

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**REGIONAL**

**INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ECUADOR – PERÚ EN 500 KILOVOLTIOS,  
TRAMO ECUATORIANO**

**(RG-L1140)**

**PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos B. Echeverría, Líder de Equipo (INE/ENE); Jose Ramón Gomez, Líder de Equipo Alterno (INE/ENE); Alfred Grunwaldt, Líder de Equipo Alterno (CSD/CCS); Sofia Viguri (CSD/CCS), Carlos Echevarria Barbero, Kenol Thys, Ana Macías, Nathalie Hoffman y Loana Vega (INE/ENE); Cristhian Marcial, María Rosero y María Julia Molina (CAN/CEC); Francisco Estrazulas (INT/TIN); Alvaro Adam, Patricia Henríquez y Robert Langstroth (VPS/ESG); Carolina Escudero y Vinicio Rodriguez (VPC/FMP); Javier Jiménez (LEG/SGO); Alessandro Giacci y Heleno Barbosa (ORP/REM); losu Iribarren (ORP/EUR).

De conformidad con la Política de Acceso a Información el presente documento se divulga al público de forma simultánea a su distribución al Directorio Ejecutivo del Banco. El presente documento no ha sido aprobado por el Directorio. Si el Directorio lo aprueba con modificaciones, se pondrá a disposición del público una versión revisada que sustituirá y reemplazará la versión original.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN DEL PROYECTO.....</b>	<b>1</b>
<b>I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....</b>	<b>2</b>
A. Antecedentes, Problemática y Justificación .....	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	13
C. Indicadores Clave de Resultados .....	14
<b>II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS .....</b>	<b>15</b>
A. Instrumentos de Financiamiento .....	15
B. Riesgos Ambientales y Sociales .....	16
C. Riesgos Fiduciarios .....	17
D. Otros Riesgos y Temas Clave .....	17
<b>III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....</b>	<b>18</b>
A. Resumen de los Arreglos de Implementación.....	18
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados.....	20

ANEXOS	
Anexo I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) - Resumen
Anexo II	Matriz de Resultados
Anexo III	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

ENLACES ELECTRÓNICOS REQUERIDOS (EER)	
EER#1	<a href="#">Plan de Ejecución Plurianual (PEP) / Plan Operativo Anual (POA)</a>
EER#2	<a href="#">Plan de Monitoreo y Evaluación (PME)</a>
EER#3	<a href="#">Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)</a>
EER#4	<a href="#">Plan de Adquisiciones</a>

ENLACES ELECTRÓNICOS OPCIONALES (EEO)	
EEO#1	<a href="#">Análisis Económico del Proyecto</a>
EEO#2	<a href="#">Gestión Financiera y Asuntos Fiduciarios</a>
EEO#3	<a href="#">Análisis de Género</a>
EEO#4	<a href="#">Manual Operativo del Proyecto</a>
EEO#5	<a href="#">Análisis de Integración</a>
EEO#6	<a href="#">Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP)</a>
EEO#7	<a href="#">Resumen Ejecutivo del Anteproyecto</a>
EEO#8	<a href="#">Análisis Financiero del Prestatario</a>
EEO#9	<a href="#">Documentos Socioambientales</a>
EEO#10	<a href="#">Curva S Anexo de Planificación de Ejecución</a>
EEO#11	<a href="#">Filtro de Política de Salvaguardias (SPF) y Formulario de Evaluación de Salvaguardia (SSF)</a>

ABREVIATURAS	
AAS	Análisis Ambiental y Social
BEI	Banco Europeo de Inversiones
CAN	Comunidad Andina
CELEC-EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador
CN	Capacidad Nominal
CO	Capital Ordinario
CPFP	Código de Planificación y Finanzas Públicas
CT	Cooperación Técnica
DDPLAC	<i>Deep Decarbonization Pathways in Latin America and the Caribbean</i>
EBP	Estrategia del Grupo BID con Ecuador
ER	Energías Renovables
GWh	Gigavatio-hora
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
LT	Línea de Transmisión
MAER	Mercado Andino Eléctrico Regional
MAERCP	Mercado Andino Eléctrico de Corto Plazo
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
MGAS	Marco de Gestión Ambiental y Social
MOP	Manual Operativo del Programa
MVA	Megavoltio-amperio
MW	Megavatio
OE	Organismo Ejecutor
OIT	Organización Internacional del Trabajo
PcD	Personas con Discapacidad
PAGD	Plan de Acción de Género y Diversidad
PEG	Plan de Expansión de la Generación
PME	Plan de Monitoreo y Evaluación
PRRA	Plan de Reasentamiento y Restitución de Activos
PSP	Política de Servicios Públicos Domiciliarios
SE	Subestaciones Eléctricas
SEL	Sistema Eléctrico
SIEPAC	Sistema de Integración Eléctrica para América Central
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económica
UGP	Unidad de Gestión del Proyecto
UN	Unidad de Negocio
VANE	Valor Actual Neto Económico

**RESUMEN DEL PROYECTO  
REGIONAL  
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ECUADOR-PERÚ EN 500 KILOVOLTIOS, TRAMO ECUATORIANO  
(RG-L1140)**

Términos y Condiciones Financieras					
Prestatario y Garante:			Facilidad de Financiamiento Flexible <sup>(a)</sup>		
Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP), con garantía soberana de la República del Ecuador			Plazo de amortización:	23 años	
Organismo Ejecutor:			Período de desembolso:	5 años	
CELEC-EP, a través de Unidad de Negocio Transelectric			Período de gracia:	7,5 años <sup>(b)</sup>	
Fuente	Monto (US\$)	%	Tasa de interés:	Basada en SOFR	
BID (Capital Ordinario):	125.000.000	47,4	Comisión de crédito:	<sup>(c)</sup>	
Banco Europeo de Inversiones (BEI) Financiamiento conjunto <sup>(d)</sup>	125.000.000	47,4	Comisión de inspección y vigilancia:	<sup>(c)</sup>	
Contrapartida Local	13.620.000	5,2	Vida Promedio Ponderada (VPP):	15,25 años	
Total:	263.620.000	100	Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos de América	
Esquema del Proyecto					
<b>Objetivo/descripción del proyecto:</b> fortalecer la integración energética regional, impulsando el desarrollo sostenible del sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) robustecer la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú; y (ii) incrementar las transacciones eléctricas entre Ecuador y Perú (¶1.45).					
<b>Condiciones contractuales previas al primer desembolso del financiamiento:</b> que el Prestatario haya presentado evidencia al Banco de que: (i) el Manual Operativo del Programa ( <a href="#">EEO#4</a> ) haya sido aprobado y entrado en vigencia en los términos previamente acordados con el Banco, el cual deberá incluir, entre otros elementos, los requerimientos ambientales y sociales e incorporar como anexo el Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) de la Línea de Transmisión (LT) y la construcción de la Subestación Eléctrica (SE) Pasaje, el PGAS de la ampliación de la SE Chorrillos y el Plan de Reasentamiento y Restitución de Activos; (ii) se haya creado la Unidad de Gestión del Programa y se hayan realizado las designaciones y/o contrataciones de su personal clave mínimo necesario incluidos, un coordinador general, un especialista de adquisiciones, un especialista financiero, un especialista en monitoreo y evaluación, un especialista social y un especialista ambiental; y (iii) se haya firmado el contrato de financiamiento conjunto con el BEI (¶3.3).					
<b>Condiciones contractuales especiales de ejecución:</b> (i) previo al lanzamiento de las licitaciones del Componente I, el Prestatario deberá contar con la documentación que permita iniciar el proceso de certificación de fondos de dichos procesos; (ii) previo al uso de los recursos de cada producto incluido en el subcomponente 2.1, el Prestatario deberá presentar, para no-objeción del Banco, el plan de inversiones y cronograma de ejecución, en donde se identifique el alcance final de las actividades a realizar; y (iii) ver las condiciones contractuales especiales de ejecución de carácter ambiental y social en el Anexo B del Informe de Gestión Ambiental y Social ( <a href="#">EER#3</a> ) (¶3.4).					
<b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> se solicitan las siguientes excepciones parciales: (i) a la Política de Garantías (OP-303), con relación a la provisión por parte de la República del Ecuador de garantizar las obligaciones de contrapartida y de hacer; y (ii) a la Política para la Adquisición de Obras y Bienes financiados por el BID (GN-2349-15), con el fin de que proveedores, contratistas y bienes originarios de países no miembros del Banco puedan participar en los procesos de adquisición y contratación que sean cofinanciados con recursos del BEI (¶3.6).					
Alineación Estratégica					
Desafíos <sup>(e)</sup> :	SI <input type="checkbox"/>		PI <input checked="" type="checkbox"/>		EI <input checked="" type="checkbox"/>
Temas Transversales <sup>(f)</sup> :	GE <input checked="" type="checkbox"/>	y	DI <input checked="" type="checkbox"/>	CC <input checked="" type="checkbox"/>	y ES <input checked="" type="checkbox"/>
					IC <input type="checkbox"/>

- <sup>(a)</sup> Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (documento FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda, de tasa de interés, de productos básicos y de protección contra catástrofes. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.
- <sup>(b)</sup> Bajo las opciones de reembolso flexible de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF), cambios en el periodo de gracia son posibles siempre que la Vida Promedio Ponderada (VPP) Original del préstamo y la última fecha de pago, documentadas en el contrato de préstamo, no sean excedidas.
- <sup>(c)</sup> La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.
- <sup>(d)</sup> Los recursos del Financiamiento Conjunto complementarán los recursos del Banco y se prevé sean provistos por el BEI (US\$125.000.000) con aprobación estimada en primer trimestre de 2023. Dichos fondos serán provistos directamente a CELEC EP, quien será responsable de su uso y administración, de acuerdo con los términos y condiciones que se establezcan en el respectivo contrato de préstamo.
- <sup>(e)</sup> SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- <sup>(f)</sup> GE (Igualdad de Género) y DI (Diversidad); CC (Cambio Climático) y ES (Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

## I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **Integración eléctrica regional.** En América Latina, los procesos de integración eléctrica se han desarrollado bajo esquemas y modelos que han evolucionado, desde la década de 1970 con las primeras Líneas de Transmisión (LT) transfronterizas e hidroeléctricas binacionales, hasta iniciativas subregionales como el Sistema de Integración Eléctrica para América Central (SIEPAC) que opera con un Mercado Eléctrico Regional (MER) desde la década de 2010. El BID ha venido liderando, con apoyo técnico y financiero desde sus inicios, los distintos procesos de integración (¶1.36), propiciando el desarrollo de proyectos que viabilicen los intercambios de electricidad con una visión hemisférica. La integración eléctrica ha contribuido a una mayor seguridad en el suministro y optimización de costos debido a mayor eficiencia y competencia<sup>1</sup>, así como a una mayor penetración de Energías Renovables (ER), que a su vez permiten avanzar en la descarbonización de sistemas eléctricos que requiere el Acuerdo de París<sup>2</sup>.
- 1.2 **Aspectos operativos de las interconexiones eléctricas en la región Andina.** Ecuador cuenta con interconexiones eléctricas con Colombia y Perú, las cuales operan en dos modalidades: (i) asincrónica, en donde la interconexión no es permanente y es necesario planificar maniobras para la protección de los sistemas eléctricos que interconectan; y (ii) sincrónica, operando en régimen permanente, lo que permite realizar Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) mediante despachos que pueden realizarse con planificación de corto plazo, posibilitando mayores flujos entre los sistemas.
- 1.3 Las interconexiones eléctricas entre Ecuador y Colombia iniciaron en 1999, con la entrada en operación de una LT a 138 kilovoltios (kV) entre las Subestaciones Eléctricas (SE) Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia, que funciona en régimen asincrónico. Posteriormente, entre 2003 y 2008 se adicionaron dos LT<sup>3</sup> a 230kV entre las SE Pomasqui (Ecuador) y Jamondino (Colombia) operando en modo sincrónico, alcanzando una Capacidad Nominal (CN)<sup>4</sup> de las interconexiones de 776 Megavoltio-amperios (MVA)<sup>5</sup>.
- 1.4 Además de los enlaces con Colombia, desde 2004 Ecuador cuenta con una interconexión con Perú, a través de una LT en 230kV de 332MVA de CN, y conecta las SE Machala en Ecuador y Zorritos en Perú, operando en modalidad asincrónica, por lo cual las transferencias son limitadas (¶1.15), siendo necesario programarlas con anticipación<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> El intercambio en el MER de SIEPAC entre 2013-2019 produjo beneficios netos por aproximadamente US\$364.000.000. Evaluación del beneficio económico de la operación del MER en los mercados eléctricos nacionales de América Central (2020).

<sup>2</sup> BID y *Deep Decarbonization Pathways in Latin America and the Caribbean* (DDPLAC) Consortium, 2019. [Cómo llegar a cero emisiones netas](#).

<sup>3</sup> Desde 2021, esta interconexión se realiza desde la subestación eléctrica Pimampiro.

<sup>4</sup> La CN es la capacidad de operación máxima recomendada para transferencias de una LT.

<sup>5</sup> CELEC-EP Transelectric, 2021. [Declaración de Límites de Transferencia de las Instalaciones del SNT – Líneas de Transmisión](#).

<sup>6</sup> Ecuador también cuenta con líneas de distribución internacionales en baja tensión que conectan con Colombia y Perú, éstas realizan intercambios de electricidad entre empresas distribuidoras y sirven la demanda en zonas fronterizas.

- 1.5 **Aspectos regulatorios.** Ecuador opera sus interconexiones bajo la normativa supranacional de la Comunidad Andina (CAN), quien brinda el marco general que permite la ejecución de acuerdos comerciales para realizar TIE. Las Decisiones<sup>7</sup> de la CAN han venido evolucionando y madurando en las últimas dos décadas<sup>8</sup>, y establecen el marco general para la interconexión subregional en donde, además, se determinan regímenes regulatorios transitorios.
- 1.6 Complementando las Decisiones supranacionales, existe un marco de regulaciones binacionales que definen mecanismos técnicos para el intercambio de electricidad e información operativa, así como los procedimientos para la programación, operación y liquidación comercial de las transacciones.
- 1.7 En 2017, con el apoyo<sup>9</sup> y acompañamiento técnico del Banco, se aprobó la [Decisión 816](#) (D816), que armoniza las Decisiones y marcos binacionales creando un único marco regulatorio y normativo regional. La D816 destaca los siguientes principios: (i) optimización de excedentes una vez abastecido el mercado interno; (ii) uso eficiente de los recursos energéticos disponibles; (iii) aprovechamiento de la complementariedad energética de los países; y (iv) acceso libre, transparente y recíproco a la información para el funcionamiento del mercado y planificación de los enlaces internacionales.
- 1.8 La D816 establece reglas de mercado para la: (i) realización de TIE con planificación de 24 horas; (ii) preparación de ofertas en mercados del día anterior e intra-diarios; (iii) definición sobre rentas de congestión; y (iv) establecimiento de obligaciones financieras. Así mismo, la D816 crea el Mercado Andino Eléctrico de Corto Plazo (MAERCP) para el intercambio de los excedentes sobre la base del despacho económico y, para su funcionamiento, se dispone la elaboración de tres reglamentos<sup>10</sup>.
- 1.9 **Aspectos institucionales.** En 2011 los ministros, viceministros y altos funcionarios del sector eléctrico de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú acordaron la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), iniciativa de integración donde el BID ha tenido un reconocido liderazgo y ha venido acompañando técnica y financieramente<sup>11</sup>. SINEA, cuya máxima autoridad es un Consejo de Ministros con una presidencia *pro-témpore* de rotación anual, tiene como objetivo profundizar y expandir los intercambios de electricidad para aprovechar la complementariedad de los recursos energéticos de sus países miembros, y aumentar los niveles de calidad y seguridad en el suministro eléctrico.
- 1.10 En 2014 SINEA adoptó la primera Hoja de Ruta, actualizada en 2020<sup>12</sup>, que incluye tres etapas para la implementación de un Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER): (i) consolidación de las transacciones bilaterales; (ii) establecimiento de un mercado eléctrico subregional entre Colombia, Ecuador

---

<sup>7</sup> Las Decisiones son instrumentos que hacen parte de la normativa andina aplicables a sus países miembros.

<sup>8</sup> Decisiones CAN D536 (2002), D720 (2009), D757 (2011), D789 (2013), D811 y D815 (2016) y D816 (2017).

<sup>9</sup> Cooperación Técnica (CT) ATN/CN-13202-PE y ATN/OC-13350-RG.

<sup>10</sup> Los reglamentos del Coordinador Regional, Operativo, y Comercial, actualmente en desarrollo por los grupos técnicos de los Gobiernos de Perú, Ecuador y Colombia respectivamente, con el apoyo del BID, se estima sean aprobados a finales de 2022.

<sup>11</sup> Desde 2012, el BID ha apoyado la iniciativa SINEA con recursos de CT: ATN/OC-13350-RG, ATN/FG-15606-RG, ATN/OC-15607-RG y ATN/OC-18449-RG.

<sup>12</sup> La Hoja de Ruta 2020-2030 establece actividades y metas para lograr los objetivos de SINEA, incluyendo la entrada en vigor de la normativa eléctrica andina, la concreción de proyectos de infraestructura y la realización de estudios para avanzar en la conformación del MAER.

y Perú, armonizado mediante un marco regulatorio regional; y (iii) funcionamiento pleno del MAER, con un marco regulatorio consolidado entre los países. La Hoja de Ruta también identifica nuevas obras de interconexión que favorezcan el funcionamiento de un mercado regional.

- 1.11 **Estado actual de los intercambios regionales de electricidad.** Hasta el año 2015, Ecuador fue mayoritariamente importador de electricidad, pero a partir del 2016, como resultado de importantes inversiones en proyectos hidroeléctricos, revirtió el balance y se convirtió en exportador neto, principalmente hacia Colombia, aprovechando la capacidad y modalidad de interconexión disponible.
- 1.12 Las TIE entre Ecuador y Colombia se realizan en un mercado ocasional, sin contratos. En el período 2003-2015, Ecuador importó 12.736 Gigavatios-hora (GWh) y exportó 361GWh con un balance favorable para Colombia. Sin embargo, entre 2016 y 2021, realizó exportaciones por 4.354GWh e importaciones por únicamente 789GWh.
- 1.13 Las transacciones entre Ecuador y Perú iniciaron en 2005 para cubrir situaciones de emergencia debido a la falta de acuerdos comerciales, desde 2015 se realizan bajo contratos marco de exportación. Los intercambios en la LT Machala-Zorritos tienen carácter interrumpible, por la operación asincrónica de la línea (§1.4). En el período 2005-2016, Ecuador importó 255GWh y exportó 37GWh hacia Perú. Desde 2017, Ecuador se convirtió en exportador neto<sup>13</sup>, registrando entre 2017 y 2019 exportaciones por 184GWh, no habiendo importado de Perú en dicho período<sup>14</sup>.
- 1.14 Los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia representaron el 1,38% del intercambio comercial de todos los bienes y servicios en los últimos cinco años, y un 2,48% para el año 2019. Por su parte, las transacciones de electricidad entre Ecuador y Perú representaron solo el 0,03% del intercambio comercial para el último lustro y el 0,01% para el 2019<sup>15</sup>. Estas cifras muestran que estos intercambios, en relación con el total de su intercambio comercial, son muy bajos a pesar de la complementariedad de los recursos energéticos, lo cual se explica, en parte, a limitaciones en dicha interconexión.
- 1.15 **Limitaciones en la actual interconexión Ecuador-Perú.** La actual interconexión no aprovecha la CN de la LT debido a su funcionamiento asincrónico, dado que los enlaces internacionales entre estos países conectan grandes distancias y la topología en los extremos de los sistemas eléctricos de cada país es radial con ramales muy largos<sup>16</sup>, lo cual no permite su operación en forma sincrónica.
- 1.16 Según estudios realizados por los operadores de los sistemas de ambos países, el límite de transferencias máximas de Ecuador a Perú es de 90 megavatios (MW) y en sentido inverso de 70MW, o aproximadamente un 28% en promedio de su CN<sup>17</sup>. En contraste, la interconexión Ecuador-Colombia opera de forma sincrónica con una capacidad de transferencia máxima<sup>18</sup> de Ecuador a Colombia de 460MW

<sup>13</sup> La última importación de Ecuador desde Perú se realizó en 2016, por 37,7GWh.

<sup>14</sup> Transacciones de oportunidad.

<sup>15</sup> En 2019, las transacciones de Ecuador con Colombia sumaron US\$2.727.000 y las de Ecuador con Perú alcanzaron US\$1.887.000. Informe Anual 2019, Banco Central de Ecuador.

<sup>16</sup> Dichos ramales en Ecuador se extienden hasta 190km desde la frontera y en Perú por más de 400km.

<sup>17</sup> Considera un factor de potencia de 0,85 y CN de la LT de 332MVA.

<sup>18</sup> Se refiere al límite de operación de la LT para mantener la confiabilidad de los SEL que interconecta.



y 450MW en la dirección opuesta, lo que representa aproximadamente 81% de su CN<sup>19</sup>.

- 1.17 Dadas las limitaciones técnicas de la actual interconexión Ecuador-Perú los intercambios de electricidad están restringidos durante los períodos de mayor demanda y más altos costos de generación.
- 1.18 De esa cuenta, la cargabilidad<sup>20</sup> promedio para la interconexión Ecuador-Perú en 2019 fue cerca de 12%; mientras que su nivel de uso<sup>21</sup> fue del 23%<sup>22</sup>. El factor de uso de esta LT es reducido, comparado con los valores promedio de las dos LT de la interconexión Ecuador-Colombia, que opera en modo sincrónico y cuya cargabilidad promedio en el mismo año fue superior al 41% y su nivel de uso cercano al 58%<sup>23</sup>. Estos valores indican el bajo aprovechamiento de la actual interconexión Ecuador-Perú, debido a las restricciones operativas antes señaladas.
- 1.19 Los intercambios entre Ecuador y sus vecinos, que en el período 2010-2021 fueron de 406GWh entre Ecuador y Perú, y 9.559GWh entre Ecuador y Colombia (una relación 1:23), no guardan relación directa con la CN de interconexión entre dichos países (332MVA vs 776MVA, o una relación 1:2). El mayor nivel de intercambios entre Ecuador y Colombia se explica, en parte, por el régimen sincrónico de operación, que permite un mejor aprovechamiento de la CN de las LT, maximizando su uso y con programación continua de intercambios.
- 1.20 **Sistema Eléctrico (SEL) en Ecuador.** En 2021, el parque generador ecuatoriano registró una capacidad efectiva de generación de 8.101MW (62,6% hidroeléctrica, 35% térmica y 2,4% renovable no convencional) y alcanzó una demanda máxima de 4.208MW<sup>24</sup>. En términos de electricidad neta generada en el Sistema Nacional Interconectado, alcanzó 28.023GWh, de los cuales el 92% provino de centrales de ER, 6,7% de centrales térmicas y 1,3% provino de la interconexión con Colombia<sup>25</sup>.
- 1.21 El parque hidroeléctrico de Ecuador cuenta con limitada capacidad de embalse. En los meses lluviosos (octubre a mayo), el sistema se abastece cerca del 90% de energía hidroeléctrica<sup>26</sup>. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) ha lanzado un plan de inversiones para cubrir las necesidades de generación y transmisión que logre movilizar inversiones complementarias del sector privado en el país. Además, ha propuesto la conformación de un fideicomiso el cual servirá como garantía de pago para estas nuevas inversiones. El Plan de Expansión de la Generación (PEG) incluye el desarrollo de 4 bloques de energías renovables no convencionales (eólica y solar) por 1,400MW, y el Plan de Transmisión a corto plazo incluye una convocatoria para el desarrollo de 290km de nuevas LT, en ambos casos, a ser adjudicados mediante procesos públicos de selección. Todo

<sup>19</sup> Considera un factor de potencia de 0,85 y CN combinada de las dos LT de 664MVA.

<sup>20</sup> La cargabilidad es el índice entre la capacidad máxima de operación registrada y su CN.

<sup>21</sup> El nivel de uso de una LT es el valor de la máxima capacidad utilizada durante el año.

<sup>22</sup> [Estadística anual y multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2021.](#)

<sup>23</sup> Aunque la capacidad de transferencia mejoró en 2020 debido a inversiones realizadas por ambos países, aún se requieren inversiones complementarias en la zona sur del SEL de Colombia.

<sup>24</sup> [Rendición de Cuentas 2021, Operador Nacional de Electricidad.](#)

<sup>25</sup> [Ídem.](#)

<sup>26</sup> En julio 2019 (bajas precipitaciones), la generación hidroeléctrica representó el 86% y las fuentes térmicas el 13,9%. En diciembre (época lluviosa) 2019, la generación hidroeléctrica y térmica representó el 92,2% y 7,7% respectivamente.

lo anterior en busca de asegurar el abastecimiento eléctrico, movilizar inversiones del sector privado y lograr mantener la confiabilidad del SEL.

- 1.22 **SEL de Perú.** En 2021, la capacidad de generación efectiva de Perú fue de 12.841MW (40,7% hidroeléctrica, 53,9% térmica y 5,4% renovable no convencional) y la demanda máxima alcanzó a 7.173,03MW. En términos de energía generada alcanzó 53.990,35GWh, de los cuales el 61,6% provino de ER<sup>27</sup> y 38,4% de centrales térmicas. Perú cuenta con abundante gas natural, por lo cual el segmento de generación térmica es altamente competitivo.
- 1.23 **Perspectivas de los sectores eléctricos e intercambios entre Ecuador y Perú.** Los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú han experimentado un importante crecimiento en su infraestructura en la última década, lo que ha permitido a Ecuador pasar de un 93% a un 97% de acceso, y a Perú, de un 82% a un 97%<sup>28</sup>. A pesar de ello, aún existen brechas<sup>29</sup> que ambos países plantean cerrar en sus respectivos planes de expansión. La proyección del crecimiento de la demanda eléctrica del Ecuador es del 4% promedio anual para el período 2022-2031. Para hacer frente a esta demanda, el PEG prevé inversiones para abastecer el consumo, y en el año 2032, se estima una producción de 48.294GWh, 99% a partir de ER y 1% fósil. La proyección de la demanda del Perú es del 4,3% promedio anual para el mismo período. El PEG en Perú tiene prevista la instalación de nuevas centrales cuya generación en el año 2032 se estima en 81.226GWh, 67% proveniente de ER y 33% de combustibles fósiles.
- 1.24 Las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC)<sup>30</sup> presentadas por Ecuador y Perú ante la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático, establecen como objetivo el aumento en la generación de electricidad por ER. Estudios recientes<sup>31</sup> sobre sendas de descarbonización para ambos países confirman que el aumento en la participación de ER (hasta llegar a cubrir casi el 100% de la generación en 2050), aunado a la masificación en la electrificación de usos finales como el transporte, permitirá a ambos países cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones en el marco del Acuerdo de París.
- 1.25 En este contexto, el incremento en la capacidad de transmisión eléctrica será un elemento clave para absorber la variabilidad horaria y estacional de la nueva capacidad de generación con ER, y las interconexiones se convertirán en instrumento clave para que los dos países avancen en sus respectivas sendas de descarbonización, tal y como se prevé en el escenario para el futuro del sector electricidad denominado Super Red<sup>32</sup>. La proyección del crecimiento de la demanda y los PEG anticipan que ambos países tendrán disponibilidad de excedentes de energía, los cuales podrán ser aprovechados siempre que se

<sup>27</sup> 56,80% hidroeléctrico, 3,34% eólico y 1,49% solar. [Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional \(COES\), 2021.](#)

<sup>28</sup> [Hub de Energía](#) (BID, 2019).

<sup>29</sup> [DIA 2020: De estructuras a servicios.](#) Este informe identifica los avances y brechas existentes en la provisión de servicios de infraestructura en estos países.

<sup>30</sup> [Primera NDC República de Ecuador, 2019; NDC de Perú Actualización 2021–2030, 2020.](#) Para Perú, la meta de aumento en la participación de ER aparece en el [Catálogo de Medidas de Mitigación.](#)

<sup>31</sup> DDPLAC Consortium, 2020. [Policy lessons from the DDPLAC.](#) Quiros-Tortos et al., 2021. [Costos y beneficios de la carbono-neutralidad en Perú.](#)

<sup>32</sup> [DIA 2020: De estructuras a servicios.](#) El escenario Super Red se basa en la generación a gran escala e identifica a la integración de los sistemas nacionales como principal mecanismo para satisfacer la demanda creciente de electricidad, y así suministrar la mayoría de la demanda en 2050.

cuenta con infraestructura de interconexión de mayor capacidad y que puedan operar de forma sincrónica. Como beneficios potenciales de interconexión se incluyen: (i) seguridad de abastecimiento, para aprovechar los recursos, tecnologías y combustibles para generación de otras redes eléctricas; (ii) intercambio económico, permitiendo despachar las unidades de generación más baratas; y (iii) reducción de contaminación ambiental, para compartir diversas formas de generación, que puedan dar preferencia a las unidades generadoras menos contaminantes<sup>33</sup>.

- 1.26 Dentro de las nuevas obras de infraestructura de interconexión establecidas en la Hoja de Ruta de SINEA (§1.10) se encuentra una nueva LT entre Ecuador y Perú en 500kV, planificada para operar en modo sincrónico. En 2016, con recursos del BID<sup>34</sup> se financiaron los estudios para el anteproyecto de interconexión eléctrica, objeto de este financiamiento y que son la base para la definición de las obras y los planes de acción que los gobiernos de ambos países vienen desarrollando.

**Figura 1. Mapa de la ubicación del trazado del tramo ecuatoriano del proyecto**



- 1.27 Esta operación financiará el tramo ecuatoriano de la interconexión entre Ecuador y Perú, que consiste en una LT en 500kV a simple circuito, con torres preparadas para un segundo circuito, y una SE intermedia. La CN del primer circuito será de 1.732MVA; éste funcionará inicialmente con una capacidad de transmisión de

<sup>33</sup> Andrade, 2018. [Modelos de interconexión internacional de sistemas eléctricos entre EE. UU. y México.](#)

<sup>34</sup> Préstamo [3167/OC-EC](#) y CT [ATN/CN-13202-PE](#) para el tramo ecuatoriano y peruano, respectivamente.

600MW, en donde, con inversiones adicionales de los dos países, se puede elevar a un máximo de 1.000MW<sup>35</sup> en el mediano plazo.

- 1.28 El proyecto consta de un tramo de 279,8km en territorio ecuatoriano, que se compone de dos secciones: (i) 205km desde la SE Chorrillos hasta la nueva SE Pasaje; y (ii) 74,8km desde la nueva SE Pasaje hasta la frontera con Perú, incluyendo la construcción de dicha SE con capacidad de transformación de hasta 600MVA. Las obras serán de propiedad de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP)<sup>36</sup> y operadas por su Unidad de Negocio (UN) Transelectric.
- 1.29 El tramo peruano cuenta con estudios avanzados y consiste en una LT de 264km desde la frontera con Ecuador, hasta la SE Piura Nueva. La licitación de este tramo es bajo el modelo de concesión privada que incluye 30 años de operación comercial, más el período de diseño para desarrollar, tanto los estudios socioambientales y de ingeniería, como la construcción del proyecto. La convocatoria de la licitación se realizó a finales de 2020, mientras que la presentación de solicitudes de calificación y adjudicación se realizará en 2023 ([EEO#5](#)).
- 1.30 El desarrollo de esta interconexión incrementará los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, por una parte, porque elevará la capacidad de transferencia, y por otra, porque operará en régimen sincrónico. De acuerdo con proyecciones realizadas para el intercambio de electricidad entre los países, se estima que en el 2032 el potencial de transferencia será del orden de 3.891GWh, de los cuales el 95% fluirá en el sentido Ecuador-Perú, y 5% en el sentido inverso. Además, con esta nueva interconexión, los países realizarán TIE que cumplan con las reglas de mercado establecidas en la D816 y sus Reglamentos, consolidando de este modo las transacciones eléctricas bilaterales entre Colombia, Ecuador y Perú, y promoviendo el establecimiento de un mercado eléctrico subregional en el marco del MAERCP (¶1.8).
- 1.31 **Coordinación binacional para el desarrollo del proyecto.** Dentro de los planes de Ecuador y Perú para formalizar la ejecución de infraestructura de interconexión, anualmente se realizan encuentros presidenciales y gabinetes binacionales, en donde la agenda energética ha sido relevante confirmando la voluntad política para consolidar este proyecto. En febrero de 2022, los países se reunieron en Tumbes y ratificaron su apoyo para el programa de interconexión regional.
- 1.32 Para avanzar con el proceso de planificación, construcción y operación de la nueva interconexión, desde 2014 se creó el Grupo de Trabajo Técnico Binacional, que cuenta con representantes del sector eléctrico de ambos países, quienes periódicamente coordinan los estudios y actividades, y realizan el seguimiento conjunto de los hitos que permitan cumplir los compromisos binacionales. El Plan de Acción de Tumbes guía las acciones con las cuales los Gobiernos de Ecuador y Perú se comprometen a hacer el seguimiento de los temas binacionales, e

---

<sup>35</sup> Según los estudios binacionales, no es recomendable sobrepasar la capacidad de transmisión de 1.000MW mientras se opere con un único circuito, pues se generarían problemas de estabilidad y el riesgo a fallas masivas en los sistemas eléctricos. En el futuro, cuando la demanda lo permita y fuera del alcance de esta operación, se instalará el segundo circuito, pudiéndose acercar al aprovechamiento de los 1,732MVA de CN del primer circuito, más la capacidad adicional del segundo.

<sup>36</sup> CELEC-EP es beneficiario del préstamo [4845/OC-EC](#), que incluye estudios para la optimización del funcionamiento de la empresa.

incluye el compromiso de actualizar el cronograma conjunto para la ejecución del proyecto hasta la puesta en operación comercial.

- 1.33 **Innovación y digitalización.** La implementación de herramientas digitales puede contribuir a mejorar la administración y supervisión de proyectos de infraestructura e incrementar la digitalización en la región<sup>37</sup>. En obras de transmisión, la superposición de imágenes digitales en mapas georreferenciados, en combinación con el uso de drones, permiten simplificar<sup>38</sup> la gestión de cronogramas, datos técnicos y presupuestarios dentro de una plataforma digital que permite consultar el estado de avance de obras, mejorar el flujo de información y facilitar la identificación de problemas durante el ciclo de vida del proyecto, esto permite acceder mediante dispositivos móviles a información actualizada del avance en general, lo cual facilita la identificación de problemas para establecer planes de acción para su solución. Adicionalmente, permite compartir información con las partes interesadas, incluyendo niveles ejecutivos, operativos y la sociedad civil, contribuyendo a generar una mayor conciencia pública sobre el proyecto. En la etapa de construcción de este proyecto, Transelectric implementará un programa de innovación y digitalización para la supervisión remota de obras.
- 1.34 **Brechas de género, diversidad y Personas con Discapacidad (PcD) en el segmento de transmisión en Ecuador.** De acuerdo con el Instituto Nacional de Estadística y Censos, en Ecuador hay 816.156 PcD. Asimismo, las mujeres representan apenas el 28% de los empleados de los sectores electricidad, gas y agua<sup>39</sup>, lo cual muestra su escasa participación en los sectores de alta productividad. Transelectric, la UN responsable de la transmisión de energía y encargada de operar el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), tiene un total de 789 empleados, de los cuales únicamente 6 son PcD<sup>40</sup>. De este total de empleados, el 16% son mujeres y el 84% son hombres. El desbalance en la equidad de género se evidencia aún más en las áreas de trabajo eminentemente técnicas<sup>41</sup>, en donde las mujeres representan apenas un 5% del total de los empleados. Esta brecha es menos pronunciada en las áreas que prestan servicio para los procesos administrativos y de asesoría<sup>42</sup> (45% mujeres vs 55% hombres).
- 1.35 **Estrategia del país para el sector.** El [Plan Maestro de Electricidad 2018–2027](#) de Ecuador prioriza inversiones para garantizar el abastecimiento a través del desarrollo de recursos energéticos locales, priorizando la participación de las ER. En la expansión del SNT se consideran las inversiones necesarias para garantizar niveles adecuados de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio, incluyendo la construcción de la interconexión entre Ecuador y Perú en 500kV, especialmente para poder incrementar los intercambios de electricidad. Asimismo, como parte de la iniciativa SINEA, el desarrollo de esta interconexión es el primer proyecto en el marco de la Hoja de Ruta (§1.10). Por otra parte, en la Declaración Presidencial

<sup>37</sup> La supervisión de obras del sector eléctrico puede beneficiarse de programas de innovación y digitalización para automatizar procesos.

<sup>38</sup> [Serebrisky et al., 2017](#). Las herramientas digitales contribuyen a invertir y administrar mejor los proyectos de infraestructura, así como aumentar la productividad en la construcción de obras.

<sup>39</sup> BID, 2014. Sistema de información de mercados laborales y seguridad social.

<sup>40</sup> Según la Organización Internacional del Trabajo (OIT), la discapacidad puede ser una causa de pobreza debido a las limitadas oportunidades de desarrollo de habilidades y empleo que se le brinda a las PcD.

<sup>41</sup> Denominadas en la legislación laboral ecuatoriana como procesos agregadores de valor o sustantivos.

<sup>42</sup> Talento humano, bienes, compras, financiero, seguridad y salud laboral, comunicación, legal, entre otros.



de Trujillo, en 2017, los presidentes de Ecuador y Perú se comprometieron a mantener una estrecha coordinación con el objeto de establecer las acciones y requerimientos necesarios para implementar la infraestructura de transmisión en 500kV entre los dos países.

- 1.36 **Conocimiento del Banco sobre el sector y lecciones aprendidas.** El BID ha ejercido un rol clave como coordinador de iniciativas regionales como SIEPAC, SINEA, el Sistema de Integración Energética del Sur (SIESUR) y Arco Norte, en donde ha provisto soporte financiero y liderazgo técnico. El Banco fue el principal impulsor de los proyectos de interconexión eléctricas binacionales que comenzaron a cristalizar en la década de 1970 y, desde la década de 1990, liderando iniciativas como el SIEPAC. Poniendo en valor la experiencia, lecciones aprendidas y buenas prácticas logradas por el BID en el desarrollo del SIEPAC, en 2011 el Banco se erigió como Secretaría Técnica del SINEA, con lo cual se han logrado importantes avances en la armonización regulatoria y operativa entre los países participantes, disponiendo, además, de diversos estudios de factibilidad para interconexiones entre los países miembros.
- 1.37 Durante la última década el Banco ha apoyado el sector eléctrico ecuatoriano mediante la aprobación de 10 préstamos de inversión y dos préstamos basados en reformas de políticas, por un total de US\$1.818 millones. La cartera actualmente en ejecución consta de cinco préstamos de inversión en apoyo al sector y ha contribuido al mejoramiento del sector eléctrico en Ecuador en general, y en particular sobre temas de integración, en donde se destacan los préstamos: (i) 3167/OC-EC, que financió los estudios de anteproyecto y socioambientales de la interconexión Ecuador-Perú en 500kV; y (ii) 4343/OC-EC, que financia refuerzos en el SNT para mejorar las condiciones del sistema de transmisión para optimizar las interconexiones internacionales de Ecuador. Asimismo, el Banco ha desarrollado productos de conocimiento sobre descarbonización de sistemas eléctricos, tanto a escala regional, como en Ecuador y Perú<sup>43</sup>. La presente operación representa un hito de gran relevancia dentro de la estrategia desarrollada por el BID para lograr materializar intercambios y transferencias de electricidad, desde México, hasta los países del cono sur.
- 1.38 El diseño de la operación incorpora lecciones aprendidas y mejores prácticas en el acompañamiento del BID sobre iniciativas regionales, tanto de SIEPAC, como de SINEA<sup>44</sup>. En ese sentido, cabe destacar la importancia de contar con: (i) voluntad y respaldo político para profundizar en la integración energética, fortaleciendo a las instituciones que lideran el desarrollo del proceso y promoviendo la coordinación entre las mismas; y (ii) un marco normativo y regulatorio armonizado en base al cual se ponga en funcionamiento el mercado, así como el entendimiento común del mismo por parte de las instituciones y agentes participantes. La voluntad política de los países integrantes de SINEA se ha traducido en acuerdos de integración eléctrica y declaraciones de su Consejo de Ministros y de las delegaciones binacionales de los países miembros de la iniciativa, materializándose en la D816 y sus Reglamentos.

<sup>43</sup> En Ecuador, el BID trabajó con la Escuela Politécnica Nacional, como parte del proyecto [DDPLAC](#), ATN/MC-16271-RG, mientras que en Perú lo hizo con la Universidad de Costa Rica y la Universidad del Pacífico, ATN/FR-18228-RG. Ver pie de página 2 y 32.

<sup>44</sup> Estudios de Armonización Regulatoria y Planificación de la Infraestructura para la Región Andina (BID, 2015); Integración eléctrica centroamericana (BID, 2017); La Red del Futuro (BID, 2017); Interconexión SINEA-Cono Sur – Sistemas Existentes y Beneficios Potenciales (2017).

- 1.39 **Estrategia de País del Grupo BID con Ecuador (EBP) 2022-2025.** El programa está alineado con la [EBP 2022-2025](#) (GN-3103-1) al contribuir con el Área Prioritaria I. Desarrollo del sector productivo como motor del crecimiento sostenible, propiciando la seguridad energética y suministro eléctrico a precios competitivos, además fomentando el acceso a los mercados de exportación, fortaleciendo la integración eléctrica de Ecuador con Perú y eventualmente con la región andina; y también contribuye con el Área prioritaria III. Fortalecimiento del progreso social, con énfasis en género, al mejorar la gestión y calidad de los servicios sociales, al expandir infraestructura eléctrica que permite robustecer el SEL, que es indispensable para el desarrollo especialmente de los sectores y grupos más vulnerables. El proyecto se encuentra incluido en el Anexo III del Informe sobre el Programa de Operaciones 2022 (GN-3087).
- 1.40 **Alineación Estratégica.** El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2020-2023 (AB-3190-2) y se alinea con los desafíos de desarrollo: (i) Productividad e Innovación, al fortalecer el suministro eléctrico en condiciones que promuevan la competitividad, dado que la existencia de un proyecto de interconexión con Perú permitirá mejorar la confiabilidad en las transferencias de electricidad entre los países y al propiciar el incremento en el uso de tecnologías digitales en la supervisión de obras de infraestructura eléctrica; y (ii) Integración Económica, al apoyar el desarrollo de infraestructura que permita incrementar los intercambios regionales de electricidad, facilitando el crecimiento en las transacciones regionales de energía. El proyecto también se alinea con las áreas transversales de: (i) Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental, al permitir aumentar la generación con fuentes de ER; e (ii) Igualdad de Género y Diversidad, al incluir acciones concretas que permitan integrar a más mujeres en áreas técnicas y PcD en el ámbito administrativo y así promover el cierre de brechas en la empresa. El programa contribuye con el Marco de Resultados Corporativos 2020-2023 (GN-2727-12) al contar con indicadores de cambio climático y sostenibilidad ambiental, mediante el indicador de resultado de desarrollo de los países “Valor de las inversiones en infraestructura resiliente y de bajo carbono”; y al contar con indicadores relacionados con integración económica: “Acuerdos de integración e iniciativas de cooperación a nivel regional respaldados” y “Volumen de comercio internacional respaldado”. El 91,9% de los recursos de la operación se invierten en actividades de mitigación al cambio climático, según la [metodología conjunta de los BMD de estimación de financiamiento climático](#). Estos recursos contribuyen a la meta de financiamiento climático del BID, de 30% del volumen de aprobaciones anualmente.
- 1.41 El programa se alinea con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-8), al promover la sostenibilidad de la matriz energética a través del aprovechamiento de ER; y es consistente con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), a través de: (i) apoyo a la construcción y el mantenimiento de una infraestructura social y ambientalmente sostenible; y (ii) mejoras continuas en la gobernanza del sector incrementando la eficiencia en la provisión de servicios de infraestructura; al financiar la expansión y refuerzo del SNT que contribuye a satisfacer la demanda proyectada, y a mejorar los intercambios de energía de la región andina. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-8), mediante la promoción de infraestructura para aprovechar la utilización complementaria de sistemas de ER. Es consistente con la Estrategia integrada de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático y de Energía Sostenible

y Renovable (GN-2609-1), por medio del desarrollo de infraestructura orientada a dar una mejor utilización de los recursos energéticos de ambos países, al reconocer y así buscar la mitigación de los efectos del cambio climático. La operación está alineada con el Marco Sectorial de Género y Diversidad (GN-2800-8), al promover la igualdad de género y diversidad para el empoderamiento de las mujeres y PcD; y del Plan de acción de Género (GN-2531-19).

- 1.42 **Acciones de género y diversidad en la operación.** La promoción de la igualdad de género en el entorno institucional fortalece el capital humano y mejora la calidad de los procesos de gestión<sup>45</sup>. En cuanto a PcD, la Organización Internacional del Trabajo (OIT) estima que su exclusión del mercado laboral puede costar a los países entre el 1% y el 7% del Producto Interno Bruto<sup>46</sup>. Aprovechando el esfuerzo que el MEM realiza mediante el desarrollo de la Estrategia de Equidad de Género para el Sector Eléctrico<sup>47</sup>, Transelectric implementará la primera etapa del Plan de Acción de Género y Diversidad (PAGD) para el segmento de transmisión, en el cual se apoyarán actividades destinadas a cerrar las brechas existentes, con énfasis en el área operativa y administrativa, tales como: (i) programas de entrenamiento en áreas técnicas para mujeres en alianza con institutos de formación del Estado, buscando aumentar la cantidad de posibles candidatas para realizar trabajos técnicos; (ii) pasantías para mujeres cursando carreras técnicas, para promover su interés en el sector de energía y lo consideren como posibilidad profesional; (iii) campaña de comunicación para integrar más mujeres en las áreas técnicas de Transelectric; y (iv) estrategia y definición de acciones para la inclusión de PcD en la empresa, lo cual proporcionará a Transelectric una guía para crear los incentivos, política, procedimientos e infraestructura adecuada para incorporar a las PcD como parte de su fuerza laboral.
- 1.43 **Efectos en empleo local.** Durante la construcción del proyecto se espera un impacto positivo en materia de generación de empleo, efecto demostrado por experiencias en proyectos de infraestructura<sup>48</sup> en donde, al examinar los sistemas de transmisión de 500kV construidos en Ecuador, se observa que el porcentaje de contenido local, incluyendo bienes, servicios y mano de obra, ha sido del orden del 30%. Se prevén oportunidades de empleo local en mano de obra calificada y no calificada durante la etapa de construcción de las obras civiles, además del montaje de equipos y tendido de los conductores, y en provisión de materiales y equipamiento de fabricación nacional.
- 1.44 **Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP).** Se realizó un [análisis del cumplimiento de la PSP \(GN-2716-6\)](#). El programa cumple con las condiciones de: (i) sostenibilidad financiera, con base en: (a) la reducción sostenida de los costos de generación; (b) la modernización de los sistemas de operación; y (c) la incorporación de los costos de operación y mantenimiento de los proyectos

<sup>45</sup> [Boston Consulting Group, 2018. Women in Energy.](#)

<sup>46</sup> OIT, 2022. [Disability.](#)

<sup>47</sup> Financiada bajo el programa [4343/OC-EC](#), incluirá el desarrollo de un PAGD a ser ejecutado por etapas, con actividades y programas diferenciados en los segmentos de distribución y transmisión, y áreas administrativas y gerenciales del ente rector del sector eléctrico. Adicionalmente, incluirá acciones necesarias para guiar a las empresas del sector a realizar las adaptaciones necesarias que permitan asegurar que las PcD reciban el mismo nivel, calidad y participación de oportunidades laborales.

<sup>48</sup> Pastor et al., 2020. [El potencial de la inversión de infraestructura para impulsar el empleo en América Latina y el Caribe.](#)



incluidos en el programa, en el presupuesto de las empresas a cargo de su operación; y (ii) evaluación económica, dado que el proyecto a financiar responde a un riguroso análisis de viabilidad económica-financiera y técnica.

## **B. Objetivos, Componentes y Costo**

1.45 **Objetivo.** El objetivo general del programa es fortalecer la integración energética regional, impulsando el desarrollo sostenible del sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) robustecer la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú; y (ii) incrementar las transacciones eléctricas entre Ecuador y Perú. Los componentes propuestos son:

1.46 **Componente I: Infraestructura eléctrica regional (US\$251.840.000).** Las obras a financiar consisten en:

- (i) ampliación de la SE Chorrillos, punto de partida del nuevo sistema de interconexión, en donde se incluye: (a) instalación de bahías de línea y de reactores en 500kV, así como protecciones principales y de respaldo, además de sistemas de automatización y control; y (b) obras civiles, que comprenden las cimentaciones para los pórticos de las bahías y para los soportes de equipos y aisladores, así como para las bases de los reactores.
- (ii) construcción de la nueva SE Pasaje, que, además de contribuir con la interconexión, reforzará el sistema de transmisión de 230kV de Ecuador, en donde se incluye: (a) transformadores, reactores, protecciones y sistemas de automatización y control; (b) bahías de transformación, línea y reactores preparadas para dos circuitos; (c) obras civiles, incluyendo terraplén, drenaje, urbanización, edificio de control, casetas, así como todos los cimientos necesarios para el montaje de pórticos, equipos eléctricos y de protección; y (d) seccionamiento de dos tramos de LT de aproximadamente 0,7km y 0,9km en 230kV, entre SE Pasaje y el SNT.
- (iii) construcción de la LT entre SE Chorrillos y SE Pasaje, de longitud aproximada de 205km con estructuras metálicas preparadas para doble terna, con el montaje inicial de un circuito con cable conductor ACAR 750 de CN de 1.500MVA en 500kV, franja de servidumbre de 60 metros, aisladores y cables de guarda.
- (iv) construcción de la LT entre SE Pasaje y frontera con Perú, de aproximadamente 74,8km, estructuras metálicas preparadas para doble terna, con el montaje inicial de un circuito con cable ACAR 800 de CN de 1.500MVA en 500kV, franja de servidumbre de 60 metros, aisladores y cables de guarda.

1.47 **Componente II: Fortalecimiento institucional, digitalización, estudios y cumplimiento de salvaguardas socioambientales (US\$6.780.000).** Este componente se divide en los siguientes subcomponentes:

1.48 **Subcomponente 2.1. Fortalecimiento Institucional (US\$780.000).** Se financiarán las siguientes actividades: (i) programa de estudios para la integración del Ecuador en el MAER, en donde se incluyen estudios y actividades de capacitación relacionadas con los compromisos de Transelectric, para el cumplimiento de los Reglamentos de la D816 (§1.8); (ii) programa de innovación y digitalización en la supervisión de obras, que consiste en la compra del

equipamiento, sistemas y *software* informáticos para la adquisición, procesamiento, almacenamiento y distribución de datos para la gestión remota en la etapa de construcción de la obra de interconexión (§1.33); y (iii) PAGD en el segmento de transmisión en el sector eléctrico (§1.42), que incluirá actividades que permitan, tanto cerrar la brecha de género, como mejorar las condiciones de PcD en los equipos operativos y administrativos de Transelectric (§1.34).

- 1.49 **Subcomponente 2.2. Programa de Gestión Socioambiental (US\$6.000.000).** Incluye recursos para el cumplimiento de los Planes de Gestión Ambiental y Social (PGAS) y el Plan de Reasentamiento y Restitución de Activos (PRRA).
- 1.50 **Administración y monitoreo (US\$5.000.000).** Se financiarán los gastos administrativos relacionados con la Unidad de Gestión del Proyecto (UGP), las evaluaciones y auditorías del programa, así como gastos asociados a la supervisión de la construcción del proyecto. Se incluye, además, un monto de imprevistos.

### C. Indicadores Clave de Resultados

- 1.51 Con la implementación del programa se espera incrementar la participación de las transacciones eléctricas en el flujo comercial total entre Ecuador y Perú, así como aumentar la participación de ER, contribuyendo a la sostenibilidad del sector eléctrico, con una perspectiva de largo plazo. A nivel de resultados, se espera contribuir con: (i) robustecer la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú, al aumentar la cantidad de sistemas de transmisión operando régimen sincrónico e incrementar la capacidad de transmisión entre los países; y (ii) incrementar las transacciones eléctricas entre Ecuador y Perú, aumentando la cantidad de electricidad comercializada entre los países. Para mayor detalle ver Tabla 1.

**Tabla 1. Indicadores de Impacto y Resultados**

<b>Impacto</b>	<b>Indicador</b>
Aumento de la importancia de las transacciones eléctricas en el flujo comercial entre Ecuador y Perú	Intercambio eléctrico sobre el total del intercambio comercial entre Ecuador y Perú
Mayor participación de ER en la matriz eléctrica de Ecuador para contribuir a su sostenibilidad	Porcentaje de la generación de electricidad en Ecuador a partir de ER
<b>Resultado</b>	<b>Indicador</b>
<b>Objetivo Específico de Desarrollo 1: Robustecer la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú.</b>	
Operación sincrónica de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú en funcionamiento	Operación en régimen sincrónico de las interconexiones eléctricas entre Ecuador y Perú
Capacidad de transmisión eléctrica disponible entre Ecuador y Perú incrementada	Capacidad de transmisión disponible entre los dos países
<b>Objetivo Específico de Desarrollo 2: Incrementar las transacciones eléctricas entre Ecuador y Perú.</b>	
Intercambios de energía eléctrica entre Ecuador y Perú incrementados	Energía eléctrica comercializada entre los dos países

- 1.52 Los principales beneficiarios del proyecto serán los usuarios de los sistemas eléctricos de ambos países.
- 1.53 **Análisis económico.** El [análisis de viabilidad económica](#) se realizó para las obras que comprenden el tramo ecuatoriano, incluyendo: (i) la ampliación de SE Chorrillos; (ii) la construcción de SE Pasaje; y (iii) las LT entre SE Chorrillos y la frontera con Perú. Para el análisis se utilizaron distintos supuestos, incluyendo el

crecimiento de la demanda y el cronograma de entrada de nuevas plantas de generación. El resultado del análisis, considerando los costos y beneficios para Ecuador, resultó en una Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) del 33,2% y un Valor Actual Neto Económico (VANE) de US\$271.300.000. Además, se realizó un análisis integral de las obras incluyendo las inversiones en Perú, considerando los costos y beneficios de ambos tramos en forma conjunta, cuyos resultados fueron una TIRE del 30,3% y un VANE de US\$381.000.000. Se realizó un análisis de sensibilidad, que generó resultados positivos, variando los principales parámetros del estudio, entre otros: (i) incremento en el costo de las inversiones; (ii) retraso en el inicio de operación comercial; y (iii) menor crecimiento de la demanda.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 **Costo y financiamiento.** El costo estimado del programa es de US\$263.620.000, de los cuales US\$125.000.000 serán financiados por el Banco con recursos de Capital Ordinario (CO), US\$125.000.000 corresponden a financiamiento conjunto a ser provisto por el Banco Europeo de Inversiones (BEI)<sup>49</sup> y US\$13.620.000 de contrapartida local, a ser provista por CELEC-EP. El proyecto está estructurado como un préstamo de inversión de obras específicas, según detallado en (¶1.46), para lo cual Transelectric está finalizado el diseño definitivo en el cuarto trimestre de 2022.

**Tabla 2. Costos estimados del Programa (US\$ millones)**

Componentes	BID	BEI	Local	Total	%
Componente I. Infraestructura eléctrica regional	113,22	125,00	13,62	251,84	95,53
Componente II. Fortalecimiento institucional, digitalización, estudios y cumplimiento de salvaguardas socioambientales	6,78	0	0	6,78	2,57
Subcomponente 2.1. Fortalecimiento Institucional	0,78	0	0	0,78	0,29
Subcomponente 2.2. Programa de Gestión Socioambiental	6,00	0	0	6,00	2,28
Administración y monitoreo	5,00	0	0	5,00	1,90
<b>Total</b>	<b>125,00</b>	<b>125,00</b>	<b>13,62</b>	<b>263,62</b>	<b>100</b>

- 2.2 **Período de desembolso.** Los recursos serán desembolsados combinando el financiamiento del BID y BEI en cinco años, de acuerdo con el cronograma de desembolsos de la Tabla 3. El plazo de desembolsos considera la experiencia y lecciones aprendidas de los proyectos de transmisión implementados en Ecuador.

**Tabla 3. Proyección de Desembolsos (miles de US\$)**

Fuente	Presupuesto	2023	2024	2025	2026	2027
BID (CO)	125.000	31.496	60.012	23.529	5.726	4.237
BEI	125.000	33.339	62.049	21.656	4.622	3.334
<b>Total</b>	<b>250.000</b>	<b>64.835</b>	<b>122.061</b>	<b>45.185</b>	<b>10.348</b>	<b>7.571</b>
<b>%</b>	<b>100</b>	<b>26</b>	<b>49</b>	<b>18</b>	<b>4</b>	<b>3</b>

<sup>49</sup> El 5 de febrero de 2021, el BEI recibió una solicitud del Ministerio de Economía y Finanzas de Ecuador para completar el financiamiento del proyecto. La aprobación por parte del directorio de BEI está prevista en el primer trimestre de 2023. Se requieren los recursos de BEI para permitir que el programa alcance los objetivos propuestos.

## **B. Riesgos Ambientales y Sociales**

- 2.3 **Aspectos ambientales y sociales.** De conformidad con la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardas (OP-703)<sup>50</sup>, la operación fue clasificada con Categoría “A”, debido a que causará impactos ambientales y sociales negativos típicos de una LT en alta tensión para los cuales se desarrollarán medidas de prevención, mitigación y compensación efectivas y factibles de implementar. Los principales impactos y riesgos están asociados con la adquisición de tierras para las nuevas SE, el establecimiento de servidumbres y afectaciones relacionadas con el derecho de vía en toda la longitud de la LT y la construcción de torres. La adquisición de predios generará desplazamiento físico y afectación a medios de vida en zonas rurales por el establecimiento de servidumbres que restrinjan el uso de terrenos agrícolas. Cabe señalar que la ampliación de la SE Chorrillos se realizará dentro del predio donde se ubica actualmente. En el caso de la construcción de la SE Pasaje será necesaria la adquisición de un predio. Igualmente, se identificaron hábitats naturales críticos que podrían ser afectados por el proyecto, por lo cual se han establecido requisitos para el diseño, construcción y operación del proyecto en concordancia con la priorización de los hábitats. Se han establecido variantes en el trazado para evitar tres áreas de hábitats naturales críticos de alta prioridad. No se han identificado comunidades indígenas en el área del proyecto. En el censo realizado para el PRAA en el 2021 se han identificado unos pocos casos (7) de desplazamiento físico de viviendas. Posteriormente, entre el 2021 y 2022 se han incluido algunas variantes en el trazado final de la LT para: (i) respetar acuerdos con productores bananeros y azucareros a fin de disminuir impactos en sus áreas de cultivos; (ii) responder a problemas geológicos y estabilidad de los sitios de torres; y (iii) evitar o minimizar impactos en hábitats naturales críticos. Como parte de las cláusulas contractuales se establece la actualización del ESIA/PGAS y PRAA (incluyendo nuevas rondas de consultas) en base al trazado final.
- 2.4 Entre el 14 y 18 de diciembre de 2020 se realizó la primera ronda de consultas significativas y entre el 3 y 9 de marzo de 2021 la segunda. Consistieron en una combinación de sesiones virtuales (6 en cada ronda) y presenciales (15 en la primera y 23 en la segunda). Las presenciales brindaban un local al que las personas podían asistir y conectarse a las sesiones virtuales, cumpliendo los protocolos de bioseguridad nacionales. Se contó con la participación de 210 personas en la primera y 270 en la segunda entre participación virtual y presencial. Las principales preocupaciones de los participantes se refieren a: (i) la compensación de las afectaciones por imposición de la servidumbre de la LT; (ii) el relacionamiento durante la elaboración del PRRA; (iii) las previsiones para la contratación de mano de obra local; y (iv) el acceso a mecanismos para canalizar posibles reclamos. Entre el 15 y 20 de marzo se realizaron 13 reuniones presenciales sobre el PRAA como parte de la segunda ronda de consultas en las que participaron 228 afectados. Se cuenta con la EIAS y PGAS y un estudio complementario de hábitats naturales críticos de la LT y la SE Pasaje, el Análisis Ambiental y Social (AAS) y PGAS para la ampliación de la SE Chorrillos y el PRRA. Las versiones finales de todos [los documentos \(EIAS/PGAS, AAS/PGAS y PRRA\) y los tres informes de consulta](#) fueron publicados conforme las políticas del Banco.

---

<sup>50</sup> La elegibilidad de esta operación se otorgó antes de la entrada en vigencia del nuevo Marco de Política Ambiental y Social del BID.

### **C. Riesgos Fiduciarios**

- 2.5 El BID realizó la Plataforma para el Análisis de la Capacidad Institucional (PACI) en enero de 2021, y se confirmó que CELEC tiene capacidad con grado de desarrollo satisfactorio para la ejecución del proyecto, sin haberse identificado riesgos en la gestión financiera o de adquisiciones.

### **D. Otros Riesgos y Temas Clave**

- 2.6 Durante la etapa de preparación del proyecto se determinaron los siguientes riesgos:
- i. Los riesgos altos consisten en: (i) planificación: retraso en la firma del contrato de préstamo; del contrato de garantía soberana y del cofinanciamiento a ser provisto por BEI. Se mitigará brindando apoyo a los equipos en el seguimiento de los trámites especialmente para la firma de los contratos de préstamo y emisión de garantía soberana y la inclusión de una condición previa al primer desembolso; (ii) estructura organizativa: vacíos de información debido a la eventual rotación de personal interno, que se mitigará con actividades de socialización del proyecto en contenido, avance y planes a las autoridades y áreas de la empresa involucradas en la ejecución; y (iii) planificación: eventual incumplimiento y atrasos en la gestión de las salvaguardas ambientales y sociales del Banco, que incluye como medidas de mitigación el apoyo del Banco en el seguimiento y monitoreo continuo para asegurar el cumplimiento de las políticas del Banco, y la inclusión de un especialista social y un especialista ambiental en la UGP.
  - ii. Se han identificado como riesgos medio - altos: (i) político: eventual cambio en las posturas y la política de integración energética de los Gobiernos de Ecuador y Perú; para mitigar este riesgo se socializará el proyecto en contenido, avance y planes a todas las instituciones relacionadas, incluyendo informes durante las reuniones del comité técnico binacional, y del comité de ministros y viceministros de SINEA; y (ii) estructura organizativa: la insuficiencia de recursos humanos para la conformación de la UGP en Transelectric; como medida de mitigación se identificará personal interno actual en el Organismo Ejecutor (OE) que pueda apoyar la gestión del proyecto, además de la asignación de recursos del préstamo para la contratación de expertos de la UGP.
- 2.7 La sostenibilidad en el mediano y largo plazo de las inversiones está garantizada, desde el punto de vista de resiliencia, con la inclusión de especificaciones técnicas que permitan incorporar infraestructura resiliente, y desde el punto de vista financiero, con la remuneración por cargos de transmisión que recibirá el Prestatario con base en las regulaciones vigentes para los proyectos de LT, y los costos de operación y mantenimiento estarán incluidos en el presupuesto anual de Transelectric. Adicionalmente, el OE deberá presentar al Banco el plan de mantenimiento anual.
- 2.8 En cuanto a la sostenibilidad de los impactos del Proyecto vinculados a las ER, se anticipa la continuidad de los flujos de energía proveniente ER de Ecuador hacia Perú. Sin embargo, en el sentido inverso, aunque los intercambios obedecen a excedentes disponibles de generación, la mayor capacidad de transmisión entre ambos países podría afectar, en el largo plazo, el crecimiento de la capacidad de generación con ER en Perú. Tomando en cuenta los PEG de los países (§1.23),

en donde se prevé el crecimiento en la generación a partir de fuentes de ER, el BID reforzará, en su diálogo de políticas con ambos países, la continuidad del desarrollo de las ER.

- 2.9 Durante la preparación de esta operación el Gobierno de Perú avanzó en la licitación del tramo peruano, por lo cual, dada la experiencia de Perú en el desarrollo de proyectos de transmisión eléctrica con participación privada, los riesgos asociados a retrasos en el avance de la obra de interconexión se han mitigado, considerando el estado actual del proceso (§1.29).

### III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

#### A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 **Prestatario, garante y OE.** El Prestatario será CELEC EP, con Transelectric como OE. El Garante de esta operación será la República del Ecuador.
- 3.2 **Esquema de Ejecución.** El OE se encargará de: (i) licitación, contratación, administración de la ejecución y supervisión de las obras; (ii) contratación de estudios y el fortalecimiento institucional y de viabilidad socioambiental; y (iii) gestión, seguimiento y monitoreo, para lo cual se establecerá una UGP coordinada por Transelectric y quien podrá ser financiada con recursos del préstamo, siguiendo el mismo esquema implementado en operaciones previas, a fin de aprovechar la experiencia del OE con procedimientos y políticas del Banco.
- 3.3 **Serán condiciones previas al primer desembolso del financiamiento que el Prestatario haya presentado evidencia al Banco de que:** (i) el **Manual Operativo del Programa (EEO#4)** haya sido aprobado y entrado en vigencia en los términos previamente acordados con el Banco, el cual deberá incluir, entre otros elementos, los requerimientos ambientales y sociales e incorporar como anexo el Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) de la Línea de Transmisión (LT) y la construcción de la Subestación Eléctrica (SE) Pasaje, el PGAS de la ampliación de la SE Chorrillos y el Plan de Reasentamiento y Restitución de Activos. Esta condición se incluye para establecer la estructura, directrices y procedimientos a seguir por el OE que permitan la ejecución de la operación de forma eficiente; (ii) **se haya creado la Unidad de Gestión del Programa y se hayan realizado las designaciones y/o contrataciones de su personal clave mínimo necesario incluidos, un coordinador general, un especialista de adquisiciones, un especialista financiero, un especialista en monitoreo y evaluación, un especialista social y un especialista ambiental.** Esta condición es necesaria para iniciar, de forma temprana, la adecuada gestión del préstamo, lo que permitirá una exitosa ejecución del Proyecto; y (iii) **se ha firmado el contrato de financiamiento conjunto con el BEI.** Esta condición se incluye, dado que el financiamiento de la operación es conjunto, y complementará la ejecución del programa.
- 3.4 **Condiciones contractuales especiales de ejecución.** Serán: (i) previo al lanzamiento de las licitaciones del Componente I, el Prestatario deberá contar con la documentación que permita iniciar el proceso de certificación de fondos de dichos procesos. Esta condición se incluye dado que las obras de dicho Componente se financian de manera conjunta entre los dos financiamientos; (ii) previo al uso de los recursos de cada producto incluido en el subcomponente 2.1, el Prestatario deberá presentar, para no-objeción del Banco, el plan de

inversiones y cronograma de ejecución, en donde se identifique el alcance final de las actividades a realizar. Esta condición se incluye, dado que los programas del subcomponente 2.1 están actualmente en preparación por el OE y se finalizarán al contar con los Reglamentos de la D816; y (iii) ver las condiciones contractuales especiales de ejecución de carácter ambiental y social en el Anexo B del Informe de Gestión Ambiental y Social ([EER#3](#)).

- 3.5 **Adquisiciones.** Las adquisiciones financiadas total o parcialmente con recursos del Banco serán realizadas de conformidad con las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco (GN-2349-15) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco (GN-2350-15) o las que se encuentren vigentes durante el momento de la ejecución y en cualquier caso el Prestatario acuerde por escrito su aplicación. De otra parte, se tiene previsto que el Banco y el BEI suscriban un Acuerdo Específico de Proyecto en virtud del Acuerdo de Confianza Mutua para las Adquisiciones suscrito en abril 2022 entre el Banco y el BEI que abarcará aspectos relacionados a la gestión de adquisiciones.
- 3.6 **Excepciones a la Política del Banco.** El equipo de proyecto solicita las siguientes excepciones parciales: (i) a la Política de Garantías (OP-303), con relación a la provisión por parte de la Republica del Ecuador de garantizar las obligaciones de contrapartida y de hacer. La excepción parcial, vinculada con garantizar la oportuna contribución del aporte local, tiene como justificación y respaldo la solidez financiera y jurídica de CELEC-EP, según se muestra en sus últimos ejercicios fiscales y a la robustez de su situación financiera proyectada. De conformidad con el Código de Planificación y Finanzas Públicas (CPFP), a CELEC-EP, como empresa pública del Estado y en su calidad de contratante de da deuda, le corresponde ejecutar los proyectos que se financian con esos recursos y goza de una estabilidad legal que permite garantizar seguridad jurídica a largo plazo en las operaciones de la empresa y mantiene su autonomía administrativa, financiera, económica y de gestión, cumpliendo la Constitución de la República y la Ley Orgánica de Empresas Públicas. Adicionalmente, de conformidad con el propio CPFP, el Estado Central otorgará la garantía soberana a favor de las entidades y organismos del sector público, una vez se verifique el cumplimiento de los requisitos legales; y (ii) a la Política para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el Banco (GN-2349-15), dada la participación del BEI como cofinanciador de esta operación, y considerando que se aplicarán las políticas de adquisiciones del Banco en todos los procesos de adquisiciones, toda vez que el Banco asuma la posición de liderazgo en el apoyo a la ejecución y el seguimiento de las actividades de adquisiciones previstas en el programa, con el fin de que proveedores, contratistas y bienes originarios de países no miembros del Banco, puedan participar en los procesos adquisición y contratación que sean cofinanciados con recursos del BEI en el marco del acuerdo de confianza mutua para las adquisiciones suscrito en abril de 2022 entre el BEI<sup>51</sup>.

---

<sup>51</sup> "Procedural Framework between the European Investment Bank and the Inter-American Development Bank in respect of mutual reliance in procurement for jointly co-financed public sector projects in common countries of operations" de abril 2022 (Acuerdo BEI-BID). Según lo dispuesto en el párrafo 5.1 de dicho Acuerdo BEI-BID, los proyectos a ser cofinanciados por el BEI y el Banco no estarán sujetos a restricciones de elegibilidad basadas en el país de origen de las firmas o individuos a ser contratados o de los bienes a ser adquiridos, en la medida en que el Directorio Ejecutivo del Banco así lo autorice al momento de la aprobación de cada operación).



- 3.7 **Desembolsos y anticipos de fondos.** Los desembolsos se realizarán mediante anticipo de fondos, de acuerdo con las necesidades de liquidez del Proyecto derivadas del Plan Operativo Anual y Plan de Adquisiciones. La programación de necesidades de efectivo tendrá un horizonte móvil de 12 meses y los anticipos cubrirán las necesidades de liquidez hasta por seis meses, que incluye el tiempo previsto de reportes de CELEC-EP. A solicitud del prestatario, también se podrán realizar pagos directos a proveedores o reembolsos de gastos.
- 3.8 **Financiamiento retroactivo.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por la suma de US\$6.250.000 (5% del monto propuesto del préstamo), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por la suma de US\$681.000 (5% del monto del aporte local), eventuales avances en gastos elegibles efectuados por el Prestatario antes de la fecha de aprobación del préstamo, tales como avances de obras del Componente I, estudios del Componente II y gastos administrativos para la conformación de la UGP, siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 15 de enero de 2020, fecha de aprobación del Perfil de Proyecto, pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.
- 3.9 **Auditorías.** Se solicitarán estados financieros del proyecto de forma anual. La auditoría externa del proyecto será provista por una firma de auditores externos aceptable para el BID, que podrá ser contratada con cargo a los recursos de del préstamo y sobre la base de términos de referencia acordados entre el BID y el OE.

## **B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados**

- 3.10 **Arreglos de monitoreo.** El monitoreo del proyecto se realizará siguiendo los indicadores y metas establecidas en la Matriz de Resultados y en el Plan de Monitoreo y Evaluación (PME).
- 3.11 El Banco realizará visitas técnicas semestrales al OE para revisar el avance de obras y hacer los ajustes que se deriven de su ejecución. Se harán visitas de supervisión fiduciaria anuales. Se enviarán al Banco informes semestrales de avance de ejecución, que incluirá el informe de monitoreo y progreso (ver [EER#2](#)).
- 3.12 **Arreglos para la evaluación del programa.** La evaluación del programa incluye una evaluación intermedia y una final, financiadas con recursos del préstamo. La evaluación intermedia deberá estar contratada por el OE en un plazo máximo de 30 meses a partir de la entrada en vigencia del contrato de préstamo. La evaluación final deberá estar contratada por el OE en el momento de solicitar el último desembolso de los recursos del préstamo. La evaluación final determinará el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados, incluirá un análisis costo-beneficio expost, y deberá ser presentada antes del cierre financiero de la operación. Los términos de referencia de ambas evaluaciones deberán contar con la no-objeción del Banco.



Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		RG-L1140
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Prioridades Estratégicas del Grupo BID e Indicadores del CRF		
Retos Regionales y Temas Transversales	-Productividad e Innovación -Integración Económica -Equidad de Género y Diversidad -Cambio Climático	
Nivel 2 del CRF: Contribuciones del Grupo BID a los Resultados de Desarrollo	-Volumen de comercio internacional respaldado (\$) -Acuerdos de integración e iniciativas de cooperación a nivel regional respaldados (#)	
2. Objetivos de desarrollo del país		
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-3103	(i) Expandir cobertura y calidad de la infraestructura física y tecnológica; (ii) Reducir la precariedad en el empleo; y (iii) Mejorar el acceso y cobertura a los servicios sociales y básicos
Matriz de resultados del programa de país	GN-3087	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2022.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
II. Development Outcomes - Evaluability		Evaluable
3. Evaluación basada en pruebas y solución		10.0
3.1 Diagnóstico del Programa		2.5
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		3.5
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		4.0
4. Análisis económico ex ante		10.0
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, o resultados clave identificados para ACE		1.5
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados		3.0
4.3 Supuestos Razonables		2.5
4.4 Análisis de Sensibilidad		2.0
4.5 Consistencia con la matriz de resultados		1.0
5. Evaluación y seguimiento		8.8
5.1 Mecanismos de Monitoreo		4.0
5.2 Plan de Evaluación		4.8
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad		Medio Bajo
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales		A
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Si	Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes.  Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información.
No-Fiduciarios		
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:		
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto	Sí	Se aprobó la CT EC-T1438, para financiar actividades que permitieran realizar los análisis económico y socioambiental del proyecto.

El objetivo general es fortalecer la integración energética regional. Los objetivos específicos son: (i) robustecer la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú; y (ii) incrementar las transacciones eléctricas entre Ecuador y Perú.

La lógica vertical y la matriz de resultados del proyecto son sólidas. Las intervenciones son consistentes con el diagnóstico y los resultados esperados.

El análisis económico ex ante de la intervención es apropiado y se llevó a cabo bajo supuestos razonables. El resultado del análisis, considerando los costos y beneficios para Ecuador, resultó en una Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) del 33,2% y un Valor Actual Neto Económico (VANE) de US\$271.300.000. Además, se realizó un análisis integral de las obras incluyendo las inversiones en Perú, considerando los costos y beneficios de ambos tramos en forma conjunta, cuyos resultados fueron una TIRE del 30,3% y un VANE de US\$381.000.000. Se realizó un análisis de sensibilidad, que generó resultados positivos, variando los principales parámetros del estudio, entre otros: (i) incremento en el costo de las inversiones; (ii) retraso en el inicio de operación comercial; y (iii) menor crecimiento de la demanda

El plan de evaluación propone realizar un análisis costo-beneficio ex post que está bien presentado y desarrollado.

### Matriz de Resultados

<b>Objetivo del Proyecto:</b>	El objetivo general del programa es fortalecer la integración energética regional, impulsando el desarrollo sostenible del sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) robustecer la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú; y (ii) incrementar las transacciones eléctricas entre Ecuador y Perú.
-------------------------------	---

### Objetivo General de Desarrollo

Indicadores	Unidad de medida	Valor de Línea de Base	Año Línea de Base	Año esperado para el Logro	Meta	Medios de verificación	Comentarios
<b>Objetivo General de desarrollo: Fortalecer la integración energética regional, impulsando el desarrollo sostenible del sector eléctrico.</b>							
Intercambio eléctrico sobre el total del intercambio comercial entre Ecuador y Perú	%	0,07	Promedio 2015-2019	2027	2,96	Informe de evaluación final, conforme a datos del Banco Central del Ecuador y Agencia Regulación y Control	La meta propuesta considera el 2027 como el primer año completo de operación del proyecto.
Porcentaje de la generación de electricidad en Ecuador a partir de energías renovables	%	90	2019	2027	99	Informe de CENACE Operador Nacional de Electricidad.	

### Objetivos de Desarrollo Específicos

Indicadores	Unidad de Medida	Valor Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Fin del Proyecto	Medios de Verificación	Comentarios
Objetivo Específico de Desarrollo 1: Robustecer la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú.											Las metas propuestas consideran el 2027 como el primer año completo de operación del proyecto.
Operación en régimen sincrónico de las interconexiones eléctricas entre Ecuador y Perú	# interconexiones	0	2021	0	0	0	0	1	1	Informe de operaciones internacionales de CENACE	
Capacidad de transmisión disponible entre los dos países	MW	80	2021	80	80	80	80	680	680		
Objetivo Específico de Desarrollo 2: Incrementar las transacciones eléctricas entre Ecuador y Perú.											Ver metodología en PME.
Energía eléctrica comercializada entre los dos países	GWh/año	60,67	2019	60,67	60,67	60,67	60,67	2.726	2.726	Informe de operaciones internacionales de CENACE	

## PRODUCTOS

Indicadores	Unidad de Medida	Valor Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Fin del Proyecto	Medio de Verificación	Comentarios
Componente I. Infraestructura eléctrica regional											
1.1. Ampliación Subestación Chorrillos, patio de 500kV construida y entregada	Unidad	0	2021	0	0	0	0	1	1	Reporte de avance del proyecto	
Avance de la construcción del patio de 500kV	%	0	2021	0	35	40	25	0	100		
Avance en la fabricación e instalación del equipamiento	%	0	2021	0	35	60	0	5	100		
1.2. LT Chorrillos – Pasaje a 500kV construida y entregada	Unidad	0	2021	0	0	0	0	1	1		
Kilómetros de línea construidos	km	0	2021	0	0	65	140	0	205		
1.3. Subestación Pasaje, 500kV/230kV	Unidad	0	2021	0	0	0	0	1	1		
Avance en la construcción de la Subestación Pasaje	%	0	2021	0	35	45	20	0	100		
Avance en la fabricación e instalación del equipamiento	%	0	2021	0	35	60	0	5	100		
Kilómetros de línea del seccionamiento Minas San Francisco – San Idelfonso a 230kV construidos	km	0	2021	0	0	0	1,55	0	1,55		
1.4 LT Pasaje – Frontera a 500kV construida y entregada	Unidad	0	2021	0	0	0	0	1	1		
Kilómetros de línea construidos	km	0	2021	0	0	25	49,8	0	74,8		
Componente II. Fortalecimiento institucional, digitalización, estudios y cumplimiento de salvaguardias socioambientales											
Subcomponente 2.1. Fortalecimiento institucional											
2.1.1 Programa de estudios para la integración de Ecuador en el mercado eléctrico regional.	# Programas	0	2021	0	0	0	1	0	1	Reporte de avance del proyecto	
2.1.2 Programa de innovación y digitalización en la supervisión de obras	# Programas	0	2021	0	0	0	1	0	1		
2.1.3 Plan de Acción de Género y Diversidad en Transmisión implementado	# Planes	0	2021	0	0	0	0	1	1		

Indicadores	Unidad de Medida	Valor Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Fin del Proyecto	Medio de Verificación	Comentarios
Programa de entrenamiento técnico para mujeres en el sector de Transmisión implementado	# Eventos	0	2021	0	0	2	1	1	4		
Estrategia de comunicación para promover la participación de mujeres en la Empresa implementado	# Estrategias	0	2021	0	0	1	0	0	1		
Programa de pasantías para mujeres cursando carreras técnicas ejecutado	# Programas	0	2021	0	0	1	0	0	1		
Estrategia de inclusión de Personas con Discapacidad ejecutado	# Estrategias	0	2021	0	0	1	0	0	1		
Subcomponente 2.2. Programa de gestión socioambiental											
2.2.1. PGAS y PRRA	# Planes	0	2021	0	0	0	1	0	1	Reporte de avance del proyecto	

País: RG

División: ENE

No. de operación: RG-L1140

Año: 2022

### Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

**Organismo Ejecutor (OE):** CORPORACION ELECTRICA DEL ECUADOR - CELEC

**Nombre de la Operación:** Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú en 500 kilovoltios, Tramo Ecuatoriano

#### I. Contexto fiduciario del Organismo Ejecutor

##### 1. Uso de sistema de país en la operación<sup>1</sup>

<input checked="" type="checkbox"/> Presupuesto	<input checked="" type="checkbox"/> Reportes	<input checked="" type="checkbox"/> Sistema Informativo	<input type="checkbox"/> Licitación Pública Nacional (LPN)
<input checked="" type="checkbox"/> Tesorería	<input type="checkbox"/> Auditoría Interna	<input type="checkbox"/> Comparación de Precios	<input type="checkbox"/> Otros
<input checked="" type="checkbox"/> Contabilidad	<input type="checkbox"/> Control Externo	<input type="checkbox"/> Consultores Individuales	<input type="checkbox"/> Otros

##### 2. Mecanismo de ejecución fiduciaria

<input checked="" type="checkbox"/>	Co-Financiamiento	La operación contará con cofinanciamiento del Banco Europeo de Inversiones (BEI) hasta por US\$125.000,00 millones, bajo la modalidad de cofinanciamiento conjunto. Todas las obras financiadas por el BEI serán cofinanciadas por el BID. Se implementará bajo el marco del Acuerdo de Confianza Mutua para las adquisiciones BEI-BID. El BID es el financiador líder a quién se le delegan las tareas relacionadas con la preparación, implementación, y monitoreo de adquisiciones.
<input checked="" type="checkbox"/>	Particularidades de la ejecución fiduciaria	El Prestatario de esta operación será CELEC-EP, la cual es una Empresa Pública Estratégica, creada por Decreto Ejecutivo en 2010; el Ente Rector de CELEC-EP es el MERNNR. CELEC-EP agrupa a 14 Unidades de Negocio de Generación Eléctrica y a 1 de Transmisión. TRANSELECTRIC, es la unidad de negocio de transmisión que será el Organismo Ejecutor de este préstamo.

##### 3. Capacidad fiduciaria

Capacidad fiduciaria del OE	Como resultado de la evaluación de la capacidad fiduciaria del Organismo Ejecutor, el riesgo es medio-bajo.
-----------------------------	---

<sup>1</sup> Cualquier sistema o subsistema que sea aprobado con posterioridad podría ser aplicable a la operación, de acuerdo con los términos de la validación del Banco.

#### 4. Riesgos fiduciarios y respuesta al riesgo

Taxonomía del Riesgo	Riesgo	Nivel de riesgo	Respuesta al riesgo
Procesos internos	Funciones fiduciarias delegadas inadecuadamente afectando los planes y plazos de gestión	Medio-Bajo	Incluir en el ROP la delegación detallada de las funciones fiduciarias.
Recursos humanos	Alta rotación de personal en las áreas fiduciarias y escasa familiarización con procesos BID	Medio-Bajo	Contratación de especialistas fiduciarios con los recursos del programa.
Económico financiero	Si no se cuenta con suficiente asignación presupuestaria durante la vida del programa, incluyendo el cubrimiento de los aportes del BEI en caso de que los mismos no se concreten, la ejecución de los proyectos podría atrasarse, provocando una subejecución de los recursos	Medio-Bajo	Este riesgo se mitigará verificando el estado de aprobación del cofinanciamiento del BEI durante el Taller de Arranque y evaluando la necesidad de incorporar ajustes a la matriz de resultados durante el mismo para asegurar congruencia con los recursos disponibles y el cumplimiento de los objetivos del programa, con la planificación integral de las actividades del programa, a fin de identificar las necesidades anuales de recursos, adoptando una estrategia de aceptación activa de proyectos acorde con las metas de resultados, y gestionando oportunamente la asignación presupuestaria ante las instancias correspondientes. En caso de identificar necesidades de modificaciones o incrementos presupuestarios durante la ejecución de cada año, se harán las gestiones oportunamente.

5. Políticas y Guías aplicables a la operación: GN-2349-15, GN-2350-15, OP-272-3, y OP-273-12.

6. Excepciones a Políticas y Guías de gestión fiduciaria: Se solicita una dispensa parcial a las disposiciones de las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el Banco (GN-2349-15), con el fin de que proveedores, contratistas y bienes originarios de países no miembros del Banco, puedan participar en los procesos de selección, adquisición y contratación que sean cofinanciados con recursos del BEI.

## II. Aspectos a ser considerados en las Estipulaciones Especiales del Contrato de Préstamo

Condiciones especiales previas al primer desembolso:
Tasa de cambio: Para efectos de lo estipulado en el Artículo 4.10 de las Normas Generales, las Partes acuerdan que la tasa de cambio aplicable será la indicada en el inciso (b)(i) de dicho Artículo. Para efectos de determinar la equivalencia de gastos incurridos en Moneda Local con cargo al Aporte Local o del reembolso de gastos con cargo al Préstamo, la tasa de cambio acordada será la tasa de cambio en la fecha efectiva en que el Prestatario, el Organismo Ejecutor o cualquier otra persona natural o jurídica a quien se le haya delegado la facultad de efectuar gastos, efectúe los pagos respectivos en favor del contratista, proveedor o beneficiario.

Tipo de Auditoría: Se requerirán estados financieros de propósito especial auditados del programa anuales, dentro de los 120 días siguientes al cierre de cada periodo fiscal (31 de diciembre) o la fecha de último desembolso. La auditoría deberá ser contratada a más tardar 120 días antes del cierre de la vigencia o de la fecha de último desembolso. CELEC-EP contratará la auditoría externa.

### III. Acuerdos y Requisitos para la Ejecución de Adquisiciones

☒	Documentos de Licitación	<p>Para adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría ejecutadas de acuerdo con las Políticas de Adquisiciones (documento GN-2349-15), sujetas a LPI, se utilizarán los Documentos Estándar de Licitación (DEls) del Banco o los acordados entre OE y el Banco para la adquisición particular. Así mismo, la selección y contratación de Servicios de Consultoría serán realizadas de acuerdo con las Políticas de Selección de Consultores (documento GN-2350-15) y se utilizará la Solicitud Estándar de Propuestas (SEP) emitida por el Banco o acordada entre el OE y el Banco para la selección particular. En aplicación de las reglas de co-financiamiento con el BEI los documentos de licitación incluirán los requerimientos medioambientales y sociales de ambos Bancos y el Compromiso de Integridad.</p> <p>La revisión de las especificaciones técnicas, así como de los términos de referencia de las adquisiciones durante la preparación de procesos de selección, es responsabilidad del especialista sectorial del proyecto y se llevará a cabo en los casos que corresponda, en coordinación con el equipo técnico del BEI.</p>
☒	Adquisiciones Anticipadas Financiamiento Retroactivo	<p>El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por la suma de US\$6.250.000 (5% del monto propuesto del préstamo), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por la suma de US\$681.000 (5% del monto del aporte local), eventuales avances en gastos elegibles efectuados por el Prestatario antes de la fecha de aprobación del préstamo, tales como avances de obras del Componente I, estudios del Componente II y gastos administrativos para la conformación de la Unidad de Gestión del Proyecto, siempre que se hayan cumplido con requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 15 de enero de 2020, fecha de aprobación del Perfil de Proyecto, pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo. (Ver GN-2349-15, GN-2350-15 y la Política sobre reconocimiento de gastos, financiamiento retroactivo y adquisición anticipada (GN-2259-1).</p>
☒	Disposiciones Especiales de Adquisiciones aplicables a la operación	<p>En la implementación de adquisiciones y contrataciones cofinanciadas conjuntamente con el BEI:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Las Políticas aplicables serán las del BID (GN-2349-15, GN-2350-15); el BID será organismo cofinanciador líder. Los umbrales aplicables para las licitaciones públicas internacionales o la selección de firmas consultoras serán de EUR \$5 millones para obras, y EUR\$200.000 para bienes y servicios (consultoría y no consultoría) o se equivalente. El aviso general y los avisos específicos de adquisiciones y contrataciones serán publicados en un periódico de circulación nacional o el boletín oficial, el UNDB online, el Diario Oficial de la Unión Europea OJEU y la página web del BID. La adjudicación de los contratos se publicará cuando menos en UNDB Online, el OJEU y la página web del BID.</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"><li>· En desarrollo de la Política Antifraude y las Prácticas Prohibidas del BEI y el BID respectivamente, todos los documentos de selección o licitación incluirán un Compromiso de Integridad. En caso algún oferente emita una declaración positiva en este Compromiso, los bancos acordarán los pasos a seguir según sus propias políticas y procedimientos, lo que incluye dictaminar sobre financiación del contrato o inelegibilidad de la firma oferente.</li><li>· Todas las protestas se procesarán colaborativamente entre los bancos y el BID liderará su procesamiento. Si el BEI recibiere una protesta la enviará al BID para revisión y decisión final.</li><li>· En la operación aplicarán además los acuerdos mutuos entre BID y BEI respecto de intercambio de información en materia de investigaciones por conductas y prácticas prohibidas, protestas e información relacionada con las adquisiciones.</li><li>· En todos los procesos de tipo internacional se aplicará el plazo suspensivo.</li></ul> <p>Enmiendas a contratos que excedan el 15% del valor original del contrato o que superen el monto de EUR 5.000.000 para obras, y de EUR 200.000 para bienes o servicios solo serán elegibles con una No Objeción conjunta del BID y el BEI.</p>												
<input checked="" type="checkbox"/>	Supervisión de las Adquisiciones	<p>El método de supervisión será ex post, salvo en aquellos casos en que se justifique una supervisión ex ante. Para adquisiciones que se ejecuten a través del sistema nacional, la supervisión se llevará por medio del sistema de supervisión nacional del país. El método (i) ex ante; (ii) ex post; o (iii) sistema nacional de supervisión se debe determinar para cada proceso de selección. Las revisiones ex post se realizarán anualmente de acuerdo con el Plan de Supervisión del proyecto, sujeto a cambios durante la ejecución. Los montos límite expresados en Dólares de los Estados Unidos para la revisión ex post son los siguientes:</p> <table><tr><th>Organismo ejecutor</th><th>Obras</th><th>Bienes/Servicios</th><th>Servicios de Consultoría</th></tr><tr><td>CELEC-EP</td><td>US\$ 3.000.000</td><td>US\$ 250.000</td><td>US\$ 100.000 (Firmas) US\$ 50.000 (Individuales)</td></tr><tr><td>CELEC-EP bajo cofinanciamiento BEI</td><td>EU 5.000.000</td><td>EU 200.00</td><td>EU 200.000</td></tr></table>	Organismo ejecutor	Obras	Bienes/Servicios	Servicios de Consultoría	CELEC-EP	US\$ 3.000.000	US\$ 250.000	US\$ 100.000 (Firmas) US\$ 50.000 (Individuales)	CELEC-EP bajo cofinanciamiento BEI	EU 5.000.000	EU 200.00	EU 200.000
Organismo ejecutor	Obras	Bienes/Servicios	Servicios de Consultoría											
CELEC-EP	US\$ 3.000.000	US\$ 250.000	US\$ 100.000 (Firmas) US\$ 50.000 (Individuales)											
CELEC-EP bajo cofinanciamiento BEI	EU 5.000.000	EU 200.00	EU 200.000											
<input checked="" type="checkbox"/>	Registros y Archivos	<p>Para la supervisión ex ante o ex post del Banco, CELEC-EP deberá mantener copias digitales, en formatos que puedan ser consultados o solicitados posteriormente por el Banco, y por el BEI.</p>												



## Adquisiciones Principales

Descripción de la adquisición	Método de Selección	Nuevos Procedimientos/ Herramientas	Fecha Estimada	Monto Estimado US\$
<b>Bienes</b>				
Adquisición de bienes y servicios conexos para interconexión Ecuador-Perú 500KV, cinco (5) lotes	Licitación Pública Internacional (LPI)		Julio 2023	127.073.663
Adquisición de bienes y servicios conexos para el Programa de innovación en la supervisión de obras	Licitación Pública Nacional (LPN)		Agosto 2023	150.000
<b>Obras</b>				
Construcción de obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio del proyecto de interconexión Ecuador-Perú 500KV, dos (2) lotes.	Licitación Pública Internacional (LPI)		Enero 2024	111.146.337
<b>Servicios de no consultoría</b>				
<b>Firmas</b>				
Programa de estudios para la integración de Ecuador en el mercado eléctrico regional.	Selección Basada en Calidad y Costo (SBCC)		Agosto 2023	530.000
Plan de Acción de Género en Transmisión implementado	Selección Basada en Calidad y Costo (SBCC)		Agosto 2024	100.000
Auditorías a Estados Financieros del Programa	Selección Basada en Calidad y Costo (SBCC)		Agosto 2023	100.000
Evaluación Intermedia del Programa	Selección Basada en Calidad y Costo (SBCC)		Junio 2024	500.000
Evaluación Final del Programa	Selección Basada en Calidad y Costo (SBCC)		Enero 2027	100.000

<b>Individuos</b>				
Consultor Especialista Ambiental	Selección de Consultor Individual (3CV)		Noviembre 2023	129.000
Consultor Especialista Social	Selección de Consultor Individual (3CV)		Noviembre 2023	129.000

Para acceder al plan de adquisiciones 18 meses PA18 ([EER#4](#)).

#### IV. Acuerdos y Requisitos para la Gestión Financiera

<input checked="" type="checkbox"/>	Programación y Presupuesto	El Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas (COPLAFIP) es aplicable a los programas financiados por el Banco y se instrumentalizan en el SINAFIP. El Organismo Ejecutor gestionará la asignación presupuestaria a través del Ministerio Rector y éste con el Ministerio de Economía y Finanzas.
<input checked="" type="checkbox"/>	Tesorería y Gestión de Desembolsos	Se utilizará una cuenta especial que será aperturada por CELEC-EP en el Banco Central del Ecuador. Los desembolsos podrán ser procesados a través de la plataforma de <i>On-Line disbursements</i> o de forma manual. La moneda para gestionar la operación es dólares americanos (USD). La moneda de circulación en Ecuador es USD. El Banco efectuará los desembolsos del préstamo mediante la modalidad de anticipo de fondos, según las necesidades reales de liquidez, conforme al plan financiero y flujo de caja detallado, para un periodo máximo de hasta seis meses. A solicitud de CELEC-EP, el Banco también podrá realizar pagos directos a proveedores o reembolsos de gastos. La rendición de cuentas en relación con los anticipos se hará según la OP-273-12. Una vez justificado al menos el 80% del saldo de anticipos anteriores, se puede realizar un nuevo desembolso.
<input checked="" type="checkbox"/>	Contabilidad, sistemas de información y generación de reportes	Las normas de contabilidad que se utilizarán son las aplicables a las Empresas Públicas en Ecuador y se homologarán según el instructivo emitido por el MEF. Para el registro contable de la operación se usará el Sistema Integrado de Información (IFS) de CELEC-EP como plataforma tecnológica y se utilizará el método de efectivo (base caja) para la presentación de los Informes Financieros de propósito especial auditados. Adicional a los reportes que serán emitidos por el IFS, se contará con registros extracontables detallados por componente para generar los correspondientes informes financieros.
<input checked="" type="checkbox"/>	Control Interno y auditoría interna	La Constitución de la República del Ecuador establece que la Contraloría General del Estado (CGE) es el ente encargado de dirigir el sistema de control del sector público. Como parte de dicho Sector, CELEC-EP cuenta con un área de auditoría interna propia.
<input checked="" type="checkbox"/>	Control externo e Informes financieros	CELEC_EP seleccionará y contratará, con cargo a los recursos del financiamiento, los servicios de auditoría externa de acuerdo con los términos de referencia previamente acordados con el Banco. La auditoría externa del programa será efectuada por auditores independientes aceptables por el BID, según la OP-273-12, donde se establecerán el tipo de revisión, oportunidad y alcance. El

		auditor externo seleccionado y las normas de auditoría a aplicar serán aceptable para el Banco. El tipo de Informe requerido de auditoría externa en la operación es Estados Financieros de Propósito Especial. La firma auditora deberá estar contratada al menos 120 días antes del cierre de cada ejercicio fiscal (31 diciembre) o la fecha de último desembolso. Durante la ejecución, los Informes Financieros Auditados se presentan anualmente, dentro de los 120 días siguientes a la fecha de cierre de cada ejercicio económico o de la fecha del último desembolso para la auditoría final. El OE preparará los informes financieros del programa y se solicitará a la firma auditora la opinión sobre éstos.
<input checked="" type="checkbox"/>	Supervisión Financiera de la operación	Estará enfocada en la programación del flujo de efectivo y ejecución de desembolsos, revisiones de cartera y visitas de supervisión, virtuales o presenciales, así como el análisis de los estados financieros de propósito especial auditados y del reporte de hallazgos de control interno emitido por los auditores externos del programa.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_/22

Regional. Préstamo \_\_\_\_/OC-RG a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP). Interconexión Eléctrica Ecuador-Perú en 500 Kilovoltios, Tramo Ecuatoriano

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP), como prestatario, y con la República del Ecuador, como garante, para otorgarle al primero un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del proyecto "Interconexión Eléctrica Ecuador-Perú en 500 Kilovoltios, Tramo Ecuatoriano". Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$125.000.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2022)