

ECUADOR
Perfil de Proyecto (PP)

Título/Número:	Programa de Reforzamiento de la Línea de Transmisión EC-L1117		
Equipo de proyecto:	Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefe de Equipo; Carlos E. Echeverría (INE/ENE); Carlos J. Echeverría (ENE/CPE); Juan Carlos Páez (INE/ESG); Rafael Poveda (CAN/CEC); Gumersindo Velázquez (FMP/CEC); Patricio Crausaz (FMP/CEC); Mónica Lugo (LEG/SGO); bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Morgan Doyle, Representante en Ecuador (CAN/CEC).		
Prestatario:	República del Ecuador.		
Ejecutor:	Corporación Eléctrica del Ecuador – Empresa Pública (CELEC EP)		
Plan de financiamiento:	BID-Capital Ordinario (CO):	USD\$	100.000.000
	Contraparte		13.000.000
Tiempo de desembolso:			72 meses
Salvaguardias:	OP-102; OP-703 (Directrices B.01, B.02, B.03,B.04, B.05, B.06, B.07, B.09, B.11, B.14, B.17); OP-704; OP-710; OP-761; OP-765		
Categoría:	Clasificación “B”		

I. JUSTIFICACIÓN GENERAL

- 1.1 **Antecedentes.** La Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE¹) establece el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de Ecuador y crea la Empresa Nacional de Transmisión, S.A. (Transelectric) cuyo único accionista en nombre del Estado ecuatoriano, es el Fondo de Solidaridad. Transelectric inicia operaciones en 1999 al desaparecer el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). A partir de esa fecha Transelectric asume las actividades de diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), con los deberes y atribuciones establecidas en la LRSE y sus reglamentos, así como en las regulaciones emitidas por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).
- 1.2 En enero de 2009, las empresas de generación del Ecuador y Transelectric se fusionan creando la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP). Transelectric pasa a ser parte de CELEC-EP llamándose CELEC-Transelectric (de aquí en adelante Transelectric). A partir del 2008, con el Mandato Constituyente No. 15, el Gobierno del Ecuador (GdE) se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar el sector,² estableciendo que las inversiones en generación, transmisión y distribución serán financiadas por el GdE con cargo al presupuesto general del GdE, eliminando de la tarifa el componente de inversión.

¹ La LRSE y el Mandato Número 15 son las normativas del sector. Otros instrumentos relacionados con el tema: Resolución No. 173, mediante la cual el Ministerio del Ambiente, otorga al CONELEC la acreditación como Autoridad Ambiental de Aplicación Responsable; la Regulación No. CONELEC-003/06, que tipifica las líneas de transporte de energía eléctrica que requieren Estudios de Impacto Ambiental.

² Principalmente los artículos 15, 261, 313 al 316, y 413 de la Constitución de Ecuador.

- 1.3 **Conocimiento del Sector.** La transmisión de energía eléctrica se realiza bajo el régimen de exclusividad regulada, respetando el derecho de libre acceso a la capacidad de transmisión y transformación por parte de los Generadores y Distribuidores, condicionado al pago del peaje de electricidad correspondiente. La expansión del sistema de transmisión tiene como objetivos el satisfacer la demanda y cumplir con las exigencias regulatorias relativas a calidad, seguridad y confiabilidad. La actividad de transmisión eléctrica se ejecuta conforme lo establecido en la LRSE y en los reglamentos y regulaciones correspondientes.³
- 1.4 **Necesidades.** El sostenido incremento de la demanda de energía eléctrica del Ecuador, implica desarrollar nuevos proyectos de generación para abastecerla y reforzar el equipamiento de transmisión a fin de brindar a los centros de distribución un servicio en condiciones de seguridad y calidad. Actualmente el GdE ha emprendido la construcción de importantes proyectos de generación hidroeléctricos de gran capacidad: (i) Coca-Codo Sinclair (1.500-Mega-Vatios (MW)); (ii) Sopladora (487-MW); (iii) Toachi Pilatón (250-MW); (iv) Minas San Francisco (273-MW); y (v) Manduriacu (64-MW), ubicados en diferentes zonas geográficas de Ecuador. El SNT requiere la construcción de un sistema de Extra Alta Tensión (EAT) a nivel de 500-kilo-Voltios (kV) que garantice un adecuado flujo de potencia, derivados de la incorporación de los nuevos proyectos hidroeléctricos y que asegure el abastecimiento de la demanda de energía, manteniendo los criterios de calidad y seguridad del sistema.
- 1.5 Actualmente Transelectric lleva a cabo el proceso de contratación para construcción del Sistema EAT en 500-kV, requerido para la evacuación de la energía de la central Coca-Codo Sinclair al SNT a partir de la Subestación Eléctrica (S/E) el Inga ubicada en el cantón Quito, y hasta la ciudad de Guayaquil (S/E Chorrillo).⁴ El nuevo sistema de 500-kV Coca-Codo Sinclair-Inga-Chorrillos (Sistema-500), atravesará de forma vertical gran parte del país enlazando dos de los centros de mayor consumo y entrará en operación en dos etapas, en el 2015 y el 2016.
- 1.6 El Sistema-500 permitirá responder a las exigencias que implica el incremento de la demanda eléctrica de Ecuador y podría contribuir a apuntalar el desarrollo del corredor energético regional promovido a través del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA⁵) que se prevé sea en EAT. La iniciativa SINEA es actualmente impulsada por los Gobiernos de Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile con el apoyo del Banco Inter-Americano de Desarrollo (BID).
- 1.7 Recientemente el GdE y el Gobierno de Perú (GdP) acordaron una agenda bilateral para trabajar en la concepción, diseño y construcción de una línea de EAT que permita avanzar en la interconexión de ambos países a través de sus dos puntos estratégicos de alto consumo, la S/E Chorrillos, en Guayaquil y la S/E la Niña, ubicada al norte de Perú. Esta nueva línea de EAT sería la continuación del Sistema-500 hacia el sur de Ecuador. Para esto, se acordó la conformación de un

³ (i) el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista; (ii) el Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución; y (iii) el Reglamento de Tarifas

⁴ El proyecto iniciará su construcción durante el último trimestre del 2013, según información de CELEC-EP.

⁵ El BID apoya la iniciativa SINEA a través de la Cooperación Técnica (CT) regional RG-T2056.

grupo de trabajo integrado por instituciones del sector de ambos países, cuyos esfuerzos se orientan a la determinación del esquema de interconexión eléctrica de EAT más adecuado, para fortalecer los sistemas de ambos países y minimizar los costos de producción de electricidad entre los mismos. El cronograma de actividades del grupo de trabajo prevé la determinación durante el 2013 de los criterios técnicos y regulatorios que regirán la interconexión binacional permitiendo pasar a la fase de diseño del sistema eléctrico propuesto.

- 1.8 Con el fin de dar respuesta a las exigencias técnicas que implicará la operación del Sistema-500, el atender la demanda eléctrica nacional y la estrategia de integración regional en EAT; CELEC-EP ha considerado la construcción de obras adicionales del SNT, mediante la construcción de líneas de transmisión a 230-kV en la provincia de Sucumbíos y que permitirá proveer de energía eléctrica al nororiente de Ecuador, en donde estas obras deberán contribuir además con la disminución de generación termoeléctrica. De la misma manera se prevé la necesidad de fortalecer otros puntos de entrega a 230-kV, 138-kV y 69-kV del SNT, así como mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico mediante la modernización y renovación de S/E y líneas de sub-transmisión existentes con más de 30 años en operación.
- 1.9 Actualmente, el Proyecto 2457/OC-EC⁶ (Proyecto 2457) ejecutado por CELEC EP desde su suscripción el 1 de febrero de 2011, cuenta con recursos de financiamiento del BID por US\$64,7 millones. Al cierre del 2013, el Proyecto 2457 contará con un nivel de desembolso del 91 por ciento (%) y el 100% de los recursos de financiamiento comprometidos. Con el fin de contribuir al fortalecimiento de la red de transmisión, el Proyecto 2457 financia la ampliación del SNT a través de la construcción de la línea de transmisión (L/T) Cuenca-Loja, Santa Rosa-Pomasqui, Chongón-Santa Elena y Motupe-Yanacocha, así como la construcción de cuatro S/E ubicadas en el Inga, Quidindé, Cumbaratza, y Yanacocha. La ejecución y entrada en operación de estas obras en el 2015 contribuirá a garantizar la continuidad del suministro eléctrico, mitigará los riesgos de colapso identificados previo al financiamiento, restablecerá el suministro de energía eléctrica a estándares aceptables en horas de máxima demanda en varios centros de alto consumo, asegurará que los niveles de voltaje sean los establecidos en las normas, mejorará la vida útil y seguridad de los activos durante la operación del sistema por CELEC EP.
- 1.10 **Propuesta.** Dada la experiencia y resultados alcanzados a través del Proyecto 2457, el GdE considera oportuno continuar con el mismo esquema de financiamiento a través del Programa de Reforzamiento de la Línea de Transmisión EC-L1117 (Programa), buscando realizar el reforzamiento de la red de transmisión, con la finalidad de estructurar un sistema robusto que garantice la incorporación del Sistema-500, considerado además la columna vertebral del corredor energético Andino.

⁶ Fecha de último desembolso según contrato establecida para el 15 de Febrero de 2015.

- 1.11 **Estrategia del Banco con el País (EBP).** En línea con el Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV⁷), la EBP 2012-2017 considera el apoyo del BID en el sector en su esfuerzo por promover el incremento y diversificación sostenible en la capacidad de generación, la confiabilidad del sistema, la eficiencia energética e incremento de la cobertura del servicio eléctrico. El Programa realizará inversiones destinadas a incrementar la eficiencia energética en las etapas de transmisión y que respondan a las exigencias del sistema de distribución del servicio eléctrico.
- 1.12 **Noveno Incremento de Capital (GCI-9).** El Programa es consistente con los objetivos prioritarios del GCI-9⁸ de promover un crecimiento sostenible en países pequeños y vulnerables, a través de la integración regional más allá de la agenda comercial tradicional, mejorar la calidad de vida de los ciudadanos a través del aprovisionamiento de un servicio eléctrico de calidad, contribuir a la mitigación del cambio climático en la región, asegurando el adecuado transporte y oportuno despacho de energía proveniente de fuentes renovables.

II. OBJETIVOS DEL PROGRAMA Y DESCRIPCIÓN

- 2.1 **Objetivo General.** Contribuir en la mejora de las condiciones de operación de la infraestructura del SNT, asegurando la provisión de energía de calidad a los centros de consumo a nivel nacional y de intercambio regional. Los objetivos específicos del Programa son: (i) reforzar las redes de 230-kV y 138-kV del SNT; (ii) incrementar los niveles de confiabilidad del SNT; y (iii) contribuir al desarrollo de la integración energética en EAT en la región, como parte del corredor regional Andino. El Programa incluye tres componentes principales:
- 2.2 **Componente I - Reforzamiento de la Infraestructura de Transmisión (US\$91,5 millones).** Componente I incluye el reforzamiento mediante la ampliación y la construcción de dos nuevas S/E 230/138-kV y la construcción de 163 kilómetros (km) de línea de transmisión a 230-kV de doble circuito eléctrico.
- 2.3 **Componente II - Mejoramiento de la Calidad y Actualización de los Sistemas de Control, Protección y Equipamiento del SNT (US\$3,6 millones).** Componente II incluye la instalación de equipos de compensación de 30 Mega-Voltio Amperio Reactivo (MVAR) y la actualización de equipamiento de los sistemas de control, protección y medición de la S/E Esmeraldas de 138-kV y 69-kV.
- 2.4 **Componente III - Estudios de Diseño Definitivos para la Interconexión Regional con el Perú a EAT (US\$5,0 millones).** Componente III incluye los estudios de diseños definitivos y de Impacto Ambiental de la línea de interconexión Chorrillos – Frontera Sur a 500-kV y de la subestación Frontera Sur 500/230 kV.

III. ASPECTOS DE DISEÑO Y RIESGOS

- 3.1 **Aspectos Institucionales.** El organismo rector del sector es el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). La transmisión del servicio es

⁷ PNBV 2009-20013 y PNBV 2013-2017

⁸ Documento AB-2764 “Informe sobre el Noveno Aumento General de Recursos del Banco Interamericano de Desarrollo” de fecha 21 de mayo de 2010.

responsabilidad de Transelectric y su comercialización de las 11 Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED⁹). El reto institucional es establecer las condiciones de infraestructura para el despacho la energía de los nuevos proyectos hidroeléctricos y que respondan a las necesidades de demanda nacional, así como contribuir con los cuerdos que garanticen el intercambio regional de energía.

- 3.2 **Aspectos Fiduciarios.** El prestatario será la República del Ecuador en cumplimiento del mandato constitucional. El ejecutor será CELEC-EP, siguiendo el mismo esquema implementado en el Proyecto 2457. Con el objetivo de apoyar la futura ejecución del Programa, se procederá a actualizar el análisis de capacidad institucional realizado bajo el Proyecto 2457. Los diferentes tipos de adquisiciones de bienes, obras, servicios diferentes a consultoría y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9, respectivamente.
- 3.3 **Riesgos.** Se identifican algunos riesgos relacionados con aspectos institucionales, técnicos y de sostenibilidad del Programa: (i) las medidas de mitigación identificadas en la evaluación de impacto ambiental no son implementadas de forma adecuada; (ii) los diseños finales de los proyectos no cumplen con los criterios de sostenibilidad económico-financiero; y (iii) cambio en la estructura de la Unidad de Ejecución dilata el avance del Programa. Estos riesgos son bajos y se mitigan con la continua comunicación con el ejecutor, la experiencia en la ejecución del Proyecto 2457, y la contratación temprana de consultoría para la revisión de los proyectos en los aspectos técnicos, económico-financieros y socio-ambientales.

IV. SALVAGUARDIAS AMBIENTALES Y SOCIALES

- 1.1 **Aspectos Ambientales y Sociales.** El Programa generará importantes impactos positivos al mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, reducir pérdidas y atender la necesidad de evacuación de mayor energía generada en todo Ecuador. Los impactos socio-ambientales negativos se estima serán de mediana intensidad y se producirían mayormente durante la fase de construcción de las S/E y L/T propuestas. Estos impactos podrán ser manejados a través de procedimientos estándar (Anexo III). En concordancia con la Política de Medio Ambiente y de Cumplimiento Salvaguardias (OP-703), se ha clasificado el Programa en la Categoría “B”, (Ver Anexo II). Si durante el proceso de debida diligencia se encontraran circunstancias que ameriten su reclasificación, el Equipo del Programa procederá consecuentemente.

V. RECURSOS Y CRONOGRAMA

- 5.1 En el Anexo V se detalla el cronograma, así como se especifican los costos administrativos de preparación del Programa. Las consultorías identificadas durante la preparación serán contratadas a través de la Cooperación Técnica (CT) EC-T1265.

⁹ La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL-EP) agrupa 10 Unidades de Negocio.

CONFIDENCIAL

¹ 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

This Report provides guidance for project teams on safeguard policy triggers and should be attached as an annex to the PP (or equivalent) together with the Safeguard Screening Form, and sent to ESR.

1. Save as a Word document.
2. Enter additional information in the spaces provided, where applicable.
3. Save new changes.

PROJECT DETAILS	IDB Sector	ENERGY-ENERGY INTEGRATION
	Type of Operation	Investment Loan
	Additional Operation Details	
	Investment Checklist	Infrastructure Power Transmission
	Team Leader	Jesus Tejeda (jesust@iadb.org)
	Project Title	Support to the transmission program in Ecuador
	Project Number	EC-L1117
	Safeguard Screening Assessor(s)	Paez Zamora, Juan Carlos (JUANCARLOSP@iadb.org)
	Assessment Date	2013-08-12
	Additional Comments	

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
		Potential to negatively affect Indigenous People (also see Indigenous Peoples Policy.).	(B.01) Indigenous People Policy– OP-765
		Activities to be financed in the project area are located within a geographical area or 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	(B.02)	

	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).	
	The operation (including associated facilities) is screened and classified according to their potential environmental impacts.	(B.03)
	An Environmental Assessment is required.	(B.05)
	Consultations with affected parties will be performed equitably and inclusively with the views of all stakeholders taken into account, including in particular: (a) equal participation of women and men, (b) socio-culturally appropriate participation of indigenous peoples and (c) mechanisms for equitable participation by vulnerable groups.	(B.06)
	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 sites in project area of influence (please refer to the Decision Support System for more information).	(B.09)
	The operation has the potential to pollute the environment (e.g. air, soil, water, greenhouse gases...).	(B.11)
	The operation is a repeat or second phase loan.	(B.14)
	Suitable safeguard provisions for procurement of goods and services in Bank financed projects may be incorporated into project-specific loan	(B.17)

		agreements, operating regulations and bidding documents, as appropriate, to ensure environmentally responsible procurement.	
	Potential Safeguard Policy Items	No potential issues identified	
	Recommended Action:	<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).</p> <p>A Disaster Risk Assessment (DRA), is required, as established under Directive A-2 of the DRM Policy OP-704). Please contact a Natural Disaster Specialist in VPS/ESG or INE/RND for guidance.</p> <p>Also: if the project needs to be modified to increase resilience to climate change, consider the (i) possibility of classification as adaptation project and (ii) additional financing options. Please contact a INE/CCS adaptation specialist for guidance.</p>	
	Additional Comments:		

ASSESSOR DETAILS	Name of person who completed screening:	Paez Zamora, Juan Carlos (JUANCARLOSP@iadb.org)
	Title:	Especialista Ambiental
	Date:	2013-08-12

SAFEGUARD SCREENING FORM

This Report provides a summary of the project classification process and is consistent with Safeguard Screening Form requirements. The printed Report should be attached as an annex to the PP (or equivalent) and sent to ESR.

1. Save as a Word document.
2. Enter additional information in the spaces provided, where applicable.
3. Save new changes.

PROJECT DETAILS	IDB Sector	ENERGY-ENERGY INTEGRATION
	Type of Operation	Investment Loan
	Additional Operation Details	
	Country	ECUADOR
	Project Status	
	Investment Checklist	Infrastructure Power Transmission
	Team Leader	Jesus Tejada (jesust@iadb.org)
	Project Title	Support to the transmission program in Ecuador
	Project Number	EC-L1117
	Safeguard Screening Assessor(s)	Paez Zamora, Juan Carlos (JUANCARLOSP@iadb.org)
	Assessment Date	2013-08-12
	Additional Comments	

PROJECT CLASSIFICATION SUMMARY	Project Category: B	Override Rating:	Override Justification:
	Conditions/ Recommendations	Comments:	
<ul style="list-style-type: none"> • Category "B" operations require an environmental analysis (see Environment Policy Guideline: Directive B.5 for Environmental Analysis requirements). • The Project Team must send to 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. • These operations will normally require an environmental and/or social impact analysis, according to, and focusing on, the specific issues identified in the screening process, and an environmental and social 			

		management plan (ESMP). However, these operations should also establish safeguard, or monitoring requirements to address environmental and other risks (social, disaster, cultural, health and safety etc.) where necessary.
--	--	--

	Identified Impacts/Risks	Potential Solutions
SUMMARY OF IMPACTS/RISKS AND POTENTIAL SOLUTIONS	<p>The project will or may require involuntary resettlement and/or economic displacement of a minor to moderate nature (as a result of Right of Way alignment) and does not affect indigenous peoples or other vulnerable land based groups.</p>	<p>Develop Resettlement Plan (RP):The borrower should be required to develop a simple RP that could be part of the ESMP and demonstrates the following attributes: (a) successful engagement with affected parties via a process of Community Participation; (b) mechanisms for delivery of compensation in a timely and efficient fashion; (c) budgeting and internal capacity (within borrower's organization) to monitor and manage resettlement activities as necessary over the course of the project; and (d) if needed, a grievance mechanism for resettled people. Depending on the financial product, the RP should be referenced in legal documentation (covenants, conditions of disbursement, project completion tests etc.), require regular (bi-annual or annual) reporting and independent review of implementation.</p>
	<p>Minor or moderate conversion or degradation impacts to natural habitats (such as forests, wetlands or grasslands).</p>	<p>Ensure Proper Management and Monitoring of the Impacts of Natural Habitat Loss: 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.</p>
	<p>Generation of solid waste (such as construction waste) is moderate in volume, does not include hazardous materials and follows standards recognized by multilateral development banks.</p>	<p>Solid Waste Management: The borrower should monitor and report on waste reduction, management and disposal and may also need to develop a Waste Management Plan (which could be included in the ESMP). Effort should be placed on reducing and re-cycling solid wastes. Specifically (if applicable) in the case that national legislations have no provisions for the disposal and destruction of hazardous</p>

		<p>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>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>Ensure Adequacy of Mitigation Framework: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>DISASTER SUMMARY</p>	<p>Details</p> <p>The Project should include the necessary measures to reduce disaster risk to acceptable levels as determined by the Bank on the basis of generally accepted standards and practices. Alternative prevention and mitigation measures that decrease vulnerability must be analyzed and included in project design and implementation as applicable. These measures should include safety and contingency planning to protect human health and economic assets. Expert opinion and adherence to international standards should be sought, where reasonably necessary.</p>	<p>Actions</p> <p>A Disaster Risk Assessment (DRA), is required, as established under Directive A-2 of the DRM Policy OP-704). Please contact a Natural Disaster Specialist in VPS/ESG or INE/RND for guidance.</p> <p>Also: if the project needs to be modified to increase resilience to climate change, consider the (i) possibility of classification as adaptation project and (ii) additional financing options. Please contact a INE/CCS adaptation specialist for guidance.</p>
--------------------------------	---	--

ASSESSOR DETAILS	Name of person who completed screening:	Paez Zamora, Juan Carlos (JUANCARLOSP@iadb.org)
	Title:	Especialista Ambiental
	Date:	2013-08-12

ECUADOR

APOYO AL PROGRAMA DE TRANSMISIÓN EN EL ECUADOR (EC-L1117) ESTRATEGIA SOCIO-AMBIENTAL

I. ANTECEDENTES

- 1.1 El Programa de Inversiones en Transmisión Eléctrica en el Ecuador (EC-L1117, en adelante “El Programa”) apoyará la construcción de la infraestructura requerida para llevar electricidad de manera económica y confiable a los consumidores finales, reduciendo las pérdidas de energía y potencia en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), mitigando los riesgos de corte de suministro en varias regiones del país y mejorando la confiabilidad del suministro.
- 1.2 La transmisión de energía eléctrica en el Ecuador se realiza bajo el régimen de exclusividad regulada, respetando el derecho de libre acceso a la capacidad de transmisión y transformación, por parte de los Generadores y Distribuidores, y condicionado al pago del peaje de electricidad correspondiente. El transmisor no puede comercializar la energía eléctrica que pasa por su sistema, ni otorgar y ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, teniendo la obligación de expandir el sistema basándose en planes decenales preparados por él y aprobados anualmente por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). La expansión del sistema de transmisión tiene como objetivos, el satisfacer la demanda y cumplir con las exigencias regulatorias relativas a calidad, seguridad y confiabilidad. La actividad de transmisión eléctrica se ejecuta conforme lo establecido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), y en los Reglamentos y Regulaciones correspondientes; en lo fundamental: (i) el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista; (ii) el Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución; (iii) y Reglamento de Tarifas.
- 1.3 El sostenido incremento de la demanda de energía eléctrica del Ecuador, no solamente implica desarrollar nuevos proyectos de generación para abastecerla, sino además reforzar el equipamiento de transmisión a fin de brindar a los centros de distribución un servicio con aceptables condiciones de seguridad y calidad en el servicio. Actualmente el gobierno del Ecuador -GdE ha emprendido la construcción de importantes proyectos de generación hidroeléctricos de gran capacidad, entre los cuales se consideran el Coca-Codo Sinclair (1.500-MW), Sopladora (487-MW), Toachi Pilatón (250 MW), Minas San Francisco (273-MW), Mandariacu (64-MW), entre otros, ubicados en diferentes zonas geográficas del país. El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) requiere la construcción de un sistema de Extra Alta Tensión (EAT) a nivel de 500-kV, que garantice un adecuado flujo de potencia, derivados de la incorporación de los nuevos proyectos de generación, y que asegure el abastecimiento de la creciente

demanda de energía eléctrica, manteniendo los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema

II. EL PROGRAMA

- 1.1 El Programa busca contribuir a mejorar la calidad y seguridad del servicio de energía eléctrica para los centros de consumo a nivel nacional, reducir las pérdidas de energía y potencia en el SNT, minimizar riesgos de corte de suministro en varias regiones del país y mejorar la confiabilidad del suministro a través de la incorporación de sistemas de transmisión a 500 kV a mediante: i) el reforzamiento de las redes de 230 y 138-kV del SNT; ii) el incremento de los niveles de confiabilidad del SNT; y iii) el apoyo al desarrollo de la integración energética a 500-kV entre Ecuador y Perú, como parte del corredor regional ANDINO.
- 1.2 Para lograr lo anterior, el Programa ha sido estructurado en tres componentes principales: i) Reforzamiento de la Infraestructura de Transmisión, que incluye la ampliación y la construcción de dos nuevas subestaciones (S/E) 230/138 kV y la construcción de 163 km de líneas de transmisión a 230 kV de doble circuito eléctrico; ii) Mejoramiento de la Calidad y Actualización de los Sistemas de Control, Protección y Equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), que comprende la instalación de equipos de compensación de 30 MVAR y la actualización de equipamiento de los sistemas de control, protección y medición de la S/E Esmeraldas de 138 y 69 kV; y iii) Estudios de Diseños Definitivos para la Interconexión Regional con el Perú a 500 kV¹.
- 1.3 Los proyectos a ser incluidos en el financiamiento se detallan a continuación:

PROYECTO GLOBAL SNT OBRAS CONSIDERADAS	PRESUPUESTO USD
1: REFORZAMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN	37,087,660.00
1.1 Proyecto global SNT	41,417,461.00
Construcción L/T Santo Domingo - Esmeraldas 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR, 163 km	37,087,660.00
Construcción S/E Esmeraldas 230/138 kV, 167 MVA	8,371,698.00
Ampliación S/E Santo Domingo 230 kV, 2 bahías de línea	1,958,103.00
1.2 Proyecto de expansión Zona Norte	27,067,515.00
Construcción Tramos L/T 230 Y 138 kV, 25 km para conexión S/E Tabacundo	7,550,000.00
Construcción S/E Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA Y 230/69 kV, 100 MVA	15,331,294.00
Ampliación S/E Riobamba, segundo transformador 230/69kV 100 MVA	4,186,221.00
1.3 Proyecto de Expansión Zona Sur	4,435,134.00
Ampliación S/E Yanacocha, 138/69 kV 66 MVA.	4,435,134.00
1.4 Proyecto de Expansión Zona Suroccidental	12,616,995.00
Construcción L/T conexión S/E Durán 230 kV, doble circuito, 2 * 750 ACAR, 10 km	2,797,898.00
Construcción S/E Durán 230/69 kV, 225 MVA	9,819,097.00

¹ Si bien este componente financiará únicamente estos estudios, es muy probable que el proyecto de interconexión propiamente dicho, por sus características, sea clasificado en la categoría "A" según la política OP-703 de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias. En tal virtud, la Unidad de Salvaguardias Ambientales y Sociales del Banco (VPS/ESG) destinará los recursos necesarios para asegurar que los diseños finales de este proyecto sean compatibles con los requerimientos ambientales y sociales que exigen las políticas del Banco.

PROYECTO GLOBAL SNT OBRAS CONSIDERADAS	PRESUPUESTO USD
2: CALIDAD DEL SERVICIO Y ACTUALIZACIÓN CPE	3,642,344.00
S/E San Gregorio, capacitores 30 MVAR	792,054.00
Modernización de la S/E Esmeraldas 138 Y 69 kV	2,850,290.00
3. INTERCONEXIÓN REGIONAL CON PERU A 500kV	5,000,000.00
Estudios y diseños definitivos y EIA para la línea Chorrillos – Frontera Sur y S/E Frontera Sur 500kV	5,000,000.00
TOTAL	100,179,449.00

III. MARCO LEGAL Y REGULATORIO AMBIENTAL

A. Política Ambiental

- 3.1 El sector eléctrico ecuatoriano basa su política ambiental en los principios rectores, contemplados en la Constitución de la República del Ecuador, en las disposiciones estipuladas en la normativa ambiental vigente y en las consideraciones expresadas en los convenios y tratados ambientales de los cuales el Ecuador es signatario.
- 3.2 En lo que atañe a la temática ambiental, las políticas energéticas², fomentan, entre las más importantes, acciones que; i) fortalezcan las relaciones entre el Estado y las comunidades; ii) impulsen un modelo de desarrollo energético con tecnologías ambientalmente amigables; iii) formulen y lleven adelante un Plan Energético Nacional, que defina la expansión optimizada del sector en el marco de un desarrollo sostenible; iv) promuevan el desarrollo sustentable de los recursos energéticos e impulsar proyectos con fuentes de generación renovable (hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica) y de nueva generación eléctrica eficiente; y v) implementen tecnologías de uso eficiente de la energía, desarrollen planes de reducción de pérdidas y promuevan el uso racional y eficiente de la energía.

B. Marco Regulatorio

- 3.3 El marco ambiental actualmente vigente en el Ecuador contiene un número importante de leyes, reglamentos, instructivos y normas técnicas de aplicación. La Ley de Gestión Ambiental y su codificación, forman el marco en la gestión ambiental del país. De este cuerpo legal se deriva el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria -TULAS, el cual sienta las bases para un control y monitoreo ambiental más efectivo a través de la promulgación de parámetros permisibles para prevenir y controlar la contaminación de suelo, aire y agua. Las dos disposiciones legales anteriores se complementan con la publicación de las Normas Técnicas Ambientales para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental para los Sectores de Infraestructura Eléctrico, Telecomunicaciones y Transporte.

² Emitidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable mediante Acuerdo Ministerial 035, de 23 de septiembre del 2008, y publicadas en el Registro Oficial No. 518, de 30 de enero del 2009.

- 3.4 La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), que regula los aspectos técnicos relacionados con el funcionamiento de este sector, establece que los generadores, el transmisor y los distribuidores observarán las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente y que previamente a la ejecución de la obra, los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica deberán cumplir las normas de preservación del medio ambiente existentes en el país. Para ello deberá contarse con un estudio independiente de evaluación del impacto ambiental, con el objeto de determinar los efectos ambientales, en sus etapas de construcción, operación y retiro; dichos estudios deberán incluir el diseño de los planes de mitigación y/o recuperación de las áreas afectadas y el análisis de costos correspondientes”. Esta ley es regulada por el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, RAAE.
- 3.5 La LRSE crea el Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal (FERUM), en funcionamiento desde 1998, el cual es gestionado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), creado también mediante esta ley. A partir de 2008, el Gobierno de Ecuador (GdE) tomó la decisión de eliminar, como fuente de financiamiento del FERUM, el recargo al sector comercial e industrial y trasladar el financiamiento al presupuesto del Estado, quien asume desde ese momento la totalidad de la financiación del FERUM.
- 3.6 Además de la LRSE y del RAAE, existen otros instrumentos legales (leyes, decretos, acuerdos ministeriales, resoluciones y regulaciones) de importancia para el Programa. Dentro de éstos caben señalar: i) la Resolución No. 173, mediante la cual el Ministerio del Ambiente, en atención a disposiciones legales y reglamentarias otorgó al CONELEC la acreditación como Autoridad Ambiental de Aplicación Responsable³ -AAAR-; y ii) la Regulación No. CONELEC-003/06, mediante la cual se tipifican las líneas de transporte de energía eléctrica que requieren Estudios de Impacto Ambiental.

C. Participación Social

- 3.7 La Constitución de la República del Ecuador reconoce y garantiza como principio ambiental la participación activa y permanente de las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades afectadas en la planificación, ejecución y control de toda actividad que genere impactos ambientales y faculta a todas las organizaciones a desarrollar formas alternativas de mediación y solución de conflictos, a actuar por delegación de la autoridad competente, con asunción de la debida responsabilidad compartida con esta autoridad, a demandar la reparación de daños ocasionados por entes públicos o privados, y a formular propuestas y reivindicaciones económicas, políticas, ambientales, sociales y culturales. Así, dispone que toda decisión o autorización estatal que pueda afectar al ambiente debe ser consultada a la comunidad, a la cual se informará amplia y oportunamente.

³ Esta acreditación le faculta al CONELEC a emitir licencias ambientales para proyectos del sector eléctrico que no comprometan la integridad del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, en nombre del Ministerio del Ambiente.

- 3.8 La Ley de Gestión Ambiental establece además que toda persona natural o jurídica tiene el derecho a participar en la gestión ambiental, a ser informada oportuna y suficientemente sobre cualquier actividad que pueda producir impactos ambientales, y a formar parte de los procesos de consultas que se hagan en torno a un proyecto o acción en particular

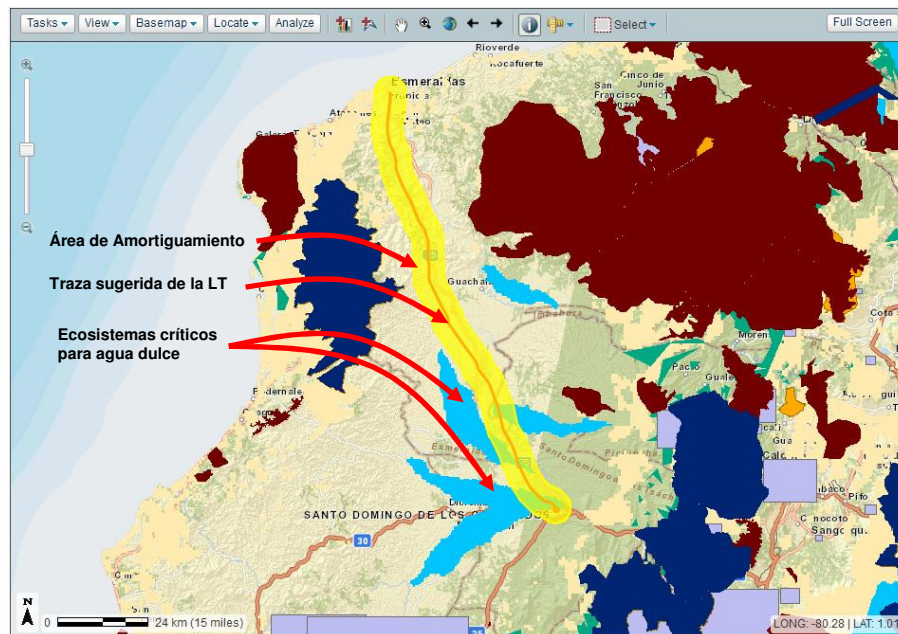
IV. CONTEXTO SOCIO AMBIENTAL

- 4.1 Las obras a ser financiadas por el Programa se localizan en distintas regiones del Ecuador, las cuales, a su vez poseen condiciones socio ambientales muy distintas unas de otras. No obstante, existen ciertas características similares comunes a ciertos grupos de obras que serán financiadas en el marco de esta operación. El detalle de incluye a continuación.

A. Construcción de nuevas líneas de transmisión (L/T)

a) L/T Santo Domingo - Esmeraldas

- 4.2 La Línea de Transmisión Santo Domingo-Esmeraldas atraviesa parte de las provincias de Santo Domingo de los Tsáchilas y de Esmeraldas en una longitud de 163 km. Este recorrido se caracteriza por suelos relativamente intervenidos, particularmente en las parroquias de Majua, Viche, Rosa Zárate y La Unión de Quinindé, y secciones mucho más amplias de suelos intervenidos en La Concordia, Valle Hermoso y Santo Domingo.



Fuente: Elaboración DSS

Figura No. 1: Detalle de áreas sensibles (B.09) respecto de la alineación más probable de la línea, tomando en cuenta una zona de amortiguamiento de 5 km a cada lado de su eje

- 4.3 En su recorrido, la línea atraviesa mayormente áreas intervenidas (principalmente agrícola-extensivas) y algunos relictos de bosque secundario⁴. Al correr la herramienta DSS (Sistema de Soporte para las Decisiones) con la alineación más probable de la línea y escoger un área de amortiguamiento a 5 km a cada lado de ella, se puede ver que eventualmente se podría estar intersecando dos áreas catalogadas como ecosistemas críticos para agua dulce⁵, las cuales serían levemente impactadas por el proyecto (ver Figura No.1). No obstante esta situación se verificará durante el proceso de Debida Diligencia.
- 4.4 Se conoce que la nueva línea utilizaría gran parte de la franja de servidumbre de la línea existente a 138 kV. Es importante señalar que muy cerca de la alineación propuesta y de forma paralela se encuentran los corredores del Oleoducto Transecuatoriano y del Oleoducto de Crudos Pesados.
- 4.5 De acuerdo con los resultados obtenidos del Censo del año 2001, la población presente en la zona de influencia del proyecto es predominantemente mestiza (71,81%), en tanto que la población indígena y afroecuatoriana es muy baja (1.49% y 5.90% respectivamente). No obstante se destaca la presencia de pueblos Tsáchila en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas.
- 4.6 Las tres actividades productivas más importantes, que se desarrollan en el área de influencia de la línea, en su orden son: agricultura, ganadería, caza y silvicultura (26.23%), comercio al por mayor y menor (20.18%); e, industrias manufactureras (7.66%).

b) Líneas en 230 kV para la conexión de la S/E Tabacundo

- 4.7 La construcción de las líneas en 230 kV y una longitud combinada de aproximadamente 25 km para conectar a la S/E Tabacundo, se realizará principalmente sobre suelos caracterizados por la presencia de cultivos estacionales, y vegetación de puna o páramo. En principio, estas líneas no intersecarán el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP) ni regiones de interés ecológico o cultural. No obstante, las líneas se asentaran en zonas con marcada población indígena.

c) Línea en 230 kV para la conexión a la S/E Durán

- 4.8 La Línea de Transmisión para conectar la S/E Durán, se implantará en terrenos semiurbanos caracterizados por una fuerte presencia de actividades humanas. La traza propuesta no intersecará áreas de valor ecológico ni cultural, pero sí zonas medianamente pobladas.

⁴ Allí se puede encontrar distintas variedades de aves, pequeños mamíferos (guatusas, armadillos, cuchuchos) y culebras. Entre las especies forestales existentes en la zona se pueden nombrar al moral fino, moral bobo, pambiles, palma real y tagua.

⁵ *Critical Freshwater Ecosystems*, de acuerdo con la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza, UICN.

B. Construcción y ampliación de subestaciones (S/E)

- 4.9 Las áreas en donde se ha previsto alojar a las nuevas subestaciones (extensiones no mayores a cinco hectáreas) corresponden a terrenos agrícolas en los cuales la vegetación natural ha sido reemplazada por cultivos anuales o semianuales. Ninguna de ellas intersecta al Sistema Nacional de Áreas Protegidas del Ecuador, ni posee características físicas o biológicas singulares.
- 4.10 Los accesos son caminos preexistentes con capa de rodadura en asfalto o en suelo consolidado, que eventualmente podrían requerir de algún mejoramiento para evitar su deterioro debido al paso del equipo y maquinaria que se requerirá durante la fase de construcción de las obras.
- 4.11 La ampliación de las S/E, por su parte, ocurrirá dentro de los predios donde actualmente funcionan las subestaciones existentes. Éstos corresponden a zonas intervenidas, alejadas en la mayoría de casos de los centros poblados y con caminos de acceso existentes.

VI. PRINCIPALES IMPACTOS Y RIESGOS

- 5.1 Dado que el programa contempla varios proyectos, para fines del análisis ambiental preliminar, éstos han sido agrupados de la siguiente manera: i) construcción de líneas de transmisión (L/T); y ii) construcción o ampliación de subestaciones. Un resumen de los impactos socio ambientales negativos más probables e importantes que podrían generar se presenta a continuación.

A. Impactos en la Fase de Construcción/Implementación

- 5.2 La construcción de las líneas de transmisión, además de los impactos genéricos asociados con la instalación de líneas, generarían; i) eventuales interrupciones en el servicio eléctrico debido al montaje de la actual línea y de los conductores en las nuevas estructuras portantes; ii) mayor tráfico en las zonas donde se instalen estructuras temporales; iii) eventuales problemas con la comunidad debido a la creación de la franja de servidumbre; iv) alteración de hábitats, de la cobertura vegetal y del drenaje superficial debido a la constitución de la franja de servidumbre; y v) alteraciones permanentes en el paisaje, dentro de los más importantes.
- 5.3 La construcción o ampliación de subestaciones, por su parte, muy probablemente generará los siguientes impactos: i) incremento del material particulado y de gases de combustión; ii) aumento temporal de los niveles de ruido; iii) incremento del riesgo de contaminación de cursos de aguas y del suelo; iv) incremento del riesgo en la seguridad y salud de los trabajadores; y v) molestias temporales por el aumento de tráfico vehicular pesado hacia las subestaciones. De forma particular la construcción de las nuevas subestaciones, además de los impactos anteriormente enumerados, podrían generar: i) cambios en la permeabilidad del suelo; ii) alteraciones permanentes en el paisaje; iii) incremento permanente de los niveles de

ruido; iv) inducción de campos magnéticos en zonas previamente libres de ellos; y v) aumento del riesgo de accidentes en las áreas donde se ubicarán.

- 5.4 Los impactos positivos durante fase de construcción del Programa, por su parte, incluirán a los siguientes: i) generación de nuevas oportunidades de empleo para la población local; ii) mejoramiento y dinamización de la economía local por la compra de materiales y suministros; y iii) mejoramiento de caminos de acceso.

B. Impactos en la Fase de Operación

- 5.5 En la fase de operación, los principales impactos socio-ambientales negativos que podrían generarse serán, entre otros, los siguientes: i) afectaciones permanentes en el paisaje; ii) generación permanente de campos magnéticos; iii) incremento de los riesgos en la seguridad y salud de los trabajadores y de los moradores en las áreas cercanas a cada proyecto; y iv) incremento de los niveles de ruido debido a la conducción de la energía⁶.

- 5.6 Los impactos positivos, por su parte, se relacionan, entre otros, con los siguientes: i) disminución de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) al disminuirse las pérdidas y requerirse menor generación⁷; ii) mejoramiento de los caminos vecinales que se utilizarán como caminos de acceso; iii) continuidad en la provisión de energía para la población y las industrias; iv) posible generación de nuevas oportunidades de empleo como consecuencia indirecta de la provisión de energía de manera confiable; y v) mejoramiento de la economía, también fruto de las actividades que se beneficiarán con un suministro más confiable de energía.

C. Análisis del Riesgo

- 5.7 La zona interandina del Ecuador, donde se ubicarán las líneas para la interconexión con la S/E Tabacundo y las S/E Yanacocha, Riobamba y Tabacundo, ha demostrado su inestabilidad en términos volcánicos al haberse registrado en la última década erupciones mayores de los volcanes Guagua Pichincha, Tungurahua y Reventador. Además toda esta región ha registrado movimientos telúricos en los últimos años los cuales, aunque de poca magnitud, denotan la presencia constante de actividad tectónica en la zona.

- 5.8 La zona costera, donde se ubicarán la L/T Santo Domingo – Esmeraldas, así como las S/E Santo Domingo, Esmeraldas, Durán y San Gregorio, se caracteriza por registrar súbitas y fuertes precipitaciones que más de una vez han causado inundaciones o deslizamientos por la sobre saturación del suelo.

- 5.9 Ninguna de las afectaciones que los proyectos inducirán (plazoletas de no mayor de 400 m² espaciadas en casi medio kilómetro o canchones de menos de cinco

⁶ Esto se hace particularmente importante en el caso de la construcción de las nuevas subestaciones y de las nuevas líneas de transmisión.

⁷ La matriz energética ecuatoriana se basa en buena parte en la generación térmica de energía.

hectáreas para alojas a las nuevas subestaciones) serán lo suficientemente grandes como para exacerbar las amenazas presentes en su zona de influencia.

- 5.10 Dentro de riesgos menores existentes de origen antrópico y podrían acentuarse durante la construcción y operación del Proyecto se pueden mencionar: i) accidentes; ii) derrames involuntarios de aceites o combustibles; iii) incendios; iv) explosiones accidentales; y v) conflictos laborales, dentro o fuera del sitio de obra.

VI. ESTRATEGIA

- 6.1 El equipo de proyecto realizará el proceso de debida diligencia (DD) enfatizando en los impactos potenciales que las obras puedan generar durante las etapas de construcción, y de operación y mantenimiento, sobre los componentes sociales, ambientales, de salud ocupacional, y de seguridad industrial y laboral.

- 6.2 Sin perjuicio de considerar otros aspectos que se presenten durante el proceso de DD, el equipo de proyecto hará énfasis en el análisis los siguientes puntos:

- Análisis de la información técnica y ambiental disponible para cada uno los proyectos propuestos a fin de identificar las posibles brechas y dimensionar el trabajo adicional que se requerirá para poner a punto los documentos ejecutivos de los proyectos.
- Cumplimiento legal, socio-ambiental, laboral, de salud ocupacional y seguridad industrial conforme a los requerimientos nacionales, estatales y municipales correspondientes;
- 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 de Reasentamiento Involuntario; OP-761 de Igualdad de Género en el Desarrollo; y OP-765 de Pueblos Indígenas.
- Desempeño del Ejecutor en el manejo socioambiental de los proyectos incluidos en la operación EC-L1070, Apoyo al Programa de Transmisión, financiada con el préstamo 2457/OC-EC.
- Análisis de los proyectos financiados en el marco de la operación EC-L1070, Apoyo al Programa de Transmisión, financiada con el préstamo 2457/OC-EC, para determinar la existencia de pasivos ambientales o sociales.
- Sistema de manejo de residuos sólidos y efluentes que se utilizará en la ejecución de cada uno de los subproyectos.
- Plan de seguridad industrial y salud ocupacional.

- Manejo de asuntos laborales.
- Planes de contingencia.
- Planes de entrenamiento.
- Manejo de temas sociales (consulta, sistema de quejas y reclamos).
- Evaluación de la pertinencia (conveniencia, suficiencia, presupuesto, recurso humano requerido, cronograma y control de calidad) de las medidas de manejo ambiental y social, de seguridad industrial, y de salud ocupacional y laboral, así como de su monitoreo.
- Seguimiento y monitoreo ambiental.
- Análisis de los aspectos sociales de la población afectada en el proceso de generación de la franja de servidumbre para construcción de las nuevas líneas de transmisión.
- Verificación del estado de tenencia legal de los predios donde se pretende construir las nuevas S/E.

6.3 Posteriormente a la etapa de DD 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 que se requiera para nulificar, mitigar o compensar los impactos ambientales negativos, y para estimular los impactos positivos. El IGAS también incluirá:

- Evaluación del cumplimiento del Programa con las leyes y normas ambientales locales, regionales y municipales (leyes, regulaciones, estándares, permisos, autorizaciones, etc.).
- Evaluación del cumplimiento del Programa con las políticas ambientales y sociales del Banco (OP-703, OP-704, OP-710, OP-765 y OP-761).
- Evaluación de los sistemas de manejo ambiental del Ejecutor con énfasis en los planes y procedimientos, responsabilidades, recursos disponibles, y actividades de capacitación y de auditoría, de tal forma de asegurar que el Programa será ejecutado y operado adecuadamente.
- Evaluación de la información socio ambiental del Programa para confirmar que los impactos potenciales negativos del proyecto serán adecuadamente manejados.
- Análisis de las especificaciones técnicas ambientales los subproyectos de forma de asegurar que los futuros contratistas, la inspección y la supervisión ejecutarán adecuadamente las medidas de manejo propuestas.

- Determinación de indicadores y requerimientos para la ejecución del proyecto.
- Evaluación para confirmar la existencia y pertinencia en cantidad y calidad de los planes de contingencia y de manejo del riesgo para cada uno de los proyectos.
- Revisión de los procesos de consulta que se han llevado a cabo durante la planificación de los subproyectos así como análisis de los sistemas para proveer a la opinión pública información relativa a la ejecución de los proyectos durante su ejecución.

6.4 Sobre la base de la información disponible y en virtud de lo estipulado en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703) el equipo de proyecto ha clasificado al Programa en la Categoría B. No obstante, si en el proceso de debida diligencia se presentaran situaciones que ameritaran una reclasificación de la operación, el equipo de proyecto procedería consecuentemente.

ECUADOR

**PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
(EC-L1117)**

ÍNDICE DE TRABAJO SECTORIAL REALIZADO Y PROPUESTO

Áreas	Descripción	Fechas
Opciones Técnicas, de Diseño, Análisis de costos del proyecto y viabilidad económica	<ul style="list-style-type: none"> • Lista de proyectos evaluados para financiamiento incluyendo diseños técnicos 	Septiembre 2013
	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis costo beneficio del Programa 	Septiembre 2013
Administración Financiera/Aspectos Fiduciarios y de ambiente de control	<ul style="list-style-type: none"> • Preparación del Sistema de Evaluación de Capacidades Institucionales (SECI) 	Septiembre 2013
Taller de matriz de riesgos	<ul style="list-style-type: none"> • Identificación de riesgos del proyecto en colaboración con el organismo ejecutor 	Octubre 2013
Taller de Matriz de Resultados	<ul style="list-style-type: none"> • Preparación de la matriz de resultados (indicadores de impacto, resultado y producto) 	Octubre 2013
Salvaguardias Sociales y Ambientales	<ul style="list-style-type: none"> • Estrategia Ambiental y Social del Programa. 	Septiembre 2013
Trabajos previos similares en el sector	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de evaluación de medio término de la operación EC-L1087 	Octubre 2013

CONFIDENCIAL

¹ 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).

Cooperación Técnica

I. Información Básica de la CT

▪ País/Región:	Ecuador / CAN
▪ Nombre de la CT:	Apoyo al Fortalecimiento del Sector en la integración energética
▪ Número de CT:	EC-T1265
▪ Nombre del Préstamo/Garantía Asociado:	Programa de Reforzamiento de la Línea de Transmisión
▪ Número del Préstamo/Garantía Asociado:	EC-L1117
▪ Jefe de Equipo/Miembros:	Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefe de Equipo; Carlos Echeverría (INE/ENE); Juan Carlos Páez (ESG/CPE); Rafael Poveda (CAN/CEC); Gumersindo Velázquez (FMP/CEC); Patricio Crausaz (FMP/CEC); Mónica Lugo (LEG/SGO); bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Morgan Doyle, Representante en Ecuador (CAN/CEC)
▪ Fecha de Autorización del Abstracto de CT:	N/A
▪ Beneficiario (países o entidades que recibirán la asistencia técnica):	CELEC-Transelectric
▪ Agencia Ejecutora y nombre de contacto	División de Energía (INE/ENE)
▪ Donantes que proveerán financiamiento:	Por definir
▪ Financiamiento Solicitado al BID:	US\$150.000
▪ Contrapartida Local, si hay:	N/A
▪ Periodo de Desembolso (incluye periodo de ejecución):	24 meses
▪ Fecha de Inicio requerido:	1 de Noviembre 2013
▪ Tipos de consultores (firmas o consultores individuales):	Consultorías individuales
▪ Unidad de Preparación:	División de Energía (INE/ENE)
▪ Unidad Responsable de Desembolso:	División de Energía (/ENE/CEC)
▪ CT incluida en la Estrategia de País (s/n):	Si
▪ CT incluida en CPD (s/n):	Si
▪ Sector Prioritario GCI-9:	Si. La CT apoya las siguientes prioridades (i) Política social favorable a la igualdad y la productividad; (ii) Infraestructura para la competitividad y el bienestar social y (iii) Protección del medio ambiente, respuestas al cambio climático, promover la energía renovable y seguridad energética.

II. Descripción del Préstamo/Garantía Asociado.

Esta Cooperación Técnica (CT) está asociada a la operación EC-L1117, la cual esta diseñada para contribuir a mejorar la calidad y seguridad del servicio de energía eléctrica para los centros de consumo a nivel nacional, reducir las pérdidas de energía y potencia en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y minimizar riesgos de corte de suministro en varias regiones del país. Los objetivos específicos de la operación son: (i) reforzar las redes de 230 y 138-kV del SNT; (ii) incrementar los niveles de confiabilidad del SNT y (iii) contribuir al desarrollo de la integración energética en Extra Alta Tensión (EAT) entre Ecuador y Perú, como parte del corredor regional Andino.

La operación EC-L1117 está estructurada en tres componentes principales:

Componente I. Reforzamiento de la Infraestructura de Transmisión. Incluye el reforzamiento mediante la ampliación y la construcción de dos nuevas subestaciones eléctricas (S/E) 230/138 kV y la construcción de 163-km de línea de transmisión a 230-kilo-voltios (kV) de doble circuito eléctrico.

Componente II. Mejoramiento de la Calidad y Actualización de los Sistemas de Control, Protección y Equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Incluye la instalación de equipos de compensación de 30 Mega-Volt Ampere Reactivo (MVAR) y la actualización de equipamiento de los sistemas de control, protección y medición de la S/E Esmeraldas de 138 y 69 kV.

Componente III - Estudios de Diseños Definitivos para la Interconexión Regional con el Perú a 500-kV. Incluyen los estudios de diseños definitivos y de Impacto Ambiental de la línea de interconexión Chorrillos – Frontera Sur a 500-kV y de la subestación Frontera Sur 500/230 kV

III. Objetivos, Actividades, Antecedentes y Justificación de la CT.

Objetivos. Esta CT tendrá por objetivo apoyar al Gobierno de Ecuador, en la preparación y arranque del Programa EC-L1117, buscando facilitar las condiciones que permitan iniciar la construcción de los proyectos críticos, contribuyendo con esto a mejorar la calidad y seguridad del servicio de energía eléctrica para los centros de consumo a nivel nacional, reduciendo las pérdidas de energía y potencia en el sistema, y mejorando la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la red de transmisión.

Actividades: Las principales actividades incluyen la preparación de los estudios técnicos, económicos, financieros y ambientales del Programa EC-L1117. Los estudios técnicos permitirán la revisión y validación de los diseños para construcción de los proyectos que se proponen bajo el Programa. La preparación del análisis económico y financiero facilitará la evaluación de la rentabilidad y sostenibilidad de los proyectos, siguiendo los lineamientos de la política de servicio público del Banco. Se llevará a cabo el análisis e identificación de los riesgos del Programa a través de un taller de discusión con el organismo ejecutor, y se contratará la preparación de la Estrategia Ambiental que permita

cumplir con las políticas de salvaguardias ambientales del Programa. Por último la CT contribuirá con el cumplimiento de las condiciones previas al primer desembolso de los recursos del Programa y que incluye en otras: (i) revisión y validación de la línea de base y de los indicadores del Programa; (ii) taller de discusión sobre el alcance del Plan Operativo Anual; y (iii) preparación del Manual Operativo del Programa.

Antecedentes: El sostenido incremento de la demanda de energía eléctrica del Ecuador, implica desarrollar nuevos proyectos de generación para abastecerla, y reforzar el equipamiento de transmisión a fin de brindar a los centros de distribución un servicio con aceptables condiciones de seguridad y calidad. Actualmente el GdE ha emprendido la construcción de importantes proyectos de generación hidroeléctricos de gran capacidad: (i) Coca-Codo Sinclair (1.500-Mega-Vatios (MW)); (ii) Sopladora (487-MW); (iii) Toachi Pilatón (250-MW); (iv) Minas San Francisco (273-MW); y (v) Manduriacu (64-MW) ubicados en diferentes zonas geográficas del país. El SNT requiere la construcción de un sistema de Extra Alta Tensión (EAT) a nivel de 500-kilo-Voltios (kV) que garantice un adecuado flujo de potencia, derivados de la incorporación de los nuevos proyectos de generación y que asegure el abastecimiento de la demanda de energía, manteniendo los criterios de calidad y seguridad del sistema.

Actualmente Transelectric lleva adelante el proceso de contratación para construcción, del Sistema EAT en 500-kV en el Ecuador, requerido para la evacuación de la energía de la central Coca-Codo Sinclair al SNI a partir de la Subestación Eléctrica (S/E) el Inga, y hasta la ciudad de Guayaquil (S/E Chorrillo). El nuevo sistema de 500-kV Coca-Codo Sinclair-El Inga-Chorrillos, entrará en operación en dos fases. La primera prevista para el segundo trimestre del 2015 y la última durante el segundo trimestre del 2016. Este sistema será parte integral del corredor energético regional promovido a través del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), que actualmente impulsan los Gobiernos de Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile con el apoyo del Banco Inter-Americano de Desarrollo (BID).

Con el fin de dar respuesta a las exigencias técnicas que implicará la operación de un sistema medular de EAT, el atender la demanda eléctrica nacional y la estrategia de integración regional; CELEC-EP ha considerado la construcción de obras adicionales del SNT, mediante la construcción de líneas de transmisión a 230-kV en la provincia de Sucumbíos y que permitirá proveer de energía eléctrica al nororiente del país e interconectar las instalaciones petroleras de la zona. Estas obras deberán contribuir además con la disminución de generación termoeléctrica actualmente utilizada para garantizar actividades petroleras de la zona. De la misma manera se prevé la necesidad de fortalecer otros puntos de entrega a 230-kV, 138-kV y 69-kV del SNT, así como mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico mediante la modernización y renovación de S/E y líneas de sub-transmisión existentes con más de 30 años en operación.

El Proyecto 2457/OC-EC ejecutado por Transelectric desde su suscripción el 1 de febrero de 2011, cuenta con recursos de financiamiento del BID por US\$64,7 millones. Al cierre del 2013, esta operación contará con un nivel de desembolso del 91 por ciento (%) y el 100% de los recursos de financiamiento comprometidos. Con el fin de

contribuir al programa de fortalecimiento de la red de transmisión, la operación 2457/OC-EC, financia la ampliación del SNT a través de la construcción de la línea de transmisión (L/T) Cuenca-Loja, Santa Rosa-Pomasqui, Chongón-Santa Elena y Motupe-Yanacocha, así como la construcción de cuatro S/E, ubicadas en el Inga, Quidindé, Cumbaratza, y Yanacocha. La ejecución y entrada en operación de estas obras en el 2015 garantizará la continuidad del suministro eléctrico, mitigará los riesgos de colapso identificados previo al financiamiento, restablecerá el suministro de energía eléctrica a estándares aceptables en horas de máxima demanda en varios centros de alto consumo, asegurará que los niveles de voltaje sean los establecidos en las normas, mejorará la vida útil y seguridad de los activos durante la operación del sistema por Transelectric.

Justificación: Esta CT se apega a los lineamientos del Noveno Aumento de Capital (GCI-9) al apoyar al sector en la provisión de un servicio eléctrico confiable incluyendo: (i) Política social favorable a la igualdad y la productividad; (ii) Infraestructura para la competitividad y el bienestar social y (iii) Protección del medio ambiente a través de la promoción de condiciones para el incremento de capacidad de generación con energía renovable.

Esta CT es consistente con el objetivo de la Estrategia de País (EBP) con Ecuador 2012-2017 (GN-2680) de “crear una estrategia energética de largo plazo que promueva un marco energético sostenible, facilite el adecuado suministro de energía eléctrica de calidad.

Esta CT se enmarca en los objetivos del GdE estipulados en el “Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV) 2009-2013”, presentado por la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo del Ecuador (SENPLADES) y con los objetivos del Plan Maestro de Electrificación- PME (2012-2021) del Ecuador, en cuanto a la provisión del servicio eléctrico sostenible y de calidad.

IV. Descripción de las actividades/componentes y presupuesto.

Actividad 1: Evaluación económica y financiera de la cartera de proyectos. La actividad consiste en revisar los diseños de los proyectos y determinar su rentabilidad y sostenibilidad de acuerdo con la política de servicios públicos del BID.

Actividad 2: Evaluación técnica. Esta actividad consiste en la revisión y validación externa para construcción de los diseños de los proyectos propuestos para financiamiento.

Actividad 3: Evaluación ambiental y social. Esta actividad incluye la preparación de la estrategia social y ambiental de los proyectos propuestos, así como revisar las evaluaciones ambientales y sociales existentes en función de las políticas socio ambientales del BID.

Actividad 4: Preparación del Plan de Monitoreo y Evaluación. Se prevé la necesidad de incluir como parte de las actividades: (i) la revisión y validación de la línea de base (Matriz de Resultados) del Programa; (ii) revisión y actualización de la matriz de riesgos del Programa; (ii) preparación del *Project Monitoring Report* (PMR); (iii) la actualización del Manual Operativo de Programa y la preparación del Plan Operativo Anual en coordinación con el ejecutor. La preparación de estas actividades con el apoyo

de consultoría especializada y en estrecha colaboración con el OE forman parte del fortalecimiento institucional promovido por el Banco en los OE del país y han resultado en mejoras importantes en los niveles de ejecución de las operaciones financiadas.

Matriz de Resultados Indicativa

Actividades	Productos	Linea Base (2013)	Meta (2013)
1. Evaluación Técnica, Económica y Financiera de proyectos	Un informe de evaluación económica y financiera de la cartera de proyectos.	0	1
2. Diseños Técnicos validados para construcción con la No objeción del BID	Informe de Revisión Técnica de Proyectos	0	1
3. Evaluación Social y Ambiental	Informe de Evaluación Ambiental y Social Estrategia Ambiental	0	2
4. Preparación Plan Monitoreo y Evaluación	(i) Manual Operativo del Programa (MOP); (ii) Plan Operativo Anual (POA); (iii) Matriz de riesgos actualizada; (iv) Matriz de resultados validada; (v) PMR preparado en consenso con el ejecutor	0	5

Presupuesto Indicativo

Actividades	Costo (US\$)	Contrapartida (en especie)	Total
Estudios			
Evaluación Técnica, Económica y Financiera de proyectos	35,000	0.0	35,000
Diseños Técnicos validados para construcción	30,000	0.0	30,000
Evaluación Social y Ambiental, Estrategia Ambiental	35,000	0.0	35,000
Preparación Plan Monitoreo y Evaluación	30,000	0.0	30,000
Contingencias	20,000	0.0	20,000
TOTAL	150,000	0.0	150,000

La División de Energía (INE/ENE) del BID y la Oficina de País (CAN/CEC) darán apoyo en la ejecución y seguimiento de las actividades propuestas. El especialista regional de energía del BID de la Oficina de país (CEC/ENE), así como especialistas de energía de la sede participarán en el seguimiento de las actividades a través de visitas periódicas a CELEC-Transelectric.

V. Agencia Ejecutora y estructura de ejecución.

De acuerdo a las Directrices Operativas para Productos de Cooperación Técnica (documento GN-2629-1), en particular lo dispuesto en el Apéndice 10 (Criterios Aplicados a la Contratación por el Banco), el Banco podrá a solicitud del Gobierno beneficiario, ejecutar cooperaciones técnicas (CT) que sean de apoyo a la preparación de operaciones de crédito o servicio al cliente. En referencia a estas directrices, esta CT será ejecutada por la División de Energía (INE/ENE), y en estrecha colaboración con CELEC-Transelectric. La ejecución desde INE/ENE permite asegurar al GdE una asistencia

técnica de los especialistas de INE/ENE y la coordinación de los conocimientos y trabajos ya realizados por esta División en los temas antes mencionados. La ejecución del Banco de esta CT contribuirá a garantizar la selección de proyectos para financiamiento bajo la operación EC-L1117 con los criterios suficientes que permitan responder a la Política de Servicios Públicos (OP-708).

Consultorías individuales. Los procesos de selección de Consultores Individuales seguirán los procedimientos establecidos, según la guía abreviada para cuando el Banco contrata firmas consultoras para llevar a cabo actividades relacionadas con proyectos (documento GN-2350-9).

Auditorias y Gestión Financiera. Esta CT será ejecutada por la División de Energía (INE/ENE). La gestión de los recursos es de responsabilidad del BID. Dado que la ejecución es desde INE/ENE no se requiere ni contempla auditoria.

VI. Riesgos importantes.

Riesgo ambiental. Los proyectos son reclasificados en categoría A por el nivel de impacto. Este riesgo será mitigado con la evaluación temprana de los proyectos con el apoyo de consultoría especializada y la comunicación permanente con el equipo de CELEC-Transelectric para la toma de decisiones y acciones.

Riesgos institucionales y políticos. Se relaciona con la necesidad de lograr preparar esta operación en un muy breve plazo lo cual requiere de alta y acelerada coordinación interinstitucional. Este riesgo es mitigado con la preparación de la operación desde CAN/CEC y el apoyo de consultoría especialidad y dedicada a la recolección y análisis de información del sector.

VII. Excepciones a las políticas del Banco

Ninguna excepción a la política del BID está prevista.

VIII. Salvaguardias Ambientales

Por su naturaleza, esta CT no tendrá ningún impacto ambiental o social negativo. De acuerdo con las salvaguardas ambientales, esta CT es clasificación C.

Anexos Requeridos:

- [Filtros Ambientales SPF SSF](#)
- [Términos de Referencia Indicativos](#)
- [Plan de Adquisiciones](#)