, pero las metas se alcanzarán de manera acumulativa. El objetivo del PNSEER es apoyar al Gobierno de Nicaragua 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. La matriz de resultados tiene lógica vertical y los impactos, resultados y productos han sido claramente presentados. Todos los indicadores de resultados y de productos tienen línea de base y metas.

Se presenta un análisis costo-beneficio del programa en su conjunto para tres de sus componentes. Sin embargo, no se incluye una evaluación económica específica para este proyecto. La evaluación económica presentada muestra que el programa en su conjunto es viable, a partir de una muestra representativa de proyectos del tipo incluidos en esta operación. La operación tiene un plan de monitoreo y evaluación. El proyecto – no éste en específico - se evaluará utilizando un análisis costo-beneficio ex post.

Los riesgos han sido identificados y clasificados por probabilidad de ocurrencia y magnitud. Se presentan medidas de mitigación para cada riesgo identificado.

BID I, BID II y BID III
MARCO DE RESULTADOS / MATRIZ DE INDICADORES (Actualizada al 8 de agosto del 2012)

Objetivo del Programa	El objetivo del PNER 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.									
Indicadores	Línea Base	Meta								Medios de verificación
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020¹	
Impacto										
Reducción de importaciones de Fuel Oil (miles de barriles)	0	438	356	657	1.126	1.309	1.367	1.540		Estadísticas del INE
Resultados										
Aumento de la cobertura del servicio eléctrico en el país	66,7%	74,6%	76,1%	77,7%	79,2%	80,8%	82,3%	83,8%	90,0%	Estadísticas de la CEPAL
Proporción de la generación eléctrica de fuentes renovables	27,9%	34,7%	31,5%	34,8%	40,5%	43,3%	42,9%	44,1%	65,8%	Estadísticas del INE
Generación total (GWh)	3.110	3.321	3.485	3.636	3.805	3.993	4.199	4.340		Estadísticas del INE
Generación renovables (GWh)	869	1.153	1.097	1.265	1.541	1.731	1.801	1.912		Estadísticas del INE
Reducción consumo por programas de EE (proyectos iniciales)	0 GWh/a	0 GWh/a	0 GWh/a	0 GWh/a	0 GWh/a	90 GWh/a	180 GWh/a	221 GWh/a		Evaluaciones ex post MEM
Reducción de pérdidas no técnicas de electricidad en asentamientos	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,0%	2,7%	1,3%	0%		Evaluaciones ex post de ENATREL
Aumento de la confiabilidad del servicio por refuerzos en el sistema de transmisión (índice de falla = No. de fallas / año / 100 km)	6,42	6,42	6,38	6,33	6,30	6,10	6,10	6,10		Estadísticas de ENATREL

¹ El PNER contribuirá durante los años 2012 al 2016, a alcanzar las metas del Gobierno de Nicaragua para el año 2020.

Productos	Línea Base 2010	Metas						
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Componente 1: Electrificación Rural por Extensión de Redes								
Viviendas conectadas (Total PNER)	0	0	0	14.455	23.254	30.452	49,629	117.790
Viviendas conectadas (BID I)	0	0	0	14.455	1.562	0	0	16.017
Viviendas conectadas (BID II)	0	0	0	0	10.065	0	0	10.065
Viviendas conectadas (BID III)	0	0	0	0	5.627	13.101	0	18.728
Viviendas conectadas (Cofinanciadores)	0	0	0	0	6.000	17.351	49.629	72.980
Componente 2: Normalización¹ del Servicio en Asentamientos								
Asentamientos con servicio eléctrico normalizado (Total PNER)	0	0	0	75	191	191	191	648
Asentamientos con servicio eléctrico normalizado (BID I)	0	0	0	64	0	0	0	64
Asentamientos con servicio eléctrico normalizado (BID II)	0	0	0	6	0	0	0	6
Asentamientos con servicio eléctrico normalizado (BID III)	0	0	0	5	16	0	0	21
Asentamientos con servicio eléctrico normalizado (Cofinanciadores)	0	0	0	0	175	191	191	557
Viviendas normalizadas de clientes existentes. (Total PNER)	0	0	0	14.468	36.845	36.845	36.845	125.003
Viviendas normalizadas de clientes existentes. (BID I)	0	0	0	7.164	875	-	-	8.039
Viviendas normalizadas de clientes existentes. (BID II)	0	0	0	1.171	-	-	-	1.171
Viviendas normalizadas de clientes existentes. (BID III)	0	0	0	2.269	-	-	-	2.269
Viviendas normalizadas de clientes existentes. (Cofinanciadores)	0	0	0	3.864	35.970	36.845	36.845	113.525
Viviendas normalizadas que son nuevos clientes (Total PNER)	0	0	0	4.519	11.508	11.508	11.508	39.043
Viviendas normalizadas que son nuevos clientes (BID I)	0	0	0	2.238	273	-	-	2.511
Viviendas normalizadas que son nuevos clientes (BID II)	0	0	0	366	-	-	-	366
Viviendas normalizadas que son nuevos clientes (BID III)	0	0	0	709	-	-	-	709
Viviendas normalizadas que son nuevos clientes (Cofinanciadores)	0	0	0	1.207	11.235	11.508	11.508	35.458
Componente 3: Expansión Zonas Aisladas con ER								
Estrategia elaborada para la Atención de las Zonas Aisladas (NI-T1094)	0	0	1	0	0	0	0	1
Planes implementados de capacitación gerencial, sistemas contables y de facturación, protección y manejo de microcuencas en empresas de zonas	0	0	0	0	0	2	2	4

Productos	Línea Base 2010	Metas						
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
aisladas, (BID I [34%]; BID III [66%])								
Plan de monitoreo y evaluación de los proyectos en zonas aisladas realizados (BID I)	0	0	0	0	1	0	0	1
Estudio de línea base y estudios de evaluación de impacto del proyecto para 4 micro centrales hidroeléctricas en zonas aisladas realizados (BID I y BID III)	0	0	0	0	2	2	0	4
Usuarios conectados a sistemas de ER	0	0	0	320	0	2.625	875	3.820
Usuarios conectado a sistemas de ER (BID III)	0	0	0	64	0	1.575	525	2.164
Usuarios conectados a sistemas de ER (Cofinanciadores)	0	0	0	256	0	1.050	350	1.656
Componente 4: Preinversión y Estudios proyectos de Generación de ER								
Estrategia de planeamiento y expansión de la generación eléctrica del país elaborada y aprobada (BID I)	0	0	0	0	1	0	0	1
Plan Maestro de la Cuenca del Río Grande de Matagalpa y Superior del Río Coco elaborados (Cofinanciador FND)	0	0	0	0	1	0	0	1
MW de Energía Renovable con estudios de factibilidad terminada (Cofinanciador OFID)	0	0	0	0	100	100	158	358
Estudio Elaborado - Prospección y evaluación de potencial eólico y estudio de factibilidad para sistemas de generación eólica en 6 sitios para interconexión al SIN. (Cofinanciador FND)	0	0	0	0	0	1	0	1
Estudio Elaborado - Estudio de factibilidad para la implementación de generación eléctrica distribuida en Nicaragua (BID II)	0	0	0	1	0	0	0	1
Estudio Elaborado – Mapa geológico y estudio de prefactibilidad del proyecto Volcán Cosigüina (BID II [75%] y FND [25%])	0	0	0	0	1	0	0	1
Componente 5: EE								
Luminarias instaladas - Plan de ahorro de alumbrado público (Total PNE-SER).	0	0	0	5.000	15.362	5.262	0	25.624
Luminarias instaladas – Plan de ahorro de alumbrado público (BID I)	0	0	0	5.000	1.448	0	0	6.448
Luminarias instaladas – Plan de ahorro de alumbrado público (BID II)	0	0	0	0	5.000	1.145	0	6.145
Luminarias instaladas – Plan de ahorro de alumbrado público (Cofinanciadores)	0	0	0	0	8.914	4.117	0	13.031
Luminarias instaladas - Sustitución de bujías incandescentes por lámpa-	0	0	0	1.750.000	1.750.000	500.000	0	4.000.000

Productos	Línea Base 2010	Metas						
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
ras fluorescentes compactas en el sector residencial Fase II								
Luminarias instaladas - Sustitución de bujías incandescentes por lámparas fluorescentes compactas en el sector residencial Fase II (BID III)	0	0	0	700.000	100.000	0	0	800.000
Luminarias instaladas - Sustitución de bujías incandescentes por lámparas fluorescentes compactas en el sector residencial Fase II (Cofinanciadores)	0	0	0	1.050.000	1.650.000	500.000	0	3.200.000
Luminarias instaladas - Sustitución de lámparas fluorescentes magnética por electrónica en el sector gobierno	0	0	0	10.000	40.910	0	0	50.910
Luminarias instaladas - Sustitución de bujías incandescentes por lámparas fluorescentes compactas en el sector residencial Fase II (BID III)	0	0	0	0	12.365	0	0	12.365
Luminarias instaladas - Sustitución de bujías incandescentes por lámparas fluorescentes compactas en el sector residencial Fase II (Cofinanciadores)	0	0	0	10.000	28.545	0	0	38.545
Sistemas térmicos instalados - Proyecto demostrativo para la instalación de sistemas solares térmicos en Nicaragua, Fase I y Fase II (Cofinanciadores)	0	0	0	10	3	0	0	13
Sistemas instalados - Ingeniería y desarrollo de la refrigeración y climatización con energía solar (Cofinanciadores)	0	0	0	0	75	0	0	75
Sistemas instalados - Sistemas fotovoltaicos para la implementación de sistemas productivos en zonas rurales Nicaragua. (Cofinanciadores)	0	0	0	0	375	375	0	750
Estudio elaborado - Elaboración de procedimiento para la conformidad de normativas de eficiencia energética. (BID III)	0	0	0	1	0	0	0	1
Estudio elaborado - Desarrollo de política, programa nacional y anteproyecto de ley de eficiencia energética. (BID I y BID II)	0	0	0	1	0	0	0	1
Capacitaciones realizadas: Fortalecimiento institucional en materia de eficiencia energética en áreas: eléctrica, térmica, aire comprimido, procesos industriales. (BID I)	0	0	0	3	0	0	3	3
Componente 6: Refuerzo Sistema de Transmisión en las Zonas Rurales								
Lote de equipos de mantenimiento y operación adquirido y puesto en funcionamiento (BID I)	0	0	0	1	0	0	0	1
MVAs instalados adicionales en remodelación o ampliación de subestaciones (Cofinanciadores)	0	0	0	0	285	147,5	0	432,5

Productos	Línea Base 2010	Metas						
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
kms de líneas de transmisión instaladas (Cofinanciadores)	0	0	0	0	50 doble terna 336 sencillo	185 doble terna 50 sencillo	0	235 doble terna 386 sencillo
Componente 7: Sostenibilidad de Sistemas Aislados de ENEL								
Agencias de ENEL conectadas al nuevo sistema de gestión comercial (Total PNER)	0	0	0	0	14	14	0	28
Agencias de ENEL conectadas al nuevo sistema de gestión comercial (BID I)	0	0	0	0	14	0	0	14
Agencias de ENEL conectadas al nuevo sistema de gestión comercial (BID II)	0	0	0	0	0	14	0	14
kW de energías renovables evaluados (BID II)	0	0	0	3.500	0	0	0	3.500
No de comunidades aisladas con estudios de potencial de energías renovables elaborados (BID II)	0	0	0	0	20	0	0	20
kW de energía renovable instalados	0	0	0	0	300	0	1.000	1.300
kW de energía renovable instalados (BID II)	0	0	0	0	300	0	0	300
kW de energía renovable instalados (BID III)	0	0	0	0	0	0	1.000	1.000

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 los 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.

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

PAÍS: Nicaragua

PROYECTO N° NI-L1063

NOMBRE: Programa de Electrificación Sostenible y Energía Renovable- Tercer Préstamo (BID III) para Nicaragua

ORGANISMO EJECUTOR: Ministerio de Energía y Minas (MEM), Empresa Nacional de Transmisión (ENATREL) y Empresa Nacional de Energía (ENEL).

PREPARADO POR: Brenda M. Alvarez Junco; Especialista Fiduciaria en Adquisiciones (FMP/CNI) y Juan Carlos Lazo; Especialista Fiduciario Senior en Gestión Financiera (FMP/CNI).

I. Resumen ejecutivo

La evaluación de la gestión fiduciaria en adquisiciones se realizó sobre la base de los Informes de Revisión Ex post realizados el 20 de enero de 2012 en el marco de la operación 1933/BL-NI. La evaluación de gestión financiera, se realizó sobre la base de los SECI aplicados de MEM, ENEL y ENATREL, actualizados conforme al desempeño de los OEs durante el 2011.

El estado de gestión fiduciaria de Nicaragua, se encuentra en proceso de mejora, requiere de diversas acciones para hacerles compatibles con las mejores prácticas internacionales y consistentes con las políticas del Banco. Por lo que se refiere a los OEs: MEM, ENEL y ENATREL, sus áreas fiduciarias cuentan con experiencia en la ejecución de proyectos financiados por el Banco y actualmente ejecutan las operaciones 1877/BL-NI, 1933/BL-NI, y 2342/BL-NI.

El programa es financiado entre otros donantes por el FND, JICA, BCIE, Banco Europeo de Inversiones (BEI), OFID, KEXIM y UE/LAIF. Se mantienen los acuerdos fiduciarios en adquisiciones, alcanzados para el PNSER I y su primer contrato modificadorio, reflejados en el Memorándum de Entendimiento, entre la República de Nicaragua y el BID, el BCIE, el BEI y la UE/LAIF.

II. Contexto fiduciario del Organismo Ejecutor

Durante la preparación de esta operación, se determinó que la ejecución de las adquisiciones de esta operación para MEM, ENATREL y ENEL, será consolidada en una sola unidad en ENATREL. Esta situación incide directamente en la capacidad institucional del sector, así como también, transitoriamente en el nivel de riesgo fiduciario en materia de adquisiciones. Se desconocen los perfiles del total del personal a cargo de la ejecución de las adquisiciones, manual de organización y funciones.

En temas de gestión financiera, el MEM ha mantenido una capacidad de ejecución y ambiente de control aceptables para el Banco, por lo que se mantiene como de riesgo bajo. Sin embargo, ENEL y ENATREL, mostraron en el pasado un deterioro significativo en su ambiente de control. Desde entonces, se ha notado una mejoría significativa en ENATREL. No así en ENEL, con quienes recién se ha llegado a un entendimiento en junio del 2012 sobre las medidas a implementarse para cubrir las brechas existentes. Dada la participación de cada uno de los OEs en el programa, se recomienda mantener un riesgo global en temas de gestión financiera alto, sujeto a reevaluarse tras la revisión de EFAs correspondiente al año 2012.

III. Evaluación del riesgo fiduciario y acciones de mitigación

Parte del personal clave para la ejecución de las contrataciones de la división de adquisiciones de ENATREL, ha sido reubicado, para fortalecer la unidad de adquisiciones, en el marco de la nueva operación 2342/BL-NI. Esta situación afecta directamente la capacidad institucional, de ENATREL, por lo tanto el sector determinó que este personal seguirá apoyando la ejecución de los procedimientos, hasta que concluya la conformación de la unidad de

adquisiciones en ENATREL. El Banco actualizará la evaluación de capacidad en adquisiciones, a los seis meses de emitido este Anexo.

En materia de gestión financiera, Hubo una mejora sustancial en el desempeño de ENATREL que consideramos debe consolidarse durante 2012-2013. En el caso de ENEL, se ha redefinido el plan de acción a la luz de los EFAs 2011. FMP/CNI dará seguimiento al cumplimiento de las acciones de manera mensual por lo que resta del 2012.

IV. Aspectos a ser considerados en Estipulaciones Especiales a los contratos

A fin de agilizar la negociación del equipo de proyecto y principalmente de LEG, se incluyen a continuación aquellos Acuerdos y Requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales:

- a. Ningún aspecto adicional y/o diferente a temas manejados en los convenios firmados anteriormente como parte del programa del PNSER
- b. Salvo casos especiales, y previa autorización del Banco, no se procesaran pagos directos a proveedores en cuentas bancarias ubicadas en Nicaragua por no contar el país con el marco jurídico para procesar las mismas.

V. Acuerdos y Requisitos para la Ejecución de las Adquisiciones

Las adquisiciones serán ejecutadas a través de la unidad de adquisiciones en ENATREL, quien se hará cargo de la ejecución de las adquisiciones de la operación.

Además del BID, la operación será financiada por diversos donantes, (BEI, BCIE, FND, UE/LAIF, OFID, KEXIM, y JICA). Las contrataciones y adquisiciones serán realizadas conforme a las políticas específicas de cada uno para aquellas adquisiciones con fuente única de recursos. Para contrataciones con más de una fuente de financiamiento, las contrataciones se realizarán conforme a las políticas definidas de común acuerdo entre los donantes.

Las adquisiciones que se realicen con recursos del BID, se realizarán conforme a lo dispuesto en las GN-2349-9 y con las GN-2350-9, ambas de marzo de 2011 y conforme a lo establecido en el Contrato de Préstamo.

a. Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría: Los contratos de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría¹ generados bajo el proyecto y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DELS) emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional recomendados por el Banco.

b. Selección y Contratación de Consultores: Los contratos de Servicios de Consultoría generados bajo el proyecto están listados en el Plan de Adquisiciones Inicial y se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas (SEPs) emitida por el Banco.

a. La Lista Corta de firmas consultoras² podría estar integrada en su totalidad (100%) por firmas nacionales³ para contratos con valor inferior a los US\$200,000.00 dólares, monto establecido por el Banco⁴ para el país.

b. La selección de los consultores individuales: Se hará teniendo en cuenta sus calificaciones para realizar el trabajo, sobre la base de comparación de calificaciones de por lo menos tres (3) candidatos;

¹ De acuerdo a las Políticas de Adquisiciones del BID, los servicios diferentes de consultoría tienen un tratamiento similar a los bienes.

² De acuerdo con la sección V de las Políticas para la selección y contratación de servicios de consultoría la selección de consultores individuales no requiere del uso de Lista Corta ni se utiliza la SEP.

³ No se impide la participación de firmas extranjeras.

⁴ VPC/FMP establece estos montos límites.

Tabla de Montos Límites (miles US\$)

CATEGORÍA DEL GASTO	MONTO EN MILES US\$ (000)	MÉTODO DE ADQUISICION	REVISIÓN DEL BID
Obras	≥1.500	LPI	Ex Ante para todos los procesos
	<1.500 ≥ 150	LPN	Ex Post para todos los procesos por montos iguales o inferiores a 150 mil dólares.
	< 150	CP	Ex Post para todos los procesos
Bienes	≥150	LPI	Ex Ante para todos los procesos
	≤150 > 25	LPN	Ex post para todos los procesos por montos iguales o inferiores a 25 mil dólares.
	≤ 25	CP	Ex Post para todos los procesos
Servicios de no Consultoría	≥150	LPI	Ex Ante para todos los procesos
	≤150 > 25	LPN	Ex post para todos los procesos por montos iguales o inferiores a 25 mil dólares
	≤ 25	CP	Ex Post para todos los procesos
Firmas consultoras	>200	Lista Corta Internacional	Ex Ante todos los procesos
	≤200	Lista Corta nacional	
Consultores Individuales	Ver Sección V Política GN-2350-9		Ex Post todos los proceso

Nota: Los montos límites establecidos para revisión ex-post se aplican en función de la capacidad fiduciaria de ejecución del OE y pueden ser modificados por el Banco en la medida que tal capacidad varíe.

3. Plan de Adquisiciones Inicial (PAI)

El PNER cuenta con los tres Planes de Adquisición para cada ejecutor:

2342/BL-NI-1; 2342/BL-NI-2; y 2342/BL-NI-3, los cuales recibirán recursos de esta operación, por tanto no se generará un PAI para esta operación NI-L1063.

4. Supervisión de Adquisiciones

Las revisiones ex post serán cada 6 meses de acuerdo con el Plan de supervisión del proyecto. Los reportes de revisión ex-post incluirán al menos una visita de inspección física⁵, escogida de los procesos de adquisiciones sujetos a la revisión ex post. No menos de un 10% de los contratos revisados debe inspeccionarse físicamente.

5. Registros y Archivos

Cada OE se encargará de mantener los archivos y registros de cada proceso de adquisición ejecutada, en archivo único con todas las etapas del proceso hasta la finalización del convenio de préstamo. Cada OE destinará un espacio seguro para el resguardo de archivos y asignará a una persona como responsable de su administración.

VI. Acuerdos y Requisitos para la Ejecución de la Gestión Financiera

a. Sistema de administración financiera

ENATREL y el MEM ya cuentan con el SIGFA-PRO, sin embargo solo el MEM hace uso del mismo. Conforme a lo acordado entre el Banco y ENATREL durante la reciente misión del programa, ENATREL actualizará la información en el SIGFA-PRO, capacitará a su personal en el uso de éste y lo utilizará en adelante. ENEL trabaja con VAN, pero se contempla que en el mediano plazo migre también hacia el uso del SIGFA-PRO.

⁵ La inspección verifica la existencia de las adquisiciones, dejando la verificación de la calidad y cumplimiento de especificaciones al especialista sectorial.

b. Desembolsos y flujo de fondos

La operación tendrá tres cuentas únicas para manejar los fondos. Una en cada unidad ejecutora. Se trabajará bajo la modalidad de anticipos, los cuales se harán para cubrir las necesidades de liquidez de los siguientes cuatro meses.

c. Contabilidad e informes financieros

- a. Se requerirán estados financieros auditados anuales y de acuerdo a lo establecido en las guías y políticas del Banco.
- b. Los ejecutores deberán presentar adicionalmente “Informes Financieros Intermedios”. Estos reportes no requieren ser auditados y se presentarán junto con en el informe técnico de seguimiento o Informe de progreso.

d. Control interno y auditoría interna

Las tres unidades ejecutoras cuentan con unidades de auditoría interna y mecanismos definidos para mantener un ambiente de control interno aceptable. Sin embargo, en la práctica no se cumplen los lineamientos de estas unidades, lo que ha llevado al deterioro del ambiente de control mencionado anteriormente.

e. Control externo

No hay variación respecto a lo acordado en los financiamientos anteriores aprobados en el marco del PNESER.