

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**NICARAGUA**

**AMPLIACIÓN Y REFUERZOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE  
ELECTRICIDAD DE NICARAGUA**

**(NI-L1091)**

**PERFIL DE PROYECTO**

Este documento fue preparado por el equipo compuesto por: Héctor Baldivieso (ENE/CNI) Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho Co-jefe de Equipo (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Carlos Hinestrosa (INE/ENE); Stephanie Suber (INE/ENE); Juan Carlos Lazo (FMP/CNI); Santiago Castillo (FMP/CNI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Denis Corrales (VPS/ESG) y Alma Reyna Selva (CID/CNI).

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

## PERFIL DE PROYECTO NICARAGUA

### I. DATOS BÁSICOS

<b>Nombre del Proyecto:</b>	Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua		
<b>Número de Proyecto:</b>	NI-L1091		
<b>Equipo de Proyecto:</b>	Héctor Baldivieso (ENE/CNI) Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho Co-jefe de Equipo (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Carlos Hinestrosa (INE/ENE); Stephanie Suber (INE/ENE); Juan Carlos Lazo (FMP/CNI); Santiago Castillo (FMP/CNI); Maria Cristina Landázuri (LEG/SGO); Denis Corrales (VPS/ESG) y Alma Reyna Selva (CID/CNI)		
<b>Prestatario:</b>	República de Nicaragua		
<b>Organismo Ejecutor:</b>	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)		
<b>Plan Financiero:</b>	BID:	US\$40.000.000	
	Local:	US\$3.210.000	
	Total:	US\$43.210.000	
	Políticas activadas:	B.01; B.02; B.03; B.04; B.05; B.07; B.09; B.10; B.11; B.17	
<b>Salvaguardias:</b>	Clasificación:	Categoría A	

### II. JUSTIFICACIÓN GENERAL Y OBJETIVOS

#### A. Antecedentes, Contexto y Justificación del Proyecto

- 2.1 **El sector eléctrico en Nicaragua.** El sector se caracteriza por una importante participación de fuentes renovables (i.e., hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y de bagazo de caña) en la generación de energía, con un 52% de participación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 2014; la diferencia es cubierta por energía térmica (fueloil y diésel). El SIN concentró en 2014 el 98,8% de la generación eléctrica, con el remanente distribuido en pequeños sistemas aislados en la zona de menor densidad poblacional. El sistema de transmisión en 2014 reportó 2.287km de líneas nacionales<sup>1</sup> y 305,6 km de líneas del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)<sup>2</sup>. En términos de cobertura eléctrica el país ha alcanzado avances importantes, pasando de 73,7% en 2012 a 80,4%<sup>3</sup> en 2014; el objetivo es alcanzar un 90% de cobertura en 2020.
- 2.2 El sector eléctrico en Nicaragua cuenta con instituciones con funciones plenamente identificadas. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el encargo de diseñar las políticas y el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) tiene la responsabilidad regulatoria de todas las actividades del sector, en tanto que el

<sup>1</sup> El SIN incluye 460km de líneas en 230kV, 1.034 km de líneas en 138kV y 793km de líneas en 69kV.

<sup>2</sup> La Línea de Transmisión (L/T) del SIEPAC opera en un nivel de tensión de 230kV.

<sup>3</sup> En 2014 los 8 departamentos con mayor densidad urbana reportan en promedio un 93,1% de cobertura eléctrica, en tanto que los 9 departamentos restantes reportan un 59%.

Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la entidad operadora, encargada de la administración del mercado eléctrico y de la operación del SIN.

- 2.3 La organización industrial del sector eléctrico mantiene una alta participación del sector privado en generación y en distribución. El 91% de la generación neta en 2014 se produjo en plantas de propiedad privada, y las empresas privadas DISNORTE y DISSUR atienden el 98,9% de las ventas de energía a nivel nacional. El Estado participa en la generación a través de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), principalmente con energía hidráulica, y maneja toda la infraestructura de transmisión a través de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).
- 2.4 **Limitantes y necesidades del sistema de transmisión.** Los esfuerzos para incrementar la cobertura del servicio eléctrico, diversificar la matriz energética y continuar profundizando el compromiso del país con la integración regional, han originado presiones sobre determinados tramos del sistema de transmisión, afectando su confiabilidad, limitando su capacidad e impidiendo la conexión de nuevos usuarios al servicio eléctrico.
- 2.5 Los esfuerzos de electrificación aumentan la carga en las redes eléctricas existentes, es por esto que para garantizar la calidad del servicio a los nuevos usuarios es necesario que se efectúen inversiones para reforzarlas. Complementando el esfuerzo de electrificación impulsado por el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER)<sup>4</sup> se hace necesario reforzar las redes eléctricas para mejorar la calidad del servicio a más de 60,000 clientes, debido a que las redes existentes en once municipios del norte del país presentan las siguientes particularidades:
- a. El suministro de energía en los municipios de El Cuá, Rancho Grande y Waslala presenta un desempeño deficiente y un nivel de pérdidas considerable debido a que la longitud de la línea excede los estándares técnicos recomendables. Esta situación es crítica en el municipio Waslala, ubicado en el extremo más alejado de la Subestación (S/E) lo que impide garantizar la calidad del servicio y conectar a 46 comunidades del municipio.
  - b. La Línea de Transmisión (L/T) de 69kV que se conecta con el departamento de Nueva Segovia tiene un voltaje inadecuado y ha superado su vida útil afectando la calidad del servicio; en el año 2013 hubo interrupciones por más de 33 horas, y se dejó de proveer más de 156MWh de energía a la zona. El PNESER busca conectar a la red a 95 comunidades de la región, lo que demanda una mejora en las condiciones de transmisión existentes.
  - c. El municipio de Jinotega se conecta al SIN a través de una red de media tensión en 24,9kV proveniente de una única S/E ubicada en el oeste cuya zona de influencia ha aumentado en los últimos años ocasionando pérdidas de energía en las redes de distribución y problemas de voltaje. Adicionalmente, la dependencia del suministro eléctrico de la ciudad en una

---

<sup>4</sup> El PNESER es un programa multianual, apoyado por varios organismos de financiación y cooperación internacional y financiado por el Banco a través de las operaciones NI-L1040, NI-L1050 y NI-L1063; busca conectar al menos al 90% de los nicaragüenses al servicio eléctrico, escalar el uso de Energía Renovable (ER) y promover la Eficiencia Energética (EE).

única S/E genera una alta vulnerabilidad e impide extender las redes para conectar a comunidades aledañas.

- 2.6 En octubre de 2014 se puso en operación los 1.790km de la L/T regional del SIEPAC, diseñada para hacer intercambios de hasta 300MW entre los países de la región. Sin embargo, la línea aún no alcanza las condiciones de operación para máxima capacidad debido a que ciertas deficiencias en las redes nacionales producen un desvío de energía que ocupa una porción de la capacidad de transmisión de la línea regional, es por esto que se requiere infraestructura complementaria en ciertos tramos de líneas nacionales, entre ellos en Nicaragua. Esta limitación tiene consecuencias económicas considerables, ya que reduce el volumen de energía que es posible transar en el Mercado Eléctrico Regional (MER). El aumento de las transacciones regionales podría reducir el costo promedio de la energía en el país y permitiría el desarrollo de proyectos de energía renovable de mayor tamaño.
- 2.7 **Descripción de las inversiones propuestas:** Las inversiones requeridas para atender problemas de calidad ocasionados en el proceso de expansión de la electrificación rural son las siguientes: (i) una nueva S/E en Waslala (capacidad de transformación de 25/30MVA) y una L/T de circuito simple en 138 kV con una longitud de 48,3 km, que permitirá la mejora del servicio para 6.750 usuarios existentes y conectar 2.750 nuevos usuarios y 5 pequeñas centrales hidroeléctricas a ser financiadas y construidas por el sector privado con una potencia acumulada de 22,5MW; (ii) una nueva S/E en Santa Clara (capacidad de transformación de 20/25MVA) y una L/T de circuito simple en 138kV con una longitud de 47,3km, que permitirá la mejora del servicio para 22.100 usuarios existentes y la conexión de 3.900 nuevos usuarios del departamento de Nueva Segovia; y (iii) construir la S/E Jinotega (capacidad de transformación de 20/25 MVA) y una L/T de doble circuito en 138kV con una longitud de 6km, que permitirá la mejora del servicio para 25.400 usuarios existentes y la conexión de nuevos usuarios al SIN.
- 2.8 Para atender las solicitudes de inversión del MER, en el caso de Nicaragua se hace necesario una serie de inversiones que incluyen el reforzamiento de la L/T en el tramo Los Brasiles-Achualinca-Managua, con el incremento de capacidad de transporte en una longitud de 11,5km en 138kV.
- 2.9 **Estrategia del Banco con el País:** Esta operación es consistente con la Estrategia de País<sup>5</sup> (EBP) con Nicaragua 2012-2017 (GN-2683) que establece como prioritario al sector energético y define tres puntos esenciales para el apoyo del BID: (i) la diversificación de la matriz energética mediante la promoción de energías renovables; (ii) aumento de la cobertura eléctrica; y (iii) potenciar la integración regional, apoyando la armonización regulatoria y las inversiones en infraestructura necesarias..

---

<sup>5</sup> Esta operación podrá integrarse a futuro en un nuevo programa que atiende de forma integral la estrategia de país en el sector. La aprobación de dicho programa está prevista para el 2016 y está siendo tramitada en el marco del "Programa para el Aumento del Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía" (SREP). El Gobierno de Nicaragua recibió por parte del *Climate Investment Fund* (CIF) el endoso al Plan de Inversiones para Nicaragua, que incluye esta operación, y se encuentra diseñando proyectos complementarios a la misma. El nuevo programa prevé la incorporación de la operación NI-L1091 sin modificación bajo el componente de mejora de la infraestructura eléctrica de transmisión.

- 2.10 Esta operación contribuirá a la mejora de la gestión del sector y tiene impacto directo en los indicadores de la Matriz de Resultados de la EBP. Los ocho indicadores han mostrado un avance satisfactorio desde el año base, con perspectivas firmes de cumplimiento de las metas para el 2016. De los cuatro indicadores evaluados al año 2014, tres han alcanzado o superado el valor establecido. El valor del Margen EBITDA de ENEL es el único indicador que no alcanzó el valor establecido. ENEL ha mejorado sustancialmente su gestión financiera, sin embargo la sequía en el año 2014 disminuyó su ingreso,
- 2.11 La operación se alinea con las prioridades establecidas en el Informe sobre el Noveno Aumento General de Recursos del Banco (CGI-9, por sus siglas en inglés) (AB-2764) de otorgar préstamos para: (i) países pequeños y vulnerables; (ii) apoyar iniciativas de cambio climático, ER y sostenibilidad ambiental; y (iii) apoyar cooperación regional e integración, al reforzar las L/T nacionales para permitir la disponibilidad de la totalidad de la capacidad de transmisión de la L/T regional del SIEPAC. Los resultados esperados del programa contribuyen a los siguientes productos del marco de resultados del GCI-9: (i) kilómetros de L/T nuevas o mejoradas; (ii) número de proyectos transfronterizos o transnacionales apoyados; y (iii) contribución a las metas de desarrollo regional asociada a la estabilización de emisiones de CO<sub>2</sub>, a través del adecuado transporte y despacho de energía de fuentes renovables.

## **B. Objetivo y Resultados Esperados**

- 2.12 **Objetivo General.** Mejorar las condiciones de operación de la infraestructura del SIN y el SIEPAC, mediante el refuerzo de la infraestructura de transmisión. Los objetivos específicos del programa incluyen: (i) garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro en zonas beneficiadas por la ampliación de cobertura eléctrica bajo el PNESER; y (ii) permitir la optimización de capacidad de la L/T regional en los tramos ubicados en Nicaragua.
- 2.13 **Componente I.** Mejoramiento de la infraestructura de transmisión para apoyar el aumento de cobertura integral (US\$37,31 millones). Se financiarán obras de infraestructura en las redes de transmisión para facilitar la implementación de proyectos de ampliación de la cobertura eléctrica, mejorar la calidad del servicio a usuarios existentes y facilitar la conexión al SIN de nuevos proyectos de ER.
- 2.14 **Componente II.** Mejoras en el sistema de transmisión nacional para respaldar la capacidad del sistema regional (US\$5,90 millones). Se financiará inversiones en las L/T nacionales para garantizar la disponibilidad de capacidad de transporte del SIEPAC.
- 2.15 **Resultados Esperados.** Como resultado de estas inversiones que totalizan US\$43,21 millones, se logrará mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión en los tramos que convergen hacia los municipios/comunidades de Waslala, Rancho Grande, El Cúa, Jinotega, El Júcaro, Ciudad Antigua, San Fernando, Jalapa y Quilali, hasta un nivel de confiabilidad similar a la media del SIN; así mismo se logrará profundizar la integración eléctrica regional con un incremento anual de 10% en intercambios regionales desde y hacia Nicaragua.

### III. ASPECTOS TÉCNICOS Y CONOCIMIENTO DEL SECTOR

- 3.1 **Conocimiento del Sector.** El BID tiene un amplio conocimiento del sector eléctrico nicaragüense desde el año 1973 cuando apoyó un primer programa de ER. Posteriormente en distintas operaciones<sup>6</sup> se ha apoyado: las reformas institucionales del sector, la generación con ER, la regularización de usuarios, inversiones en transmisión, la integración regional con el MER y el aumento de la cobertura. Mediante una serie de préstamos programáticos el Banco está apoyando desde el 2013 acciones de política en materia de sostenibilidad financiera, transparencia de resultados en la gestión, matriz energética sostenible, fomento de ER, inversión privada, EE e impulso a la integración regional del sector eléctrico.

### IV. SALVAGUARDIAS AMBIENTALES Y ASPECTOS FIDUCIARIOS

- 4.1 **Aspectos Ambientales y Sociales.** El programa generará impactos positivos al mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, reducir pérdidas y maximizar la capacidad de transmisión. Se estima que los impactos socio-ambientales negativos serán de mediana intensidad y se producirían mayormente durante la fase de construcción de las S/E y L/T propuestas. El riesgo de desastres naturales es de intensidad bajo a medio y está asociado particularmente a inundaciones y deslizamientos por intensas lluvias en la zona. En virtud de lo estipulado en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (GN-2208-20, OP-703), y considerando los riesgos vinculados a la construcción de la L/T La Dalia – El Cuá, especialmente los relacionadas a impactos sobre los hábitat naturales en la Reserva de Recursos Genéticos Yucul y en zonas de amortiguamiento de Áreas Protegidas e impactos sociales de la misma, la operación se clasifica en la Categoría A (Anexo II). Estos impactos podrán ser manejados a través de procedimientos estándar (Anexo III). Si durante el proceso de debida diligencia se encontraran circunstancias que ameriten su reclasificación, el equipo del programa procederá consecuentemente.<sup>7</sup>
- 4.2 **Aspectos Fiduciarios.** El prestatario será la República de Nicaragua en cumplimiento del mandato constitucional. El ejecutor será ENATREL, siguiendo el mismo esquema implementado en el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1021, NI-L122, NI-L1036). Se procederá a actualizar el análisis de capacidad institucional realizado bajo el PNER. Las adquisiciones de bienes, obras, servicios diferentes a consultoría y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo con las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9, respectivamente.
- 4.3 **Financiamiento retroactivo.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, gastos elegibles hasta por un 1% del monto del préstamo efectuados por el prestatario antes de su aprobación por parte del Directorio Ejecutivo, siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán

<sup>6</sup> 1017/SF-NI; 1933/BL NI; 1933/BL-NI-1; 1933/BL-NI-2; 1877/BL-NI; NI-L1074 y NI-L1089.

<sup>7</sup> En fecha 20 y 21 de julio de 2015, respectivamente, se publicaron en la página del Banco las Evaluaciones de Impacto Ambiental de los proyectos de L/T La Dalia – El Cúa y Yalaguina – Ocotol – Santa Clara.

haberse efectuado a partir de la fecha de aprobación del Perfil de Proyecto, y en ningún caso se incluirán gastos efectuados con más de 18 meses antes de la fecha de aprobación de la Propuesta de Préstamo.

- 4.4 **Riesgos.** Se identifican como bajos los siguientes riesgos: (i) que las medidas de mitigación para los potenciales impactos ambientales en la etapa de construcción identificados en la evaluación de impacto ambiental, no se implementen adecuadamente; (ii) que los diseños de los proyectos no cumplan con los criterios de sostenibilidad económico-financiero; y (iii) que cambios en la estructura de la Unidad de Ejecución demoren el avance del programa. Estos riesgos se mitigan con la continua comunicación con el ejecutor, la experiencia en la ejecución de los proyectos anteriores, y consultorías para la revisión de los aspectos técnicos, económico-financieros y socio-ambientales de los proyectos.

## **V. RECURSOS Y CRONOGRAMA DE PREPARACIÓN**

- 5.1 El Anexo V detalla el cronograma y los costos administrativos de preparación del programa. El 21 de julio se publicaron los estudios ambientales. Se prevé la distribución del POD al QRR en la penúltima semana de septiembre 2015 y la aprobación de la Propuesta de Préstamo por el Directorio Ejecutivo del Banco en la última semana de noviembre 2015.

CONFIDENCIAL

<sup>1</sup> La información contenida en este Anexo es de carácter deliberativo, y por lo tanto confidencial, de conformidad con la excepción relativa a “Información Deliberativa” contemplada en el párrafo 4.1 (g) de la “Política de Acceso al Información” del Banco (Documento GN-1831-28).

## SAFEGUARD POLICY FILTER REPORT

PROJECT DETAILS		
IDB Sector	ENERGY-ENERGY SECTOR REHABILITATION AND EFFICIENCY	
Type of Operation	Other Lending or Financing Instrument	
Additional Operation Details		
Investment Checklist	Generic Checklist	
Team Leader	Baldivieso, Hector (HBALDIVIESO@iadb.org)	
Project Title	Extension and Strengthening of the SIN Transmission System	
Project Number	NI-L1091	
Safeguard Screening Assessor(s)	Suber, Stephanie Anne (ssuber@IADB.ORG); Corrales, Denis (denisc@iadb.org)	
Assessment Date	2015-07-20	
SAFEGUARD POLICY FILTER RESULTS		
Type of Operation	Loan Operation	
Safeguard Policy Items Identified (Yes)	Potential disruption to people's livelihoods living in the project's area of influence (not limited to involuntary displacement, also see Resettlement Policy.)	(B.01) Resettlement Policy– OP-710
	Does this project offer opportunities for indigenous peoples through its project components?	(B.01) Indigenous People Policy– OP-765
	Activities to be financed by the project are in a geographical area and sector exposed to natural hazards* (Type 1 Disaster Risk Scenario).	(B.01) Disaster Risk Management Policy– OP-704
	The Bank will make available to the public the relevant Project documents.	(B.01) Access to Information Policy– OP-102
	The operation is in compliance with environmental, specific women's rights, gender, and indigenous laws and regulations of the country where the operation is being implemented (including national obligations established under ratified Multilateral Environmental Agreements).	(B.02)
	The operation (including associated facilities) is screened and classified according to their potential environmental impacts.	(B.03)
	There are Associated Facilities (see Policy definition) relating to the investments being financed by the Bank.	(B.04)
	The operation may be of higher risk due to controversial environmental and associated social issues or liabilities.	(B.04)
	An Environmental Assessment is required.	(B.05)
	The Bank will monitor the executing agency/borrower's compliance with all safeguard requirements stipulated in the loan agreement and project operating or credit regulations.	(B.07)
Environmental or culturally sensitive areas, defined in the Policy as critical natural habitats or critical cultural	(B.09)	

	sites in project area of influence.	
	Conversion of Natural Habitats in project area of influence.	(B.09)
	The operation has the potential to impact the environment and human health and safety from the production, procurement, use, and disposal of hazardous material, including organic and inorganic toxic substances, pesticides and Persistent Organic Pollutants (POPs).	(B.10)
	The operation has the potential to pollute the environment (e.g. air, soil, water, greenhouse gases...).	(B.11)
	Suitable safeguard provisions for procurement of goods and services in Bank financed projects may be incorporated into project-specific loan agreements, operating regulations and bidding documents, as appropriate, to ensure environmentally responsible procurement.	(B.17)
<b>Potential Safeguard Policy Items(?)</b>	No potential issues identified	
<b>Recommended Action:</b>	<p>Operation has triggered 1 or more Policy Directives; please refer to appropriate Directive(s). Complete Project Classification Tool. Submit Safeguard Policy Filter Report, PP (or equivalent) and Safeguard Screening Form to ESR.</p> <p>The project triggered the Disaster Risk Management policy (OP-704). A Disaster Risk Assessment (DRA) may be required (see Directive A-2 of the DRM Policy OP-704) in case of high risk, a limited DRA in case of moderate risk. Next, please complete a Disaster Risk Classification along with Impact Classification.</p>	
<b>Additional Comments:</b>		
<b>ASSESSOR DETAILS</b>		
<b>Name of person who completed screening:</b>	Suber, Stephanie Anne (ssuber@IADB.ORG); Corrales, Denis (denisc@iadb.org)	
<b>Title:</b>		
<b>Date:</b>	2015-07-20	
<b>COMMENTS</b>		
<b>No Comments</b>		

## SAFEGUARD SCREENING FORM

PROJECT DETAILS		
IDB Sector	ENERGY-ENERGY SECTOR REHABILITATION AND EFFICIENCY	
Type of Operation	Other Lending or Financing Instrument	
Additional Operation Details		
Country	NICARAGUA	
Project Status		
Investment Checklist	Generic Checklist	
Team Leader	Baldivieso, Hector (HBALDIVIESO@iadb.org)	
Project Title	Extension and Strengthening of the SIN Transmission System	
Project Number	NI-L1091	
Safeguard Screening Assessor(s)	Suber, Stephanie Anne (ssuber@IADB.ORG); Corrales, Denis (denisc@iadb.org)	
Assessment Date	2015-07-20	
PROJECT CLASSIFICATION SUMMARY		
Project Category: A	Override Rating: A	Override Justification: Elevate: additional impacts likely
		Comments:
Conditions/ Recommendations	<ul style="list-style-type: none"> <li>Category "A" operations require an Environmental Impact Assessment or a Strategic Environmental Assessment (see Environment Policy Guideline: Directive B.5 for EIA and SEA requirements) and at least two consultations with affected parties.</li> <li>These operations will require an environmental assessment (EA), normally an Environmental Impact Assessment (EIA) for investment operations, or other environmental assessments such as a Strategic Environmental Assessment (SEA) for programs and other financial operations that involve plans and policies. Category "A" operations are considered high safeguard risk. For some high safeguard risk operations that, in the Bank's opinion raise complex and sensitive environmental, social, or health and safety concerns, the borrower should normally establish an advisory panel of experts to provide guidance for the design and/or execution of the operation on issues relevant to the EA process, including health and safety. However, these operations will also establish safeguard, or monitoring requirements to address environmental and other risks (social, disaster, cultural, health and safety etc.).</li> <li>The Project Team must send to the ESR the PP (or equivalent) containing the Environmental and Social Strategy (the requirements for an ESS are described in the Environment Policy Guideline: Directive B.3) as well as the Safeguard Policy Filter and Safeguard Screening Form Reports.</li> </ul>	
SUMMARY OF IMPACTS/RISKS AND POTENTIAL SOLUTIONS		
Identified Impacts/Risks	Potential Solutions	
Minor or moderate conversion or degradation impacts to natural habitats (such as forests, wetlands or grasslands).	<b>Ensure Proper Management and Monitoring of the Impacts of Natural Habitat Loss:</b> A Biodiversity Management Plan (BMP) should be prepared that defines how impacts will be mitigated (roles and responsibilities, monitoring, budget, etc.) and could be incorporated in the ESMP. Depending on the financial product, the BMP should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.). Confirmation should be obtained from competent experts that they are confident that the plan can mitigate impacts and also that the relevant authorities have approved the BMP.	
The project is likely to negatively change the use of the land but the related negative impacts will be minor to moderate in nature.	<b>Land use:</b> A Plan should be prepared that defines how land use change will be mitigated (roles and responsibilities, monitoring, budget, etc.) and could be incorporated in the ESMP. Proper consultation should be foreseen. Confirmation should be obtained from experts that the plan can mitigate impacts and also that relevant authorities have approved the Plan. Examples of mitigation include reforestation, GHG offsetting, nutrient fixation in soils, conservation of biodiversity.	
The negative impacts from	<b>Hazardous Materials Management Plan:</b> The borrower should document risks relating	

<p>production, procurement, use and disposal of hazardous materials (excluding POPs unacceptable under the Stockholm Convention or toxic pesticides) are moderate to significant and will comply with relevant national legislation, IDB requirements on hazardous material and all applicable International Standards.</p>	<p>to the use of hazardous materials and prepare a hazardous material management plan (as part of the ESMP) that indicates how hazardous materials will be managed (and community risks mitigated). The borrower will be responsible for preparing the ESMP, which should include: a management plan that will address identification, labeling, handling, storage, use and disposal of the relevant hazardous materials. The plan might include confirmation from third-party specialists that risks have been adequately assessed and managed. An action plan should be defined and requires regular monitoring, reporting and independent review of implementation; this plan should be included in legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.).</p>
<p>Waste generation includes significant quantities of hazardous materials</p>	<p><b>Solid Waste Management:</b> The borrower should be required to prepare a Waste Management Plan (including management and organizational requirements) consistent with relevant national requirements and International Standards (as appropriate). This plan should be part of the ESMP. Specific attention should be placed on reducing and recycling solid wastes. An action plan should be defined and requires regular reporting and independent review of implementation; this plan should be included in legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc). In the case that national legislations have no provisions for the disposal and destruction of hazardous materials, the applicable procedures established within the Rotterdam Convention, the Stockholm Convention, the Basel Convention, the WHO List on Banned Pesticides, and the Pollution Prevention and Abatement Handbook (PPAH), should be taken into consideration.</p>
<p>Transport of hazardous materials (e.g. fuel) with minor to moderate potential to cause impacts on community health and safety.</p>	<p><b>Hazardous Materials Management:</b> The borrower should be required develop a hazardous materials management plan; details of grievances and any independent health and safety audits undertaken during the year should also be provided. Compliance with the plan should be monitored and reported. Depending on the financial product, this information should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement etc). Consider requirements for independent audits if there are concerns about commitment of borrower or potential outstanding community concerns.</p>
<p>Project construction activities are likely to lead to localized and temporary impacts (such as dust, noise, traffic etc) that will affect local communities and workers but these are minor to moderate in nature.</p>	<p><b>Construction:</b> The borrower should demonstrate how the construction impacts will be mitigated. Appropriate management plans and procedures should be incorporated into the ESMP. Review of implementation as well as reporting on the plan should be part of the legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc).</p>
<p>Borrower is not responsible for directly managing the activities that have negative impacts on indigenous peoples (i.e. it is the responsibility of government or parastatal agencies other than the executing agency) and impacts are minor to moderate in nature.</p>	<p><b>Ensure Adequacy of Mitigation Framework:</b>Where the activities that have the potential to impact indigenous peoples are the responsibility of third parties (associated facilities, activities under government jurisdiction, etc.), the borrower will need to collaborate with these third parties to ascertain that they are implementing a Mitigation Framework that is consistent with the objectives of OP-765, particularly with respect to avoiding adverse effects on indigenous peoples. In circumstances where third-party capacity is limited (or commitment is unclear), the borrower will need to play an active role in supporting the implementation of a reasonable mitigation framework. Depending on the financial product, the borrower's actions to cause the mitigation framework to be adequately implemented should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, project completion tests, credit and operation regulations, etc.). Reporting and independent monitoring of mitigation implementation should be required.</p>
<p><b>DISASTER RISK SUMMARY</b></p>	
<p><b>Disaster Risk Category:</b> Moderate</p>	
<p><b>Disaster/ Recommendations</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The reports of the Safeguard Screening Form (i.e., of the Safeguards Policy Filter and the Safeguard Classification) constitute the Disaster Risk Profile to be included in the Environmental and Social Strategy (ESS). The Project Team must send the PP (or equivalent) containing the ESS to the ESR.</li> <li>• The Borrower prepares a Disaster Risk Management Summary, based on pertinent information, focusing on the specific moderate disaster and climate risks associated with the project and the proposed risk management measures. Operations classified to involve moderate disaster risk do not require a full Disaster Risk Assessment (see Directive A-2 of the DRM Policy OP-704).</li> <li>• The Project Team examines and adopts the DRM summary. The team remits the project risk reduction proposals from the DRMP to the engineering review</li> </ul>

	<p>by the sector expert or the independent engineer during project analysis or due diligence, and the financial protection proposals to the insurance review (if this is performed). The potential exacerbation of risks for the environment and population and the proposed risk preparedness or mitigation measures are included in the Environmental and Social Management Report (ESMR), and are reviewed by the ESG expert or environmental consultant. The results of these analyses are reflected in the general risk analysis for the project. Regarding the project implementation, monitoring and evaluation phases, the project team identifies and supervises the DRM approaches being applied by the project executing agency.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Climate change adaptation specialists in INE/CCS may be consulted for information regarding the influence of climate change on existing and new natural hazard risks. If the project requires modification or adjustments to increase its resilience to climate change, consider (i) the possibility of classification as an adaptation project and (ii) additional financing options. Please consult the INE/CCS adaptation group for guidance.</li> </ul>
<b>SUMMARY OF DISASTER IMPACTS/RISKS AND POTENTIAL SOLUTIONS</b>	
<b>Identified Impacts/Risks</b>	<b>Potential Solutions</b>
<p>Tropical Storms are prevalent in the project area and the likely severity of impacts is moderate.</p>	<p>The Disaster Risk Management Plan should secure a design for the project at an acceptable level of storm risks for the project and address potential exacerbated risks for people and the environment during construction and operation, which must take into consideration changes in the frequency and intensity of tropical storms that could occur with climate change. Appropriate measures to reduce risks (predominantly engineering), prepare for impact (predominantly environmental and social safeguards) and to include financial protection will need to be included.</p>
<p><a href="#">Riverine flooding</a> is prevalent in the project area and the likely severity of impacts is moderate.</p>	<p>The Disaster Risk Management Plan should secure a design for the project at an acceptable level of flood risks for the project which must take into consideration changes in the frequency and intensity of precipitations that could occur with climate change. Flood risks may be exacerbated by the project outside the project boundary by modifying flood plains and draining patterns during construction and operation, and increase risks for people and the environment. Appropriate measures to avoid and reduce risks (predominantly engineering), prepare for impact (predominantly environmental and social safeguards) and to include financial protection will need to be included.</p>
<p>Area <a href="#">flooding</a> from sustained <a href="#">rainfall</a> is prevalent in the project area and the likely severity of impacts is moderate.</p>	<p>The Disaster Risk Management Plan should secure a design for the project at an acceptable level of areal flooding risks for the project which must take into consideration changes in the frequency and intensity of precipitations that could occur with climate change. Areal floods may be exacerbated by the project outside the project boundary by modifying draining patterns for heavy precipitations and increase risks for people and the environment during construction and operation. Appropriate measures to reduce risks (predominantly engineering), prepare for impact (predominantly environmental and social safeguards) and to include financial protection will need to be included.</p>
<b>ASSESSOR DETAILS</b>	
<p><b>Name of person who completed screening:</b></p>	<p>Suber, Stephanie Anne (ssuber@IADB.ORG); Corrales, Denis (denisc@iadb.org)</p>
<p><b>Title:</b></p>	
<p><b>Date:</b></p>	<p>2015-07-20</p>
<b>COMMENTS</b>	
<p><b>No Comments</b></p>	

## AMPLIACIÓN Y REFUERZOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD DE NICARAGUA

(NI-L1091)

### Estrategia Social y Ambiental

#### I. ANTECEDENTES

- 1.1 **El sector eléctrico en Nicaragua.** En 2014 el sector eléctrico se caracterizó por una importante participación de fuentes renovables (i.e., hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y de bagazo de caña) en la generación de energía, con un 52% de participación en el SIN (Sistema de Interconexión Nacional), con la diferencia cubierta por energía térmica no renovable (fueloil y diésel), que resulta todavía muy elevada.
- 1.2 Como resultado de los esfuerzos de integración regional, en octubre del año 2014 se culminó la construcción y pusieron en operación los 1.790 km de la línea de transmisión regional del SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para Centroamérica). Sin embargo, la línea que fue diseñada para hacer intercambios de hasta 300 MW entre todos los pares de países de la región, actualmente no alcanza ese nivel máximo de diseño. Esta limitación de capacidad en la línea regional tiene consecuencias económicas considerables, ya que reduce el volumen de energía que es posible transar en el Mercado Eléctrico Regional (MER), limitando los beneficios emergentes de maximizar las transacciones de energía de bajo costo en la región
- 1.3 Para identificar los refuerzos nacionales que serían necesarios para asegurar la capacidad máxima de transmisión de la línea SIEPAC, las instituciones del MER solicitaron la realización de un estudio, que determinó una lista de inversiones específicas que los países deberán hacer en sus sistemas de transmisión para resolver los problemas de voltaje y de saturación de las líneas. En el caso de Nicaragua se identificaron una serie de inversiones para asegurar las transferencias con Costa Rica y Honduras que incluyen el reforzamiento de la línea de transmisión en el tramo Los Brasiles- Acahualinca-Managua, con el incremento de capacidad de transporte en una longitud de 18.5 km en 138 kV, para asegurar la disponibilidad de la capacidad de diseño de la línea de transmisión regional SIEPAC.

#### II. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

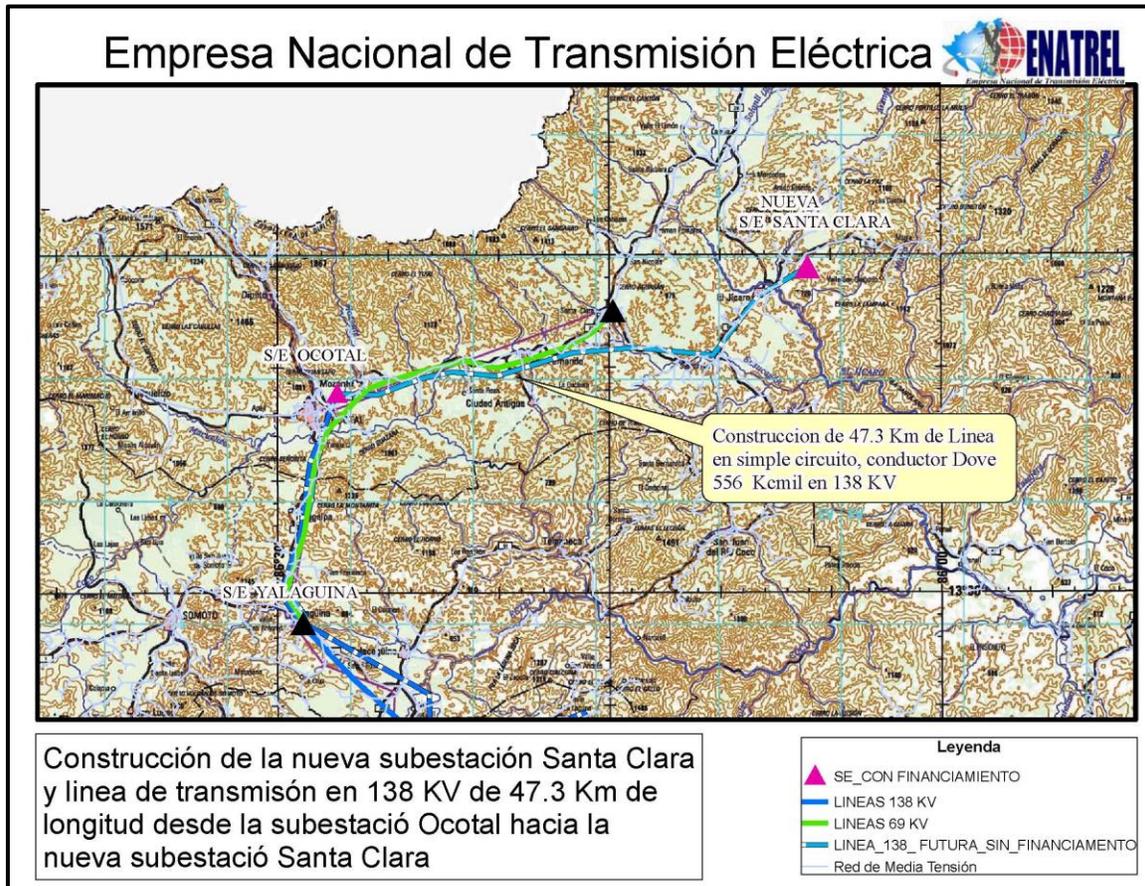
- 2.1 **Descripción de las inversiones propuestas.** Para atender los problemas de calidad ocasionados en el proceso de expansión de la electrificación rural, los estudios realizados demuestran que el sistema de transmisión requiere las siguientes inversiones en municipios del norte del país: (i) construir una nueva subestación Waslala en el municipio del mismo nombre, con capacidad de transformación de 25/30 MVA y línea de transmisión de circuito simple en 138 kV con una longitud de 48,3 km, que permitirá la mejora del servicio para 6.750 usuarios existentes, la conexión de 2.750 nuevos usuarios y la conexión de 5

pequeñas centrales hidroeléctricas a ser construidas con una potencia acumulada de 22,5 MW; (ii) construir una nueva subestación Santa Clara en el municipio Jícaro con capacidad de transformación de 20/25 MVA y el tendido de una nueva línea de transmisión de circuito simple en 138 kV con una longitud de 47,3 km, que permitirá la mejora del servicio para 22.100 usuarios existentes y la conexión de 3.900 nuevos usuarios del departamento de Nueva Segovia; y (iii) construir la subestación Jinotega con capacidad de transformación de 20/25 MVA y el tendido de una línea de transmisión de doble circuito en 138 kV con una longitud de 6 km, que proveerá de estabilidad al suministro eléctrico para 25.400 usuarios existentes y permitirá la conexión de nuevos usuarios al SIN. Ver Mapas 1 y 2.

**Mapa 1- L/T La Dalia – Waslala/EI Cuá**



### Mapa 2-LT Ocotal – Santa Clara



- 2.2 **Objetivo General.** Contribuir en la mejora de las condiciones de operación de la infraestructura del SIN, mediante el reforzamiento de la infraestructura de transmisión. Los objetivos específicos del Programa incluyen: (i) Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables (PNESER) y (ii) Permitir la optimización de la capacidad de la línea de transmisión regional en los tramos ubicados en territorio Nicaragüense.
- 2.3 **Componente I. Mejoramiento de la infraestructura de transmisión para apoyar el aumento de cobertura integral (US\$37,31 millones).** Se financiarán obras de infraestructura en las redes de transmisión para facilitar la implementación de proyectos de ampliación de la cobertura eléctrica, mejorar la calidad del servicio a usuarios existentes y facilitar la conexión al SIN de nuevos proyectos de energía renovable.
- 2.4 **Componente II. Mejoras en el sistema de transmisión nacional para respaldar la capacidad del sistema regional (US\$5,90 millones).** Se financiará inversiones en las líneas de transmisión nacionales para garantizar la disponibilidad de capacidad de transporte de la línea de transmisión regional.

- 2.5 **Resultados Esperados.** Como resultado de estas inversiones que totalizan US\$43,21 millones, se logrará mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión en los tramos que convergen hacia los municipios/comunidades de Waslala, Rancho Grande, El Cuá, Jinotega, El Jícaro, Ciudad Antigua, San Fernando, Jalapa y Quilalí, hasta un nivel de confiabilidad similar a la media del SIN; así mismo se logrará profundizar la integración eléctrica regional con un incremento anual de 10% en los intercambios regionales desde y hacia Nicaragua.
- 2.6 La culminación de estas inversiones beneficiará al país al promover el acceso integral a 94.000 usuarios y ayudará a profundizar la integración eléctrica regional.

### III. CONTEXTO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO

- 3.1 El marco institucional del sector eléctrico en Nicaragua cuenta con instituciones con funciones plenamente definidas. Dentro de ellas las más relacionadas al proyecto son: Instituto Nicaragüense de Energía (INE) debido a que es la entidad que tiene la responsabilidad regulatoria de todas las actividades del sector y La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) encargada de la transmisión eléctrica en el país y a su vez será la agencia ejecutora
- 3.2 La organización industrial del sector eléctrico mantiene una alta participación del sector privado en generación, donde el 91% de la generación neta en el año 2014 se produjo en plantas de propiedad privada y en distribución donde las empresas privadas DISNORTE y DISSUR manejan el 95% de los clientes.
- 3.3 En las instituciones públicas del sector de energía: Ministerio de Energía y Minas (MEM), Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), existen unidades de gestión ambiental. Dichas unidades cuentan con recursos humanos calificados, con normas y procedimientos ambientales y sociales para el sector y cuentan con experiencia con proyectos financiados por el banco.
- 3.4 Ley General del Medio Ambiente y Recursos Naturales (Ley No. 217) y Reglamento General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (Reglamento No. 9-96) estipula que para obras que intersecten áreas naturales protegidas, se establece la necesidad de obtener un permiso especial a través de las Delegaciones Territoriales del MARENA, las que a su vez deben coordinar con las Municipalidades, los Consejos Regionales y el Instituto Nicaragüense de Turismo (INTUR). El seguimiento de estos proyectos le corresponde a MARENA central. Además, se establece que cuando los proyectos requieran del corte de árboles, se deberá gestionar el permiso forestal ante el Instituto Nacional Forestal (INAFOR).
- 3.5 La LT La Dalia – Waslala/El Cuá pasa por la zona de amortiguamiento de la Reserva Genética forestal Yucal; al respecto el Decreto No. 76-2006 Sistema de Evaluación Ambiental establece la categorización ambiental de obras, proyectos, industrias y actividades: (i) categoría I, proyectos especiales, sujetos a regulaciones específicas del MARENA; (ii) categoría II proyectos de alto impacto

potencial, sujetos a la presentación de un estudio de impacto ambiental; (iii) categoría III, proyectos de moderado impacto potencial, sujetos a la presentación de una valoración ambiental; y (iv) proyectos de bajo impacto potencial Establece las instituciones a cargo de administrar el sistema de gestión en función de la categorización. Según ese sistema nacional la LT es categoría B; sin embargo, de conformidad a las salvaguardas del banco esta podría ser Cat A.

- 3.6 Uno de los temas de las LT nuevas como las que serán financiadas con recursos del banco es la adquisición de la servidumbre; en este caso la Ley No. 229 Norma la forma y los procedimientos para la realización de expropiaciones. Establece que son de utilidad pública para la expropiación, las obras, servicios o programas que tiendan a proporcionar a la Nación en general o a una parte cualquiera de la misma, derechos, usos, mejoras o disfrutes de beneficio común o que sean necesarios para el logro de los fines del Estado o sus instituciones, aun cuando deban ser ejecutados por particulares.

**A. Marco Legal y Regulatorio de A Protegidas**

- 3.7 En la zona de influencia de la L/T “Subestaciones La Dalia, Waslala, existen varias áreas protegidas que serían afectadas en la zona de amortiguamiento; por ello, en la Tabla 1 a continuación se describen las Leyes y Decretos Ejecutivos relacionados.

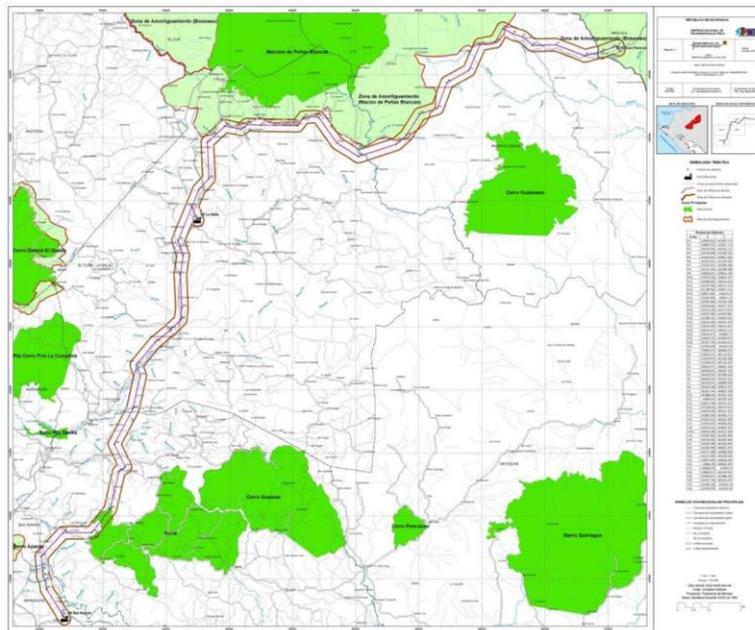
**Tabla 3. Marco Regulatorio de Áreas Protegidas**

Área Protegida o	Leyes y Decretos
La reserva de Biosfera BOSAWAS	Declarada por medio de la Ley No. 407 “Ley que declara y define la Reserva de Biosfera BOSAWAS” aprobada el 14 de Noviembre del 2001 y Publicado en la Gaceta No. 244 del 24 de Diciembre del mismo año. En la declaratoria de Reserva de Biosfera se incorporan a la Reserva las siguientes Áreas Protegidas: <input type="checkbox"/> Reserva Natural Bosawas. <input type="checkbox"/> Parque Nacional Cerro Saslaya. Reserva Natural Macizo de Peñas Blancas, ambas ubicadas en el Departamento de Jinotega
Reserva Natural Macizo de Peñas Blancas, ambas ubicadas en el Departamento de Jinotega	Creada mediante Decreto Presidencial No. 42-91 “Declaración de Áreas Protegidas en varios cerros macizos montañosos, volcanes y Lagunas del País”, publicado en la Gaceta No. 207 del 04 de noviembre de 1991. Luego, con la ley No. 407 se declara y define la Reserva de la Biosfera BOSAWAS, que incluye a la Reserva Natural Macizo de Peñas Blancas como una de sus seis zonas núcleo.
Reserva de Recursos Genéticos Yúcul.	De conformidad con el artículo 1 y 2 del Decreto 42-91, Decreto presidencial de “Declaración de áreas protegidas en varios Cerros Macizos montañosos, volcanes y lagunas del país, publicado el día lunes 04 de noviembre de 1991, según consta en Gaceta diario oficial No.207, la Reserva de Recursos Genéticos Yúcul fue declarada como área protegida de interés nacional, con categoría de manejo “Reserva de Recursos Genéticos” en noviembre de 1991.

#### IV. CONTEXTO AMBIENTAL Y SOCIAL

- 4.1 Línea de Transmisión La Dalia- Waslala/El Cuá proyectada a establecerse cercana en algunos casos por comunidades, fincas ganaderas, zonas de pinares, áreas de bosque en recuperación y las áreas de amortiguamiento correspondientes a la Reserva Natural Macizos de Peñas Blancas a la Reserva de la Biosfera Bosawas y de igual forma la Reserva de Recursos Genético Yúcul (ver Mapa 3). El área del proyecto se encuentra dentro de Cuenca No 55, Río Grande de Matagalpa. Los principales ríos de flujo constante que se ubican dentro del Área de Influencia del Proyecto son: San Ramón, Yasica, El Bijao, Babaska y Yaosca. Otros ríos secundarios identificados son: Llapo, Caratera, Calvario, Wasaka, El Cacao y Rancho Grande. El Proyecto pasa por la Reserva de Biosfera de Bosawas, en la zona definida, en el Plan de Manejo de dicha Reserva, como Zona de Amortiguamiento, en el pequeño sector del Proyecto que corresponde al municipio de Waslala (PV3 – PV2 –V1 – VA) y en donde se instalará la SE El Cuá.

**Mapa 3. Proyecto “Subestaciones La Dalia, Waslala/El Cuá, Línea de Transmisión en 138 kV San Ramón – Waslala/El Cuá”**

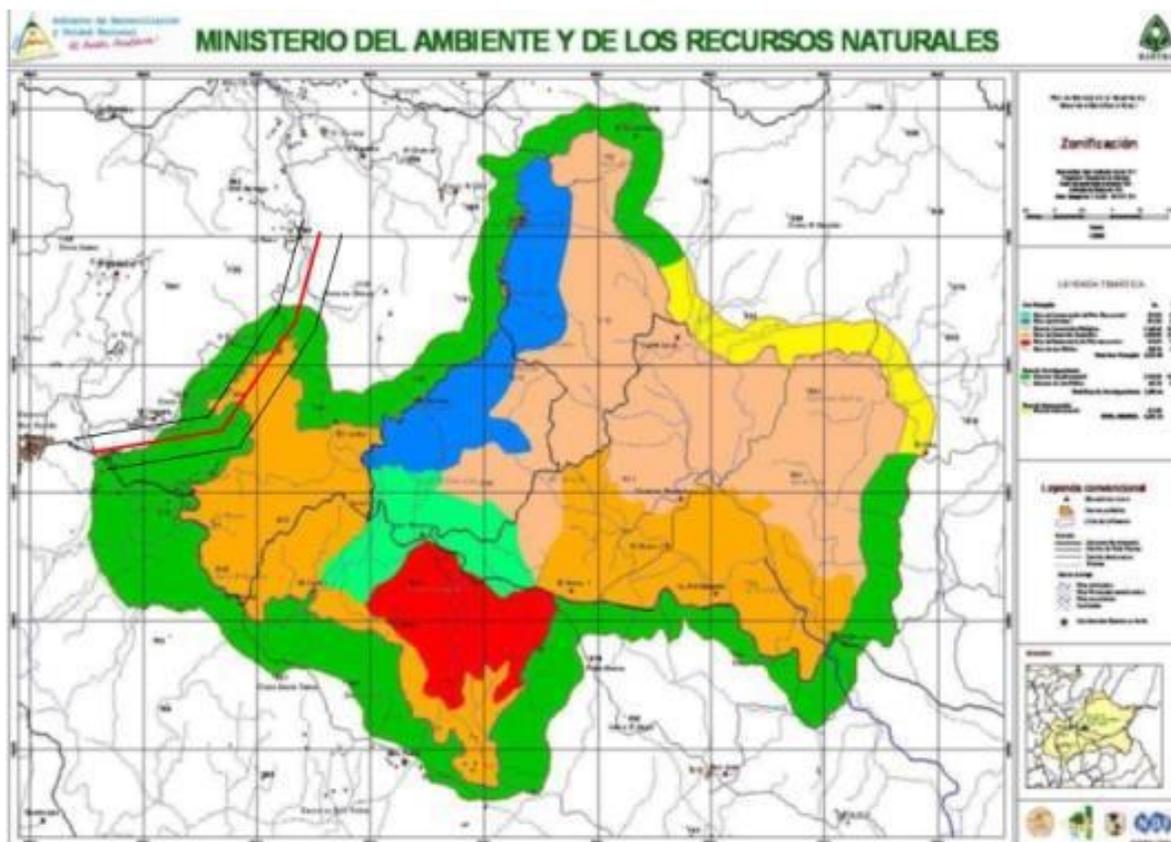


Áreas Protegidas en el área de influencia indirecta.

- 4.2 La Reserva de Recursos Genéticos Yúcul, cuenta con su propio Plan de Manejo publicado en la Gaceta, Diario Oficial No. 21 del 02 de Febrero del año 2009. De acuerdo a la zonificación establecida en el Plan de Manejo de La Reserva de Recursos Genéticos Yúcul, la Línea de Transmisión proyectada atraviesa la Zona de Desarrollo Sostenible. Esta zona el Plan la caracteriza como un área con intervención humana, donde se desarrollan las actividades productivas de las diversas comunidades, presentando diferentes tipos de pendientes y tipos de suelos. Este tramo de la LT discurre en la Reserva específicamente entre los puntos PI10-PI11, en la zona clasificada en el Plan de Manejo de la Reserva como Zona de Desarrollo Sustentable, en una longitud de aproximadamente 2.8

Km, en un corredor de 1 Km que incluye el Área de Influencia Directa de 8.4 ha y de Influencia Indirecta afectando un área de la Reserva de aproximadamente 2.8 Km o su equivalente a 280 Ha; esto calculado con relación a una faja de 250 m de ancho a cada lado del eje de la L/T (Mapa 4).

**Mapa 4. Ilustración esquemática del pase del Área de Influencia del Proyecto por Reserva de Recursos Genéticos Yúcul en Zona de Desarrollo Sostenible**



- 4.3 Con respecto a los riesgos y amenazas, el área en donde se emplazan las inversiones de la LT La Dalia –Waslala/El Cuá es susceptible a eventos de inestabilidad de laderas, y se puede considerar como su mayor amenaza, a través de deslizamientos de tierra, superficiales, flujos de lodo, caídas de bloques y derrumbe, erosión de suelos. Según las características físico-geográficas del área del proyecto, las inundaciones están ligadas a precipitaciones intensas. En algunos sitios puntuales han ocurrido inundaciones por el desborde de los ríos y quebradas que conjugada con la deforestación de los bosques de galería, afectaciones directas o indirectas por huracanes, tormentas tropicales y vaguadas dejan incomunicados temporalmente tales sectores. El grado de riesgo es de bajo a medio.
- 4.4 **Rutas Migratorias.** Hay varias especies migratorias que utilizan las cumbres montañosas del norcentro de Nicaragua para desplazarse a lo largo de Mesoamérica, como la tångara rojinegra (*Phlogothraupis sanguinolenta*), y la Tangara roja (*Pranga rubria*). Estas especies tienen su eje principal de migración que se orienta aproximadamente de Norte-Sur y viceversa. La disposición de

este tendido eléctrico en este sector, se encuentra en sentido transverso a las rutas mencionadas. Además, los quetzales (*Pharomachrus mocinno*) y los pájaros rancheros realizan migraciones altitudinales en busca de las frutas que les sirven de alimento, principalmente en los meses de mayo a diciembre, cuando escasean los frutos en ecosistemas con altitud superior a 1200 msnm.

## V. IMPACTO, RIESGOS Y MEDIDAS DE CONTROL

- 5.1 Con el mejoramiento del acceso a servicios de electricidad se anticipa que se producirá un efecto social positivo sobre la calidad de vida y el bienestar a 94.000 usuarios. Las L/T permitirá la conexión de 5 pequeñas centrales hidroeléctricas a ser construidas por la empresa HYDROPENTA con una potencia acumulada de 22,5 MW con un promedio de 4.5 MW c/u y cuya generación de energía renovable contribuiría a la disminución de emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero).
- 5.2 El Proyecto presenta impactos y riesgos ambientales y sociales, los cuales estarían siendo debidamente atendidos a través de la estrategia ambiental y social propuesta.
- 5.3 El trazado de la línea de transmisión de la Subestación La Dalia – Subestación Waslala/El Cuá se evitaría en su recorrido el paso por las comunidades, quedando la mayoría de estas fuera de su área de influencia; sin embargo, algunas comunidades podrían estar ubicadas adentro y que serían en: Municipio de San Ramón, Municipio Tuma - La Dalia, Municipio de Rancho Grande.
- 5.4 Línea de Transmisión La Dalia- Waslala/El Cuá; podría presentar impactos negativos de mediana intensidad sobre hábitats naturales críticos ya que la misma atraviesa las áreas de amortiguamiento y podría ocasionar fragmentación de corredores biológicos correspondientes a la Reserva Natural Macizos de Peñas Blancas a la Reserva de la Biosfera Bosawas y de igual forma la Reserva de Recursos Genético Yúcul.
- 5.5 La LT podría afectar rutas de aves migratorias en vista que existen varias especies migratorias que utilizan las cumbres montañosas del norcentro de Nicaragua para desplazarse a lo largo de Mesoamérica. El eje principal de migración de estas especies se orienta aproximadamente de Norte-Sur y viceversa. Por consiguiente, es posible que ocurran algunas colisiones de estos especímenes con los conductores de la L/T que crucen por los sectores arbolados al alcance de estos desplazamientos. Esto deberá prevenirse identificando los sitios para establecer dispositivos salvapájaros.
- 5.6 El proyecto Línea de Transmisión de 138 kV, Subestación Yalagüina, Subestación Ocotol – Subestación Santa Clara. La ejecución no genera conflictos sociales debido a: (i) que todo el trazado de la línea de transmisión está paralelo a una LT existente y en uso; (ii) que tanto las SE Yalagüina y Santa Clara son SE existentes y están en uso; (iii) la instalación tanto de la Subestación Ocotol como de la Línea de Transmisión de Energía no entra en conflicto con el uso de la tierra. La mayor parte del área es utilizada en áreas de pastizales, la presencia de los elementos de la línea no limitan de ninguna

manera la continuidad en el uso del suelo para la ganadería y la agricultura practicada en la zona y por último la cobertura vegetal en la línea de transmisión proyectada corresponde a un ecosistema prácticamente sin vegetación natural primaria.

- 5.7 Los potenciales impactos negativos del proyecto se darán durante la etapa de construcción de líneas de transmisión y las subestaciones. Estos incluyen: adquisición de predios y servidumbres; brecha forestal, ruido ocasionado por el uso de equipos de construcción, emisión de polvo, generación de residuos sólidos y líquidos, interferencias del tráfico y salud ocupacional y riesgos profesionales. Estos impactos son moderados, baja magnitud, localizados, de corta duración y para las cuales las medidas eficaces para evitar, manejar y mitigar serán manejadas a través de procedimientos estándar los cuales son conocidos por el ejecutor. Las inversiones del proyecto ocurrirán en áreas sujetas al impacto de fenómenos naturales principalmente, huracanes e inundaciones.

## **VI. POLÍTICAS APLICABLES DEL BANCO**

- 6.1 Sobre la base de la información disponible, el Proyecto ha activado las siguientes políticas: (i) OP-102 de Acceso a la información; (ii) las Directrices B.01 Políticas del banco, B.02 Legislación y regulaciones nacionales, B.03 Pre-evaluación y clasificación, B.04 Otros factores de riesgo, B.05 Requisitos de evaluación ambiental, B.06 Consultas, B.07 Supervisión y cumplimiento, B.09 Hábitats naturales, B.10 Materiales peligrosos, B.11 Prevención y reducción de la contaminación, y B.17 Adquisiciones de la OP-703 de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias; (iii) OP-704 Gestión del Riesgo de Desastres; (v) OP-710 Reasentamiento Involuntario y (v) OP-765 de Pueblos Indígenas.

## **VII. ESTRATEGIA AMBIENTAL PARA EL ANALISIS SOCIO-AMBIENTAL**

- 7.1 El equipo de proyecto realizará el proceso de Debida Diligencia (DD) analizando los impactos potenciales directos e indirectos de las inversiones en S/E y L/T que puedan generar sobre los componentes sociales, ambientales, de salud ocupacional, de seguridad industrial y laboral en las etapas de construcción, y de operación.
- 7.2 La estrategia para la Debida Diligencia del Proyecto durante la formulación del proyecto, consistirá en:
- a. Hacer un AAS (Análisis Ambiental y Social) de las inversiones del Proyecto 3 que comprende: (i) Construcción de la nueva subestación Jinotega en 138 kV (ii) Construcción nueva línea de transmisión, 6 km, 138 kV, doble terna, desde nueva subestación Jinotega hasta interceptar la línea de transmisión Planta Centroamérica-Sébaco. Así como el proyecto 4 que incluye: (i) Cambio de conductor, aisladores y herrajes de la línea de transmisión Los Brasiles- Acahualinca, 4.5 km; (ii) Cambio de conductor, aisladores y herrajes de la línea de transmisión Los Acahualinca-Managua, 5 km; (c) Construcción nueva línea de transmisión soterrada, 2 km, 138 kV, doble

terna, en el sector de Puerto Salvador Allende. Además de preparar el Plan de compensación forestal por la afectación en la zona de amortiguamiento de las Áreas Protegidas para la LT de la Subestación La Dalia – Subestación Waslala/El Cuá.

- b. Realizar un censo y un Plan de compensación para completar los EIA'S elaborados de las inversiones: (i) LT 138 kV, Subestación Yalagüina, Subestación Ocotál – Subestación Santa Clara y (ii) la LT de la Subestación La Dalia– Subestación Waslala/El Cuá elaborar un AAS (Análisis Ambiental y Social). Además de la realización del censo socio-económico y Plan de compensación de los Proyectos 3 y 4. Los principales temas y medidas comprenderían la compensación por las servidumbres y adquisición de predios; así como confirmar si hay afectación a comunidades indígenas.
- c. Sin perjuicio de considerar otros aspectos que se presenten durante el proceso de DD, el equipo de proyecto hará énfasis en el análisis de los siguientes aspectos:
  - i. Revisión y análisis de los Estudios de Impacto Ambiental para (i) LT 138 kV, Subestación Yalagüina, Subestación Ocotál – Subestación Santa Clara y (ii) LT de la Subestación La Dalia– Subestación Waslala/El Cuá
  - ii. Cumplimiento legal, socio-ambiental, laboral, de salud ocupacional y seguridad industrial conforme a los requerimientos nacionales, estatales y municipales correspondientes.
  - iii. Cumplimiento de las políticas OP-102 de Acceso a la Información; OP-703 de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias; OP-704 de Gestión del Riesgo de Desastres; OP-710 Reasentamiento Involuntario; y OP-765 de Pueblos Indígenas.
  - iv. Análisis más específicos respecto de los posibles impactos de la L/T Subestación La Dalia– Subestación Waslala/El Cuá a las áreas protegidas Reserva de la Biosfera Bosawas y de igual forma la Reserva de Recursos Genético Yúcul, en el marco de los planes de manejo existentes y de la información que se recabe para el efecto, haciendo énfasis en la determinación de los principales corredores biológicos, rutas de aves migratorias, áreas importantes de anidación de aves, la situación actual, y deforestación.
  - v. Determinar si ocurrirán impactos indirectos de esas inversiones.
  - vi. Determinar la ocurrencia de riesgos ante desastres naturales.
  - vii. Evaluación del proceso para la liberación de la servidumbre de las L/T, incluyendo un análisis del marco legal aplicable y de los procedimientos y protocolos utilizados.
  - viii. Revisión de las actividades de participación y consulta pública que se hayan realizado, verificando si en dicho proceso tomaron parte representantes de potenciales comunidades indígenas afectadas, si ese fuere el caso.
  - ix. Evaluación de la capacidad institucional del ejecutor para manejar temas socio-ambientales (personal, recursos, planes de capacitación, etc.).
  - x. Evaluación de la pertinencia (conveniencia, suficiencia, presupuesto, recurso humano requerido, cronograma y control de calidad) de las

- medidas propuestas de manejo ambiental y social, de seguridad industrial, y de salud ocupacional y laboral, así como de su monitoreo.
- xi. Análisis de los sistemas de manejo de residuos líquidos, sólidos y gaseosos que se aplicarán a cada edificación por construirse.
  - xii. Evaluación del cumplimiento del programa con las leyes y normas ambientales locales, regionales y municipales (leyes, regulaciones, estándares, permisos, autorizaciones, etc.).
  - xiii. Evaluación del cumplimiento del programa con las políticas ambientales y sociales del Banco que se activen.
  - xiv. Evaluación de los sistemas de manejo ambiental del ejecutor con énfasis en los planes y procedimientos, responsabilidades, recursos disponibles, actividades de capacitación, de auditoría, de forma de asegurar que el programa será ejecutado adecuadamente desde las perspectivas ambiental y social.
  - xv. Análisis de las especificaciones técnicas ambientales para el proyecto, de forma de asegurar que los futuros contratistas, la inspección y la supervisión ejecutarán adecuadamente las medidas de manejo propuestas.
  - xvi. Evaluación, para confirmar la existencia y pertinencia en cantidad y calidad, de los planes de contingencia y de manejo del riesgo del proyecto.
  - xvii. Estudios que podrían ser financiados por esta operación como un aporte al manejo ambiental y social de las áreas de influencia directa e indirecta del proyecto.
- d. Posteriormente a la etapa de análisis y en función de los hallazgos que se identifiquen en este ejercicio, el equipo de proyecto presentará un Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) que resumirá las medidas de manejo de los impactos y riesgos ambientales y sociales que se requiera para evitar, mitigar o compensar los impactos ambientales negativos, y para propiciar los impactos positivos.
- e. El proyecto tiene impactos ambientales y sociales que pueden ser adecuadamente mitigados y compensados a través de medidas estándares y típicos para este tipo de obras. El riesgo ante desastres naturales es de intensidad bajo a medio particularmente a fenómenos de inundación y deslizamientos debido a intensas lluvias de la zona. En virtud de lo estipulado en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703), considerando los riesgos vinculados a la construcción de la L/T La Dalia – Waslala/El Cuá, especialmente los relacionadas a los impactos sobre los hábitats naturales en zona de amortiguamiento de Área Protegidas e impactos sociales de la misma la operación se clasifica en la Categoría A. Originalmente el equipo de proyecto había clasificado la operación como categoría B, la cual fue modificada por ESG. No obstante, si en el proceso de DD se presentaran situaciones que ameritaran una reclasificación de la operación, el equipo de proyecto procederá consecuentemente.

Apéndice: [Mapas Adicionales](#)

### Índice de Trabajo Sectorial Terminado y Propuesto

Item	Estudio/Apoyo Técnico	Descripción	Fechas	Referencias y Enlaces Electrónicos
1	Estudios técnicos y diseño	Proyectos priorizados para el Sistema Nacional de Transmisión	Abril 2015	<a href="#">DOCNUM=39708026</a>
2	Estudios técnicos y diseño	Plan indicativo de expansión de la generación eléctrica 2013-2027	Junio 2013	<a href="#">DOCNUM=39708047</a>
3	Estudios técnicos y diseño	Diagnóstico, Política, Estrategia y Plan de Electrificación de Zonas Aisladas	Marzo 2012	<a href="#">DOCNUM=36141882</a>
4	Estudios técnicos y diseño	Perfil del Componente de Electrificación (extensión por redes, zonas aisladas y normalización de asentamientos) del PNER, FODIEN/MEM	Agosto 2009	<a href="#">DOCNUM=2118168</a>
5	Informe	Perfil de los Proyectos de Transmisión Asociados al PNER. ENATREL	Agosto 2009	<a href="#">DOCNUM=2118566</a>
8	Apoyo Técnico	Análisis Costo-Beneficio	Julio 2015	En proceso

CONFIDENCIAL

<sup>1</sup> La información contenida en este Anexo es de carácter deliberativo, y por lo tanto confidencial, de conformidad con la excepción relativa a “Información Deliberativa” contemplada en el párrafo 4.1 (g) de la “Política de Acceso al Información” del Banco (Documento GN-1831-28).