

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

ECUADOR

APOYO AL AVANCE DEL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR

(EC-L1223)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos B. Echeverría (ENE/CEC) Jefe de Equipo; Natacha Marzolf (INE/ENE) Jefe de Equipo Alterno; Roberto Aiello; Jesus Tejeda; Misa Haratsu; Juan Carlos Cárdenas y Stephanie Suber (INE/ENE); María Julia Molina y Pablo Daza (CAN/CEC); Betina Hennig (LEG/SGO); Francisco Echeverría y Marcela Hidrovo (FMP/CEC); Heleno Barbosa (ORP/PTR); Andrea Monje (SCL/GDI) y Roberto Leal (VPS/ESG).

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

RESUMEN DEL PROYECTO	1
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A. Antecedentes, Problemática y Justificación	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	10
C. Indicadores Claves de Resultados.....	13
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	14
A. Instrumentos de Financiamiento	14
B. Riesgos Ambientales y Sociales	14
C. Riesgos Fiduciarios	15
D. Otros Riesgos del Proyecto	15
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....	16
A. Resumen de los Arreglos de Implementación	16
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados.....	17

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
1. Plan de Ejecución Plurianual (PEP) y Plan Operativo Anual (POA)
2. Plan de Monitoreo y Evaluación
3. Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)
4. Plan de Adquisiciones
OPCIONALES
1. Análisis Económico del Proyecto
2. Justificación del Programa con la PSP (GN-2716-6)
3. Anexo Técnico de Integración Regional (GN-2565-4)
4. Anexo de Género
5. Informe de Viabilidad Técnica
6. Manual Operativo preliminar
7. Documentación Ambiental y Social de los Proyectos de la Muestra
8. Filtro de Política de Salvaguardias (SPF) y Formulario de Evaluación de Salvaguardia para la Clasificación de Proyectos (SSF)

ABREVIATURAS	
AAS	Análisis Ambiental y Social
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CME	Cambio de la Matriz Energética
CHC	Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe
CO	Capital Ordinario
CT	Cooperaciones Técnicas
EBP	Estrategia del Banco con el País
EE	Eficiencia Energética
EED	Empresas Eléctricas de Distribución
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal
GdE	Gobierno de la República del Ecuador
GWh	Gigavatios-hora
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
JICA	Agencia de Cooperación Internacional del Japón
kV	Kilovoltio
LT	Línea de Transmisión
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MGAS	Marco de Gestión Ambiental y Social
MVA	Mega-voltio Amperio
MW	Megavatios
OE	Organismo Ejecutor
PA	Plan de Adquisiciones
PLANEE	Plan Nacional de Eficiencia Energética
PME	Plan Maestro de Electrificación
PSP	Política de Servicios Públicos Domiciliarios
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SND	Sistema Nacional de Distribución
SE	Subestaciones Eléctricas
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
ST	Sistema de Transmisión
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UGP	Unidad de Gestión del Programa
UN	Unidad de Negocio
VPNE	Valor Presente Neto Económico

RESUMEN DEL PROYECTO
ECUADOR
APOYO AL AVANCE DEL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR
(EC-L1223)

Términos y Condiciones Financieras				
Prestatario: República del Ecuador			Facilidad de Financiamiento Flexible ^(a)	
			Plazo de amortización:	25 años
Organismo Ejecutor (OE): Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)			VPP original:	15,25 años ^(b)
			Período de desembolso:	5 años
Fuente	Monto (millones de US\$)	%	Período de gracia:	7,5 años ^(c)
BID (Capital Ordinario - CO):	150,0	48,5	Comisión de inspección y vigilancia:	(d)
Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) (financiamiento paralelo) ^(e) :	70,0	22,7	Tasa de interés:	Basada en LIBOR
			Comisión de crédito:	(d)
Local:	89,1	28,8	Moneda de aprobación:	Dólares EE.UU. con cargo al CO
Total:	309,1	100		
Esquema del Proyecto				
Objetivo del proyecto/descripción: apoyar el avance del Plan de Inversiones del Cambio de la Matriz Energética (CME), mediante la expansión, el reforzamiento y la mejora de la eficiencia operacional del sistema eléctrico, de acuerdo a lo previsto en el Plan Maestro de Electricidad (PME) y el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE).				
Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento: (i) suscripción y entrada en vigencia de un convenio subsidiario entre el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y el OE, que indique que los recursos del préstamo serán transferidos y registrados de manera oportuna en el correlativo del programa y usados en los términos y propósitos acordados; (ii) la aprobación por parte del MEF de los avales de las contrataciones para los Componentes I y II; y (iii) aprobación del Manual Operativo del Programa (MOP) por el OE, conforme a los términos acordados con el Banco, incluyendo la gestión financiera, los arreglos de gobernanza interinstitucional, los términos y condiciones específicos establecidos por JICA, tanto en el Acuerdo Marco y su Guía de Desembolsos (¶3.2).				
Condiciones contractuales especiales de ejecución: previo al uso de los recursos correspondientes al Componente III, relacionados al Programa de Eficiencia Energética en la Agroindustria, el OE deberá presentar para no-objeción del Banco, el plan de inversiones y cronograma de ejecución, en donde se identifiquen las actividades a realizar. Véanse además las condiciones contractuales especiales ambientales y sociales en el Anexo B del Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) (¶3.3).				
Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna.				
Alineación Estratégica				
Desafíos ^(f) :	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	PI	<input checked="" type="checkbox"/>
Temas Transversales ^(g) :	GD	<input checked="" type="checkbox"/>	CC	<input checked="" type="checkbox"/>

(a) Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.

(b) La VPP original del Préstamo podrá ser menor de acuerdo a la fecha efectiva de firma del Contrato de Préstamo.

(c) Bajo las opciones de reembolso flexible de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF), cambios en el período 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.

(d) 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.

(e) El 12 de septiembre de 2017, el Banco obtuvo la [Carta de Aceptación Condicional de JICA](#). La aprobación del co-financiamiento por parte del directorio de JICA está prevista a más tardar el cuarto trimestre de 2017. Se requieren los recursos de JICA para permitirle al Programa alcanzar los objetivos propuestos.

(f) SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).

(g) GD (Igualdad de Género y Diversidad); CC (Cambio Climático y 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 Hace 20 años Ecuador vivía una época de recurrentes crisis energéticas, acentuadas hacia finales de la década de 1990 y que se extendieron durante la década del 2000, debido al desabastecimiento de electricidad y la pobre calidad de la infraestructura asociada. El sector eléctrico se caracterizaba por su debilidad sistemática, prevaleciendo altos niveles de pérdidas eléctricas y bajos índices, tanto de cobertura, como de calidad de servicio. En el año 2007 la matriz de generación eléctrica presentaba escasa diversificación¹ y constantes importaciones de electricidad².
- 1.2 A raíz de los problemas sectoriales, el Gobierno de la República del Ecuador (GdE) avanzó en la implementación de un ambicioso proceso de transformación, fortaleciendo el marco institucional mediante la creación en 2007 del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) como el organismo rector del sector eléctrico, que tiene bajo su administración³: (i) la Corporación Eléctrica del Ecuador compuesta por 12 Unidades de Negocio (UN) encargadas de generación, y Transelectric como responsable de la transmisión; y (ii) diez Empresas Eléctricas de Distribución (EED)⁴. En 2013 el GdE desarrolló la estrategia del Cambio de la Matriz Energética (CME), buscando incrementar el bienestar social y desarrollo económico mediante la mejora de la oferta y calidad de servicio de electricidad y la participación proactiva en el mercado eléctrico regional.
- 1.3 El MEER periódicamente formula el Plan Maestro de Electricidad (PME)⁵, que identifica los objetivos, políticas, estrategias y planes de expansión para los segmentos de generación, transmisión y distribución. El GdE buscó diversificar la matriz de generación eléctrica privilegiando la energía renovable mediante la construcción de nueve proyectos emblemáticos de los cuales, el parque eólico Villonaco de 16,5 Megavatios (MW) entró en operación en 2013, las hidroeléctricas Coca-Codo Sinclair 1.500MW, Sopladora 487MW y Manduriacu 65MW entraron en operación entre 2015 y 2016. Estos proyectos han permitido duplicar la potencia instalada en centrales hidroeléctricas, pasando de 2.057MW en 2007 a 4.446MW en 2016, llevando la producción de hidroelectricidad de 49,6% a 66,2%. Con la entrada en operación entre 2017 y 2018 de las hidroeléctricas Minas San Francisco 275MW, Toachi-Pilatón 254MW, Delsitanisagua 180MW, Quijos 50MW y Mazar-Dudas 21MW, la capacidad

¹ El parque de generación dependía 52% de generación térmica, 2% de biomasa y 46% de recursos hidroeléctricos los cuales, en más del 50%, estaban concentrados en una sola cuenca hidrográfica.

² Entre 2002 y 2007, Ecuador importó más de 7.000GWh de Colombia, equivalente a más de US\$820 millones. [Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025, MEER.](#)

³ Además, el MEER tiene como instituciones adscritas a: (i) el Operador Nacional de Electricidad; (ii) la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL); y (iii) el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energía Renovable.

⁴ Corporación Nacional de Electricidad, una de las diez EED, agrupa 11 UN y es responsable del 49% de los clientes a nivel nacional, facturando el 62% del total de la energía.

⁵ La última versión del Plan Maestro de Electricidad, emitida en mayo de 2017, cubre el periodo 2016 – 2025.

instalada alcanzará los 5.226MW, con lo cual hacia el año 2019 se espera cubrir el 90% de la demanda con energías renovables⁶.

- 1.4 Las inversiones en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y el Sistema Nacional de Distribución (SND) se enfocaron en mejorar la topología del sistema para contar con redes robustas y confiables. De esa cuenta, se implementaron las siguientes obras: (i) 3.114km adicionales de Líneas de Transmisión (LT), incluyendo el primer Sistema de Transmisión (ST) de 500 kilovoltios (kV); (ii) aumento del 44% de la capacidad instalada de transformación en Subestaciones Eléctricas (SE), pasando de 7.273 Megavoltio-amperios (MVA) a 11.495MVA en el SNT y de 5.035MVA a 7.270MVA en el SND; (iii) construcción de 678km de líneas de subtransmisión y cerca de 20.000km de líneas de distribución; y (iv) proyectos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM)⁷ que beneficiaron a más de 900 mil nuevas familias.
- 1.5 Las inversiones del GdE, que durante la última década ascienden a más de US\$11.000 millones, han permitido elevar estándares de operación y prestación de servicio, fortaleciendo la gestión de las UN adscritas al MEER, con lo cual se mejoraron sustancialmente los siguientes índices entre 2007 y 2016: (i) pérdidas eléctricas totales, reducción de 21,42% a 12,21%; (ii) cobertura eléctrica, aumento de 93,35% a 97,24%; y (iii) calidad de servicio, medido en Frecuencia Media de Interrupciones por kVA instalado, de 15,2 fallas/año en 2012 a 5,59 fallas/año en 2016 y Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalado, de 16,69 horas/año a 6,41 horas/año en el mismo período.
- 1.6 Aprovechando la nueva capacidad de generación, Ecuador avanzó en el fortalecimiento de la infraestructura y el marco normativo que le permita realizar mayores intercambios regionales de electricidad, en donde se destaca: (i) la finalización del estudio de factibilidad y diseño para la interconexión Ecuador-Perú a 500kV, y la preparación de los estudios ambientales; y (ii) la aprobación de la Decisión 816 de la Comisión de la Comunidad Andina, la cual permite el comercio de electricidad entre Colombia, Ecuador y Perú como primera fase del proceso de integración en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)⁸. Además, Ecuador en 2016 a través de las interconexiones binacionales existentes exportó 378,27GWh a Colombia y 23,28GWh a Perú⁹.
- 1.7 **Necesidades de inversión en el sector eléctrico.** No obstante los avances en el sector eléctrico, es necesario continuar con la expansión y refuerzo de la infraestructura eléctrica que permita: (i) acompañar el aumento esperado de la demanda de la próxima década, la que se estima tendrá un crecimiento promedio

⁶ A diferencia de épocas anteriores, las nuevas hidroeléctricas se localizan en distintas vertientes y cuencas hidrográficas, con lo que se diversifica el riesgo de desabastecimiento por sequía.

⁷ Programa de electrificación en áreas rurales y urbano-marginales del Ecuador por medio de extensión de redes y sistemas aislados.

⁸ “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” el cual prevé el establecimiento del Mercado Andino Eléctrico Regional, que busca afianzar la seguridad del abastecimiento eléctrico y la venta de excedentes entre los países de la región.

⁹ La infraestructura existente en interconexiones eléctricas internacionales es la siguiente: (i) Ecuador -Colombia: dos líneas de 230kV con capacidad combinada de 540MW; y (ii) Ecuador – Perú: una línea de 230kV con capacidad máxima de transferencia de 110MW.

anual de 5,41% en potencia y 5,45% en energía¹⁰; y (ii) reemplazar la infraestructura existente, en los casos donde las capacidades de diseño han sido excedidas o lo serán en el corto plazo, debido a la entrada en operación de la nueva capacidad de generación¹¹ y los posibles requerimientos con la consolidación de SINEA.

- 1.8 En ese sentido, para el período 2016-2025, el PME identifica las siguientes inversiones: (i) en el SNT: 284km de LT a 500kV, 860km de LT a 230kV, 534km de LT a 138kV, 8.363MVA de capacidad de transformación en 23 SE, con un costo estimado total de US\$1.113 millones; (ii) en el SND: incorporación de 3,6 millones de medidores de electricidad, 40.649km de redes de bajo voltaje, 56.542 transformadores de distribución, 17.480km de redes de medio voltaje, 148 transformadores para el sistema de subtransmisión y más de 3.212km de redes de subtransmisión, a un costo total estimado de US\$3.567 millones; y (iii) Programa para la Agroindustria: 21 SE, 224km de redes de subtransmisión y 1.260km de redes de medio voltaje, con un costo aproximado total de US\$199 millones.
- 1.9 Estas obras permitirán alcanzar metas clave para el sector, tales como: (i) incremento de la disponibilidad de potencia para el intercambio regional con Perú y Colombia de 451MW a 591MW; (ii) reducción de pérdidas eléctricas, de 12,21% en 2016 a 8,79% en 2025; (iii) la expectativa de provisión de acceso a electricidad a 1.900 fincas camaroneras; y (iv) incremento en la cobertura eléctrica desde 97,24% en 2016 hasta 97,81% en 2025.
- 1.10 **Problemática.** Además del fortalecimiento y expansión de la infraestructura que permita cubrir la demanda, es necesaria la renovación de instalaciones que han cumplido o están por cumplir su vida útil y, en otros casos, sus niveles de cargabilidad se han excedido o se excederán pronto. Por ejemplo, algunos equipos asociados al SNT operan en condiciones subóptimas, lo cual provoca una reducción en la calidad de servicio¹². Por otra parte, la limitada capacidad en SE de frontera no permite incrementar los actuales intercambios de energía y los aumentos esperados a raíz de la firma de la Decisión 816 (¶1.6), por lo que es necesario avanzar en la preparación y reforzamiento de la infraestructura nacional para mejorar las condiciones de operación que permitan, inicialmente, cubrir los intercambios de energía con la infraestructura existente.
- 1.11 Con el crecimiento de la demanda, que alcanzó el 4,91% en promedio durante los últimos 10 años, la operación del SND ha experimentado problemas como el aumento en la cargabilidad de algunas líneas, alimentadores y transformadores¹³, lo cual afecta la calidad del servicio y los niveles de pérdidas eléctricas¹⁴. Estos

¹⁰ [Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, MEER.](#)

¹¹ Se encuentran en construcción proyectos por 413MW, y están planificados otros 934MW, incluyendo el Proyecto Hidroeléctrico Cardenillo de 596MW, a ser desarrollado bajo la modalidad de asociación público-privada. [Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025, MEER.](#)

¹² El transformador de la SE Posorja alcanzó el 102,3% de su cargabilidad en enero de 2016 y el nivel de voltaje en la barra de 230kV de la SE Machala cayó al 90% en diciembre del mismo año.

¹³ Durante el año 2016, al menos un transformador asociado a las SE Terminal Terrestre 1 (provincia Los Ríos) y Portovelo (provincia El Oro), experimentó un nivel de cargabilidad superior al 80%.

¹⁴ Entre 2015 y 2016, se registró un incremento en el porcentaje de pérdidas eléctricas del 12,11% a 12,21%.

factores reducen la seguridad y confiabilidad del sistema, lo cual repercute en toda la cadena de suministro, desde la transmisión hasta la distribución hacia el usuario final, y que en 2016 se tradujo en 369,2MWh/año de energía no suministrada¹⁵.

- 1.12 La agroindustria camaronera ecuatoriana, que se compone de más de 2.800 fincas con aproximadamente 147.000 hectáreas (ha) de piscinas de cultivo, se caracteriza por altos consumos de diésel para generación eléctrica, bombeo de agua y aireación de piscinas¹⁶. Se estima que 61% de las fincas camaroneras no tienen acceso a la red eléctrica, y únicamente 13% cuenta con servicio trifásico, apropiado¹⁷ para la electrificación eficiente y confiable de las fincas. La productividad de esta agroindustria depende fundamentalmente del nivel de tecnificación del cultivo. Para incrementar la productividad de forma costo-efectiva¹⁸, es necesario un sistema eficiente y confiable de abastecimiento de energía. De acuerdo a un estudio¹⁹ del GdE, la incorporación de tecnologías como la aireación continua alimentada por electricidad, permite incrementar la producción de las fincas camaroneras de 3.500lb/ha a 4.200lb/ha anuales (20%), y el tamaño del camarón de 15gr a 25gr (66%), resultando en un incremento en el ingreso por hectárea de US\$12.600 a US\$21.420 (70%).
- 1.13 En cuanto a la cobertura de servicio eléctrico, aún existen aproximadamente 180.000 viviendas sin acceso a electricidad, de las cuales cerca del 90,50% están localizadas en zonas rurales y urbano-marginales. Para cerrar la brecha de acceso, el GdE promueve y financia los proyectos FERUM, cuyo objetivo es brindar acceso a zonas de escasos recursos, por lo cual el MEER selecciona la cartera de proyectos a incluirse en el plan de inversiones del FERUM, los cuales están ubicados en sectores de menor desarrollo del país.
- 1.14 El MEER, con asistencia técnica del BID²⁰, diseñó el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016 – 2035 ([PLANEE](#)), que recoge el conjunto de acciones para optimizar el uso de los recursos energéticos y fomentar la sustitución progresiva del uso de combustibles fósiles. El PLANEE busca impulsar acciones que permitan: (i) una institucionalidad sólida para la EE para garantizar su transversalidad; (ii) garantizar la implementación de la EE sobre una planificación adecuada; (iii) sostener la EE sobre un marco normativo sólido; y (iv) alentar la creación de mecanismos de mercado y esquemas de financiamiento para la EE.

¹⁵ Debido a fallas y mantenimientos no programados en el SNT.

¹⁶ En 2014, el consumo estimado de diésel de la agroindustria camaronera fue de 208 millones de galones.

¹⁷ El reporte [Proyecto Regional para el "Mejoramiento de la Productividad y Competitividad de las Cadenas de Valor de la Pesca en la Región de América Latina y el Caribe"](#), de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (2014), evaluó el cambio de motores diésel a motores eléctricos y se propuso el uso de alimentadores automáticos energizados por electricidad, obteniendo beneficios como reducciones en: (i) consumo de energía en 61.900kWh; (ii) consumo de combustibles en 567 gal/año, equivalentes a 5,7Ton CO₂/año y consumo de agua en 16.393m³.

¹⁸ La aireación de estanques de cultivo es más costo-efectiva y mejora la disponibilidad de alimento para el camarón comparada con el recambio del agua del estanque. [Improving the cost effectiveness of shrimp feeds. Davis, D. A. et al. Auburn University, 2008.](#)

¹⁹ Estudio de Prefactibilidad para Conectar Camaroneras del Litoral Ecuatoriano a las Redes Eléctricas de Distribución, MAGAP, 2015.

²⁰ CT No Reembolsables: ATN/OC-15142-EC y ATN/FG-15141-EC.

- 1.15 **Aspectos de género.** En Ecuador existen brechas de género importantes en relación a la aportación y oportunidades económicas para las mujeres²¹. Estudios demuestran que las mujeres trabajan principalmente en sectores económicos de baja productividad, tales como comercio, servicios y agricultura, y están prácticamente ausentes de los sectores de alta productividad como electricidad, gas y minería²². En Ecuador, las mujeres representan 28% de los empleados del sector “electricidad, gas y agua”²³, son entonces aún una minoría del sector. Las mujeres representan el 29% de los empleados del sector eléctrico público (ver [Anexo de Género](#))²⁴. En América Latina y el Caribe, el diseño de proyectos del sector energético generalmente no considera los roles y responsabilidades de mujeres y hombres en sus relaciones con la energía. Estudios²⁵ demuestran que la inclusión de una perspectiva de género en proyectos de energía ayuda a promover mayor igualdad de género, mejorar la sostenibilidad de los proyectos y el desempeño de las agencias sectoriales, el sector energético se beneficiaría de una estrategia de género específica y elaborada desde el entendimiento de las problemáticas de género y energía.
- 1.16 **Experiencia del BID en el sector eléctrico en Ecuador.** Las intervenciones del Banco han contribuido con los esfuerzos del GdE, principalmente en: (i) reducir la brecha de acceso a cobertura eléctrica; (ii) aumentar la EE; (iii) expandir el sistema eléctrico e incrementar su confiabilidad; (iv) disminuir el uso de combustibles fósiles; y (v) mejorar la eficiencia operacional del sector. Estas acciones se han financiado, desde 2010, a través de ocho préstamos de inversión y un préstamo basado en reformas de políticas²⁶ por un total de US\$1.287,7 millones, en donde el Banco ha sido el catalizador de la participación de otros donantes y multilaterales²⁷. De esa cuenta, el MEER ha desarrollado satisfactoriamente cerca de 2.700 proyectos y posee amplia experiencia en la ejecución de financiamientos del Banco, cuyos resultados se concentran en: (i) Programa de Electrificación Rural y Urbano-Marginal del Ecuador I y II, [2608/OC-EC](#) (US\$40 millones, cerrado en 2014) y [3087/OC-EC](#) (US\$30 millones, 89% avance físico y 93% avance financiero): incorporando servicio eléctrico en aproximadamente 120 mil viviendas ubicadas en zonas rurales y urbano-marginales, incluyendo la capacitación a más de 400 personas sobre metodología de sostenibilidad de proyectos; (ii) Apoyo al Programa de Transmisión, [2457/OC-EC](#) (US\$64,7 millones, cerrado en 2015): que incorporó siete SE, cuatro nuevas LT y una subestación móvil; (iii) Apoyo al Programa de Interconexión Eléctrica del Ecuador, [3167/OC-EC](#) (US\$150 millones, 40% avance físico y 90% avance financiero): se construirán cuatro ST a través de aproximadamente 300km de LT y 12 SE; (iv) Programa de Reforzamiento del

²¹ La tasa de participación económica femenina es 52%, comparada con 82% de los hombres, y las mujeres ganan 59% del salario de los hombres, y solo ocupan el 31% de altos cargos gerenciales. Foro Económico Mundial, 2016.

²² CepalStats, 2014.

²³ Sistema de información de mercados laborales y seguridad social BID (2014).

²⁴ Datos provistos por el MEER para el Ministerio y empresas distribuidoras de electricidad en 2016.

²⁵ Ver: Hunt, V. et al, 2015, *Diversity Matters*; Ernst and Young, 2016, *Women in Power and Utilities*; Noland, M. et al, 2016, *Is Gender Diversity Profitable? Evidence from a Global Survey*; y Dinkelman, T. 2008, *The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa*.

²⁶ Programmatic Policy-Based Loan [3420/OC-EC](#) por un monto de US\$500 millones.

²⁷ Facilidad Coreana para el Cofinanciamiento del Desarrollo de Infraestructura en América Latina y el Caribe, Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe (CHC), Fondo para el Medio Ambiente Mundial, Fondo General Español, el *Knowledge Sharing Program* de Corea (*EximBank*), Agencia Francesa de Desarrollo, Banco de Desarrollo de América Latina y Banco Japonés para la Cooperación Internacional.

Sistema Nacional de Distribución Eléctrica I y II, 3187/OC-EC (US\$170 millones de Capital Ordinario (CO)), 3188/CH-EC (US\$50 millones del Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe (CHC)) con 95% de avance físico y 93% de avance financiero y 3494/OC-EC (US\$50 millones de CO y US\$30 millones de CHC, 55% avance físico y 90% avance financiero): el cual incorporará 41 obras de subtransmisión y 49 obras de distribución, así como herramientas de gestión para el mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad de la red; (v) Plan de Inversiones en Apoyo al Cambio de la Matriz Energética de Ecuador, 3710/OC-EC (US\$118 millones de CO) y 3711/KI-EC (US\$25 millones de la Facilidad Coreana para el Desarrollo de Infraestructura en América Latina y el Caribe) con un 38% de avance físico y 67% de avance financiero: recursos que permitirán incorporar siete proyectos de transmisión, seis proyectos de subtransmisión, 47 obras de distribución, 396 proyectos FERUM, así como apoyo a la implementación del Programa Nacional de Cocción Eficiente; y (vi) Programa de Reconstrucción de Infraestructura Eléctrica de las Zonas Afectadas por el Terremoto, 3906/OC-EC (US\$60 millones, aprobado en enero de 2017 y cuya elegibilidad se espera alcanzar en el cuarto trimestre de 2017)²⁸.

- 1.17 Igualmente, el Banco ha apoyado al sector mediante Cooperaciones Técnicas (CT)²⁹ que han contribuido a la eficiente ejecución de los financiamientos, así como al diseño de planes y políticas que permiten avanzar en la modernización y expansión del sistema eléctrico y a fortalecer a las empresas e instituciones del sector, teniendo presencia en temas como: (i) integración regional; (ii) modernización del SND; (iii) reducción de pérdidas eléctricas; (iv) sustitución de combustibles fósiles por recursos renovables; (v) fortalecimiento de capacidades en geotermia; (vi) reforzamiento de capacidades de las EED; (vii) fortalecimiento del marco institucional y regulatorio; (viii) sostenibilidad de la electrificación rural; y (ix) diversificación de las fuentes de financiamiento para el sector eléctrico.
- 1.18 La amplia experiencia del Banco en el sector ha permitido apoyar al MEER, tanto en la preparación de operaciones, como en su ejecución, impulsando aspectos como: (i) aplicar metodologías de sostenibilidad de proyectos; (ii) propiciar las condiciones para potenciar el uso de sistemas de información y gestión de proyectos; y (iii) consolidar el monitoreo sistematizado durante la ejecución. El MEER ha adoptado internamente dichas prácticas, con lo que la selección y conformación de sus carteras de proyectos cumplen con criterios de sostenibilidad financiera, socioambiental y técnica (incluyendo resiliencia y adaptación al cambio climático), contando además con reportes técnicos y económicos de forma centralizada y actualizada. Esto ha permitido que los procesos de rendición de cuentas por parte de las unidades ejecutoras sean más efectivos y, además, faciliten la socialización de buenas prácticas para su replicación en otros proyectos. Por otra parte, el Banco ha fortalecido el trabajo conjunto con el Organismo Ejecutor (OE), facilitando la aplicación de las prácticas antes mencionadas, lo cual ha contribuido a que gran parte de la cartera de proyectos cuente con los antecedentes necesarios para el inicio temprano de las etapas precontractuales, facilitando la ejecución efectiva de las operaciones.

²⁸ Porcentajes de avance físico y financiero según reportados por las unidades ejecutoras a diciembre de 2016.

²⁹ Desde 2010, se han financiado 11 CT en diversas áreas del sector energía, por un monto aproximado de US\$4 millones.

- 1.19 Además de la exitosa experiencia del Banco en Ecuador, existe evidencia de una evaluación de impacto que concluye que el acceso de la electricidad tiene un efecto significativo sobre la probabilidad de los hogares de convertirse en no pobres³⁰. Además, Khandker, *et al*³¹ concluye que la electrificación puede elevar los ingresos y gastos de los hogares hasta en un 28% y 23%, respectivamente. En relación a los usos productivos, un análisis de la electrificación del Brasil entre 1960 y 2000, estimó que un aumento de la cobertura eléctrica en 10%, incrementa la productividad agrícola, a través de riego, en 9,8%.
- 1.20 **Estrategia del Banco (EBP) con Ecuador 2012-2017 (GN-2680).** La EBP considera el apoyo del BID en el sector en su esfuerzo por promover el incremento y diversificación sostenible en la capacidad de generación, transporte y distribución de energía, la confiabilidad del sistema, la Eficiencia Energética (EE) y el acceso universal a la energía. El proyecto contribuye específicamente con el objetivo de “crear una estrategia energética de largo plazo que promueva un marco energético sostenible, facilite el adecuado suministro de energía y mejore el acceso a la energía eléctrica” y lograr los siguientes resultados esperados: (i) aumento de la cobertura eléctrica; (ii) EE aumentada; y (iii) reducción de emisiones de CO₂. La operación está incluida en el Informe del Programa de Operaciones 2017 (GN-2884).
- 1.21 **Alineación Estratégica.** El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo: (i) inclusión social e igualdad, por medio de la provisión de infraestructura para suministrar electricidad a poblaciones rurales y urbano-marginales de bajos ingresos; (ii) productividad e innovación, al financiar actividades que permitan el aumento de la competitividad y productividad del sector agropecuario; y (iii) integración económica, facilitando crecimiento en las transacciones regionales de energía. Se alinea también con las áreas transversales de: (i) género y diversidad, al buscar promover mayor participación de la mujer en el sector; y (ii) cambio climático y sostenibilidad ambiental, por medio de los proyectos de EE. El programa se alinea al Marco de Resultados Corporativos 2016-2019 (GN-2727-6) mediante el indicador de resultado de desarrollo de los países “Reducción de emisiones con apoyo de financiamiento del Grupo BID (millones de toneladas anuales de CO₂ equivalente)” y los indicadores auxiliares: (i) líneas de distribución y transmisión instaladas o mejoradas; y (ii) número de hogares con acceso electricidad nuevo o mejorado. De igual forma, el programa está alineado con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), al financiar la expansión y refuerzo de la infraestructura de transmisión y distribución de electricidad que contribuye a satisfacer la demanda proyectada, y a mejorar los intercambios de energía en la región andina. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3) al: (i) apoyar el acceso universal y sostenible del servicio eléctrico en zonas rurales y urbano-marginales; (ii) afianzar la integración energética de Ecuador con la región andina; y (iii) promover la EE y el uso de combustibles más limpios en la

³⁰ Tegene G., Berhe, G., Teklemariam, D., (2015), *Impact of Rural Electrification on Poverty Reduction Evidence from Rural Districts of Tigray, Northern Ethiopia*, *Journal of Business Management & Social Sciences Research*, Volume 4, No.1.

³¹ Khandker S., Barnes D.F., Samad H., (2013), *Welfare Impacts of Rural Electrification: A Panel Data Analysis from Vietnam*, *Economic Development and Cultural Change*, Vol. 61, No. 3, pp. 659-692.

agroindustria. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3), mediante la promoción de políticas y tecnologías para la utilización de sistemas de energías renovables y uso eficiente de energía, tanto en las zonas urbanas como rurales y la agroindustria ecuatoriana, dado que aproximadamente el 10,16% 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 del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con el cambio climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones a fin de año 2020.

- 1.22 Consistencia con la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Integración Competitiva Regional y Global (GN-2565-4). El proyecto, a través del Subcomponente I.2, “Reforzamiento del SNT para apoyo a la interconexión regional”, financia la construcción de nuevos ST que facilitarán el incremento del intercambio de energía con Perú y Colombia, y llevar el SNT a alcanzar los estándares técnicos y operativos de un sistema interconectado regional, contribuyendo con la iniciativa SINEA. La estrategia indica que las operaciones de integración regional serán identificadas de acuerdo a cuatro criterios indicativos que no son mutuamente excluyentes entre sí. El programa se alinea con dos de estos criterios: (i) focalización multinacional – contribuye a la alineación de las políticas internas y de futuras inversiones nacionales con impactos transfronterizos (exportaciones de energía); y (ii) adicionalidad regional - incorpora objetivos internacionales y/o de cooperación regional (ver [Anexo de Integración](#)).
- 1.23 **Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) (GN-2716-6).** El programa es consistente con los pilares de la PSP al cumplir con las condiciones de: (i) sostenibilidad financiera, facilitada por la eliminación del déficit tarifario en 2016, con base en: (a) la reducción en un 24,27%³² de los costos de generación; (b) la reducción de pérdidas eléctricas³³; (c) la modernización de los sistemas de operación; y (d) la implementación de programas que contribuyen al desplazamiento de combustibles fósiles subsidiados; y (ii) evaluación económica, dado que la selección de la cartera de proyectos a financiar responde a un riguroso análisis de viabilidad económica-financiera y técnica. El sector es consistente con los principios de apoyo a necesidades básicas, transparencia, sostenibilidad financiera y adecuada institucionalidad al tener claramente definido y actualmente estar operando bajo los siguientes criterios: (i) separación de roles entre el MEER como organismo rector, la Agencia de Regulación y Control Nacional de Electricidad (ARCONEL) como regulador, y las empresas de generación, transmisión y distribución; (ii) apertura a la participación privada en generación; (iii) exitosa reforma de las empresas públicas para mejorar su gestión; y (iv) adecuación tarifaria para garantizar la operación y mantenimiento del sistema, y en aportes del GdE que garantizan la expansión del sector (ver [Anexo de PSP](#)).

³² Entre 2007 y 2016, el costo promedio de la energía comprada por las empresas distribuidoras pasó de 6,55US¢/kWh a 4,96US¢/kWh.

³³ La reducción de aproximadamente 9,2% en pérdidas eléctricas entre 2007 y 2016, ha representado un ahorro de US\$1.200 millones acumulados.

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.24 **Objetivo.** Apoyar el avance del Plan de Inversiones del CME, mediante la expansión, el reforzamiento y la mejora de la eficiencia operacional del sistema eléctrico, de acuerdo con lo previsto en el PME y el PLANEE. Los objetivos específicos son: (i) dar continuidad a los proyectos de reforzamiento y expansión del SNT y SND para facilitar el transporte y distribución efectiva de la energía proveniente de los proyectos de generación en desarrollo; (ii) reforzar la infraestructura nacional de transmisión para un mayor intercambio de energía en la región; (iii) facilitar el uso prioritario de la electricidad en el sector agroindustrial, mediante el refuerzo y expansión del SND, así como propiciar el aumento del nivel de cobertura eléctrica en zonas rurales y urbano-marginales; (iv) impulsar la implementación de proyectos de EE; y (v) implementar una estrategia para fomentar la igualdad de género en el sector eléctrico. Los componentes propuestos son:
- 1.25 **Componente I. Expansión y reforzamiento del SNT (US\$111,36 millones).** Las obras propuestas facilitarán la continuidad de la ejecución del Plan de Expansión de la Transmisión, así como la atención de los refuerzos necesarios que permitan mejorar las condiciones de operación, facilitando el transporte de electricidad a los diferentes centros de consumo del país, permitiendo también mejorar la infraestructura nacional para incrementar los intercambios regionales de energía con Perú y Colombia, en el marco de la iniciativa SINEA. Se financiarán los siguientes subcomponentes:
- a. **Subcomponente I.1: Expansión y Reforzamiento de la Infraestructura del SNT (US\$60,8 millones):** (i) ampliación de la SE Posorja 138/69kV, para adicionar 67MVA de capacidad de transformación; (ii) nuevo ST Las Orquídeas, el cual incluye la construcción de una SE en 138/69kV con capacidad de transformación de 250MVA aislada en gas, además de la construcción de una LT en 138kV de 500m de longitud para interconectar la SE y la repotenciación de la LT Pascuales de 7km de longitud; y (iii) nuevo ST Tanicuchí, que incluye la construcción de una SE en 230/138kV con capacidad de 150MVA y tres LT, una en 230kV de 4km y dos en 138kV de 10km y 16km de longitud.
 - b. **Subcomponente I.2: Reforzamiento del SNT para apoyo a la interconexión regional (US\$50,5 millones):** (i) nuevo ST La Avanzada, que incluye la construcción de una SE en 230/138kV con capacidad de transformación de 150MVA y una LT a 230kV de 4km para interconectar la SE; y (ii) nuevo ST Cajas, que incorpora una SE en 138/69kV, con capacidad de transformación de 150MVA, dos LT en 138kV de 10km y 11km de longitud aproximadas para interconectar la SE, y la ampliación de las SE Ibarra y SE Pimampiro.
- 1.26 **Componente II. Expansión, reforzamiento y modernización del SND (US\$104,24 millones).** Financiará proyectos priorizados del Plan de Expansión de la Distribución, que contribuyan a la mejora en la topología de las redes, incrementen los índices de confiabilidad del SND y permitan mejorar el acceso a electricidad a la agroindustria, aumentando también la cobertura del servicio

eléctrico en áreas rurales y urbano-marginales. Se financiarán los siguientes componentes:

- a. **Subcomponente II.1: Infraestructura para el SND (US\$50,3 millones):** Incluye: (i) 18 proyectos de líneas y SE en 69kV, contribuyendo a la expansión de la capacidad del sistema de subtransmisión y a la calidad de servicio, al incorporar sistemas para la automatización de la operación; y (ii) 65 proyectos de distribución consistentes en la incorporación de redes de medio y bajo voltaje, que permitirán la expansión, mejoramiento de la eficiencia operativa y reforzamiento de la infraestructura de distribución.
- b. **Subcomponente II.2: Electrificación Rural y Urbano-Marginal (US\$30,4 millones).** Financiará proyectos que contribuyan a la continuidad del esfuerzo en reducir la brecha de cobertura del servicio eléctrico, a través del financiamiento de 564 proyectos FERUM que incluyen la extensión de redes de distribución e incorporación de medidores en sectores rurales y urbano-marginales del país.
- c. **Subcomponente II.3: Electrificación de la Agroindustria (US\$23,6 millones).** Provisión de acceso a electricidad en, al menos, 400 fincas agroindustriales, mediante la construcción de 49 obras de infraestructura de distribución eléctrica, incluyendo ocho proyectos en el sistema de subtransmisión a 69kV y 40 en el sistema de media tensión. Para la priorización de los proyectos, el MEER realizó un relevamiento de información de las fincas agroindustriales para determinar sus niveles de demanda y el grado de preparación para realizar las inversiones propias, entre otros. De esa cuenta, el diseño de los proyectos se basa en el agrupamiento de fincas, de acuerdo al plan establecido por el MEER.

- 1.27 **Componente III. Apoyo a la implementación del PLANEE y Desarrollo de Capacidades Institucionales (US\$3,4 millones).** Se financiarán los siguientes proyectos: (i) elaboración del marco regulatorio y normativo del PLANEE, así como la elaboración de la normativa de etiquetado para promover la EE en el país³⁴; (ii) ejecución del programa de apoyo a la EE en la Agroindustria, el cual incluye actividades destinadas a la introducción de mejores prácticas que promuevan la EE mediante procesos de capacitación y la ejecución de auditorías energéticas; (iii) el desarrollo de la Estrategia para Promover la Igualdad de Género en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, la que incluirá: (a) un diagnóstico a nivel nacional que identifique las condiciones sociales, educativas y laborales para determinar las barreras que enfrentan las mujeres para integrar y permanecer en las diversas entidades del sector; (b) un análisis de una muestra de proyectos financiados por el MEER, a fin de determinar los impactos en términos de género que permitan identificar mejoras en los procesos de diseño, implementación y monitoreo, considerando el enfoque de género; (c) la determinación del estado deseado del sector eléctrico en términos de género al año 2030; y (d) la elaboración de un Plan de Acción de Género que determine metas quinquenales, recursos y acciones necesarias para promover la igualdad de género en el sector; y (iv) el desarrollo de una Estrategia de Acceso Universal a la Energía Eléctrica

³⁴ La Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) tiene previsto la provisión de apoyo adicional mediante cooperación técnica para complementar estas actividades.

en Ecuador, el cual incluirá un plan georeferenciado de acceso universal al menor costo, un plan de inversiones que incluye el cronograma de ejecución, y los aspectos institucionales y regulatorios asociados a la implementación del mismo, incorporando criterios de sostenibilidad y promoviendo su monitoreo y evaluación.

- 1.28 **Administración del programa (US\$1 millón).** Adicionalmente, se financiarán los gastos de administración relacionados con la Unidad de Gestión de Proyecto (UGP), así como las evaluaciones y auditorías del programa.
- 1.29 **Costo y financiamiento.** El costo estimado del programa es de US\$309,1 millones, de los cuales US\$150 millones serán financiados por el Banco con recursos de CO, US\$70 millones corresponden a financiamiento paralelo provisto por la JICA por medio de su mecanismo CORE³⁵ y aproximadamente US\$89,1 millones de contrapartida local (ver Tabla 1. Costos del Programa).
- 1.30 Las inversiones propuestas en el programa, en relación a las inversiones totales del PME, representan: (i) 9% de los requerimientos del plan de expansión de la transmisión; (ii) 2% de las inversiones previstas en el plan de expansión de la distribución; (iii) 5% de las necesidades de financiamiento para electrificación rural y urbano-marginal; (iv) 12% de las inversiones para electrificación de la agroindustria; y (v) 2% de los requerimientos del PLANEE.

³⁵ CORE es un mecanismo de cofinanciamiento establecido en marzo de 2012 y enmendado en marzo de 2014 y abril de 2016, por medio del cual el BID y JICA se comprometen a ofrecer préstamos altamente concesionarios por el monto objetivo de US\$3.000 millones a América Latina y el Caribe como recurso de cofinanciamiento, en apoyo de proyectos y programas de energía renovable y eficiencia energética, dirigidos a expandir la infraestructura de alta calidad en la región. En el marco del CORE, el Banco se desempeña como administrador de proyectos en una estructura de financiamiento conjunto. El 12 de septiembre de 2017, el Banco obtuvo la [Carta de Aceptación Condicional de JICA](#). La aprobación por parte del directorio de JICA está prevista a más tardar el cuarto trimestre de 2017. Se requieren los recursos de JICA para permitir que el programa alcance los objetivos propuestos.

Tabla 1. Costos del Programa (US\$)

Componentes del Programa	Financiamiento			
	BID (CO)	JICA (financiamiento paralelo)	Contrapartida Local	Total
I. Expansión y Reforzamiento del SNT	86.240.373	25.123.954	71.563.578	182.927.905
Subcomponente I.1: Expansión y Reforzamiento de la Infraestructura del SNT	35.695.972	25.123.954	37.865.912	98.685.838
Subcomponente I.2: Reforzamiento del SNT para apoyo a la Interconexión Regional	50.544.401	-	33.697.666	84.242.067
II. Expansión, Reforzamiento y Modernización del SND	61.177.214	43.058.459	16.983.298	121.218.971
Subcomponente II.1: Infraestructura para el SND	29.494.150	20.758.916	10.043.726	60.296.792
Subcomponente II.2: Electrificación Rural y Urbano-Marginal	17.846.204	12.560.723	4.110.490	34.517.417
Subcomponente II.3: Electrificación de la Agroindustria	13.836.860	9.738.820	2.829.082	26.404.762
III. Apoyo a la Implementación del PLANEE y Desarrollo de Capacidades Institucionales	1.995.501	1.404.499	408.000	3.808.000
Marco Regulatorio y Normativo del PLANEE elaborado.	234.764	165.236	48.000	448.000
Normativa de Etiquetado elaborada	234.764	165.236	48.000	448.000
Programa de apoyo a la EE en la agroindustria ejecutado	1.173.825	826.175	240.000	2.240.000
Estrategia de Igualdad de Género	352.147	247.853	72.000	672.000
Estrategia Acceso Universal a la Energía	234.765	165.235	48.000	448.000
Administración del Programa	586.912	413.088	120.000	1.120.000
Unidad de Gestión del Proyecto	387.362	272.638	79.200	739.200
Auditorías Financieras	88.037	61.963	18.000	168.000
Evaluaciones intermedia y final	111.513	78.487	22.800	212.800
TOTAL	150.000.000	70.000.000	89.074.876	309.074.876

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.31 El programa cuenta con una Matriz de Resultados que presenta productos, resultados e impactos asociados a los objetivos y componentes. El impacto esperado corresponde a la reducción de emisiones de CO₂ anuales (Anexo II).
- 1.32 Dado que los proyectos de transmisión se localizan de forma dispersa en puntos clave del SNT, los beneficiarios del programa son todos los clientes del servicio eléctrico en Ecuador, quienes obtendrán una mejora en los índices de calidad de servicio, así como, en la estabilidad en los costos de operación, debido a los ingresos generados por el aumento en las exportaciones regionales de energía. En cuanto a los proyectos FERUM incluidos en el Subcomponente II.2, se beneficiarán aproximadamente 16.680 hogares, ubicados en sectores de bajos recursos y que actualmente no cuentan con servicio de electricidad. Asimismo, con la ejecución del Subcomponente II.3, se proveerá acceso al servicio eléctrico para incentivar el uso productivo de la electricidad a aproximadamente 400 fincas camaroneras.

- 1.33 **Análisis económico.** El análisis que demuestra la viabilidad de las inversiones se realizó para cada uno de los componentes y de manera integral para todo el programa. La evaluación económica de cada componente, descontado al 12%, resulta en los siguientes valores de Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) y de Valor Presente Neto (VPNE): (i) Componente I: TIRE=52,4%; VPNE=US\$1.202 millones; (ii) Componente II: TIRE=43,0%; VPNE=US\$945,6 millones; y (iii) Componente III: TIRE=55,2%; VPNE=US\$22,3 millones. De manera integral el análisis del programa resulta en una TIRE de 47,7% y un VPNE de US\$2.206,1 millones.
- 1.34 Se realizó un análisis de sensibilidad variando en +/-15% los principales parámetros del estudio. El enlace de [Evaluación Económica](#) del programa presenta los supuestos, escenarios y resultados de la evaluación.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El programa está estructurado como un préstamo de inversión para operaciones de obras múltiples, dado que los proyectos son físicamente similares, pero independientes entre sí. Los proyectos de la muestra constituyen el 30% del presupuesto a financiar con recursos de CO y son representativos de las obras a financiar por el programa. Los proyectos de la muestra incluyen SE de alta y media tensión, LT, proyectos de extensión de redes de distribución, proyectos FERUM y obras para la provisión de acceso a electricidad a la agroindustria y cumplen con los siguientes criterios de elegibilidad: (i) estar incluidos en los planes de expansión de menor costo; (ii) contribución al refuerzo del SNT y SND; (iii) contribución a la mejora de la calidad del servicio eléctrico; (iv) contribuir al incremento de la cobertura del servicio eléctrico; (v) ser rentable de acuerdo con su evaluación económica y ser sostenible financieramente, asegurando que se recibirán recursos suficientes para cubrir sus costos financieros de operación y mantenimiento; y (vi) no corresponder a proyectos de categoría A en la clasificación ambiental y social. De las 701 obras incluidas en la operación, más del 70% cuenta con diseños y antecedentes necesarios para la elaboración de pliegos de licitación, por lo que se estima que las obras iniciarán dentro de los tres primeros años de ejecución (ver enlace [Informe de Viabilidad Técnica](#)), debido a la secuencialidad de las obras y la planificación de su entrada en operación dada la estimación de la demanda. Los recursos del Programa se desembolsarán, combinando los recursos del BID y JICA, de la siguiente manera:

Tabla 2. Proyección de Desembolsos (millones de US\$)

FUENTE	PRESUPUESTO	2018	2019	2020	2021	2022
BID (CO)	150,0	46,8	36,3	35,7	25,0	6,2
JICA	70,0	17,6	19,5	19,5	11,6	1,8
TOTAL	220,0	64,4	55,8	55,2	36,6	8,0

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.2 Con base en la información de los proyectos facilitados para la muestra por el equipo de proyecto, se espera que los impactos sociales y ambientales negativos

derivados de la implementación de las obras sean de mediana magnitud, localizados y reversibles, para los cuales existen medidas efectivas de control y mitigación. Por lo que el programa es de Categoría “B”, de acuerdo con la Política OP-703 del Banco.

- 2.3 Los proyectos se implementarán mayoritariamente en áreas ya intervenidas, y derechos de vía existente. No se prevén reasentamientos ni desplazamientos involuntarios de la población y, asimismo, la afectación socioeconómica será mínima. Los posibles impactos socioambientales negativos se producirían principalmente durante la fase de construcción de nuevas líneas de transmisión y distribución, y en menor grado durante su operación.
- 2.4 Se han producido Estudios Ambientales y Sociales (EAS) para los ocho proyectos más grandes de la muestra y un Análisis Ambiental y Social (AAS) para los proyectos del Componente II, los cuales incluyen mitigaciones para los impactos y riesgos identificados en el mismo dentro de los Planes de Gestión Ambiental y Social. Asimismo, dado que el programa se ha formulado como de obras múltiples, se ha preparado un Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS) para que todo proyecto futuro cumpla con las estipulaciones ambientales y sociales del programa y, por ende, las salvaguardias ambientales y sociales del BID. Se han realizado procesos de participación social y consultas públicas que cubren los proyectos de la muestra. Los EAS, el AAS, el MGAS y los procesos de participación social se han divulgado en la página del BID y del OE, conforme la Política de Acceso de Información del Banco (OP-102).
- 2.5 Los riesgos ambientales identificados como medio son: (i) atraso en la ejecución del programa por fenómenos naturales y antrópicos, como medida de mitigación el OE propondrá la ejecución de obras prioritarias como parte del Plan Nacional de Contingencia; y (ii) atraso en la obtención de licencias y autorizaciones ambientales, como acción de mitigación el Banco acompañará a la UGP en el avance y obtención de los documentos ambientales.

C. Riesgos Fiduciarios

- 2.6 **Riesgo de adquisiciones.** Se identifica como medio el riesgo en el retraso de la ejecución de los proyectos, debido al proceso de autorización para la contratación de obras por parte del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). Para mitigarlo se busca contar con la aprobación temprana de los avales de las contrataciones del programa por parte del MEF.
- 2.7 **Riesgos de ejecución.** El riesgo identificado como medio responde al atraso en las transferencias de recursos del programa por parte del MEF al OE. Para mitigar dicho riesgo se propone incorporar, en los Acuerdos Interinstitucionales, la transferencia oportuna de los recursos asignados al OE, una vez recibidos los desembolsos por concepto de anticipo de fondos otorgados por el Banco.

D. Otros Riesgos del Proyecto

- 2.8 Se ha identificado como riesgo medio la reducción del alcance del programa debido a la reducción parcial o total del cofinanciamiento a otorgar por JICA, como mitigación, el Banco mantendrá el acompañamiento al equipo de JICA durante la

preparación de la operación, su elegibilidad y aprobación por parte del Gobierno de Japón.

- 2.9 La sostenibilidad en el mediano y largo plazo de las inversiones a financiar se viabiliza dado que los proyectos están priorizados en los planes de expansión del sector, y formarán parte de los activos de las UN respectivas (¶3.1). Los costos de operación y mantenimiento se incluirán en los presupuestos de dichas entidades, y el OE presentará al Banco el plan de mantenimiento anual.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 El OE es el MEER, como institución rectora del sector (¶1.2), siguiendo el esquema implementado actualmente en los programas en desarrollo, donde la coordinación centralizada de la ejecución la realizará la UGP, que estará basada en el MEER y contará con un coordinador general, un especialista de adquisiciones y un especialista financiero, con cargo a los recursos del financiamiento. La UGP contará con el apoyo técnico de las empresas eléctricas respectivas en la ejecución de las obras, el cual será coordinado a través de las subsecretarías del MEER, las cuales contarán con un equipo de trabajo conformado por gestores técnicos, socioambientales, financieros, de adquisiciones, y legales, quienes supervisarán y reportarán a la UGP el desarrollo de las actividades de la siguiente manera: (i) Transelectric, para las obras del Componente I; y (ii) las EED para las obras del Componente II. Para la ejecución de las actividades del Componente III, la UGP coordinará con la Subsecretarías de Eficiencia Energética y de Distribución y Comercialización de Electricidad, ambas del MEER. El esquema propuesto facilita una óptima ejecución, como se evidencia en el avance de la cartera actual en desarrollo (¶1.16).
- 3.2 La ejecución de las siguientes actividades serán parte de las condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento y deberán contar con la no-objeción del BID: **(i) la suscripción y entrada en vigencia de un convenio subsidiario entre el MEF y el OE, que indique que los recursos del préstamo serán transferidos y registrados de manera oportuna en el correlativo del programa y usados en los términos y propósitos acordados**, esto con el fin de establecer el vínculo jurídico entre ambas instituciones para el traspaso y uso apropiado de los recursos de la operación; **(ii) la aprobación por parte de MEF de los avales de las contrataciones para los Componentes I y II**, de forma que se agilice y asegure la efectiva ejecución del programa en los tiempos establecidos; y **(iii) la aprobación del Manual Operativo del Programa (MOP) por el OE, conforme a los términos acordados con el Banco, incluyendo la gestión financiera, los arreglos de gobernanza interinstitucional, los términos y condiciones específicos establecidos por JICA, tanto en el Acuerdo Marco y su Guía de Desembolsos**, de forma que se establezcan las directrices y procedimientos a seguir por el OE, para la exitosa ejecución del programa.
- 3.3 **Condiciones contractuales especiales de ejecución.** Previo al uso de los recursos correspondientes al Componente III, relacionados al Programa de

Eficiencia Energética en la Agroindustria, el OE deberá presentar, para no-objeción del Banco, el plan de inversiones y cronograma de ejecución, en donde se identifiquen las actividades a realizar, dado que actualmente el MEER ha realizado un relevamiento de las actividades y línea base de los proyectos a incluir, los cuales deberán ser priorizados previo al inicio de la ejecución.

- 3.4 **Plan de Adquisiciones y Políticas de Adquisiciones.** Se acordó un [Plan de Adquisiciones \(PA\)](#), el cual deberá ser actualizado anualmente, coincidente con las evaluaciones anuales y antes del fin de cada año calendario o cuando se presenten cambios sustanciales. Para la actualización del PA se utilizará el Sistema de Ejecución de PA. Las adquisiciones de bienes, obras, y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el BID (GN-2349-9) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el BID (GN-2350-9), respectivamente.
- 3.5 **Desembolsos y anticipos de fondos.** Los desembolsos se realizarán mediante anticipo de fondos, de acuerdo a las necesidades estimadas de liquidez del programa derivadas del [Plan Operativo Anual](#) y [PA](#). La programación de necesidades de efectivo tendrá un horizonte móvil de 12 meses y los anticipos cubrirán las necesidades de liquidez de nueve meses de ejecución.
- 3.6 **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por US\$30 millones (20% del financiamiento con recursos de CO), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por US\$17,8 millones (20% del aporte local), gastos elegibles efectuados por el OE antes de la fecha de aprobación del préstamo, para pagos efectuados correspondientes a las contrataciones anticipadas y avance de obras de los proyectos, 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 8 de junio de 2017 (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. Con relación a los recursos de JICA, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo Marco, y con el fin de facilitar el *pari-passu* de cofinanciamiento, JICA podrá reconocer los gastos que hayan sido elegibles para financiar con CO, los cuales podrán ser incluidos en la solicitud de desembolso/justificación a JICA.
- 3.7 **Auditorías.** Los servicios de auditoría externa del programa serán provistos por una firma de auditores externos aceptable para el BID, contratados con cargo al préstamo y sobre la base de términos de referencia acordados con el OE.

B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados

- 3.8 **Arreglos de monitoreo.** 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 tienen previstas auditorías externas contables y operacionales para la validación del uso de los recursos del financiamiento, y de los procesos y controles internos operativos. Se enviarán al Banco informes semestrales de avance de ejecución, que incluirán el avance

técnico y financiero del programa, mientras que el informe de monitoreo y progreso se realizará anualmente (ver [Plan de Monitoreo y Evaluación](#)).

- 3.9 **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 será contratada por el OE en un plazo máximo de 30 meses a partir de la elegibilidad del programa. 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 y deberá ser presentada antes del cierre financiero de la operación. Los Términos de Referencia de las evaluaciones intermedia y final, deberán contar con la no-objeción del Banco. Los reportes semestrales y anuales serán presentados por el OE según el [Plan de Monitoreo y Evaluación](#) del programa.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID	Sí	
Retos Regionales y Temas Transversales	-Inclusión Social e Igualdad -Productividad e Innovación -Integración Económica -Equidad de Género y Diversidad -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental	
Indicadores de desarrollo de países	-Reducción de emisiones con apoyo de financiamiento del Grupo BID (millones de toneladas anuales de CO2 equivalente)* -Hogares con acceso Nuevo o mejorado al suministro de electricidad (#)* -Lineas de transmisión y distribución de electricidad instaladas o mejoradas (km)* -Agricultores con acceso mejorado a servicios e inversiones agrícolas (#)*	
2. Objetivos de desarrollo del país	Sí	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2680	(i) Aumento de la cobertura eléctrica; (ii) Matriz energética nacional diversificada; (iii) Eficiencia energética aumentada.
Matriz de resultados del programa de país	GN-2884	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2017.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Evaluable	
3. Evaluación basada en pruebas y solución	9.2	
3.1 Diagnóstico del Programa	3.0	
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas	3.6	
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados	2.6	
4. Análisis económico ex ante	10.0	
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, Análisis Costo-Efectividad o Análisis Económico General	4.0	
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados	1.5	
4.3 Costos Identificados y Cuantificados	1.5	
4.4 Supuestos Razonables	1.5	
4.5 Análisis de Sensibilidad	1.5	
5. Evaluación y seguimiento	7.0	
5.1 Mecanismos de Monitoreo	2.0	
5.2 Plan de Evaluación	5.0	
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad	Medio	
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad	Sí	
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales	Sí	
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación	Sí	
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales	B	
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Sí	Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información, Licitación pública nacional.
No-Fiduciarios		
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:		
Igualdad de género		
Trabajo		
Medio ambiente		
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto		
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.		

Nota: (*) Indica contribución al Indicador de Desarrollo de Países correspondiente.

El proyecto busca apoyar el avance del Plan de Inversiones del Cambio de la Matriz Energética de Ecuador. En particular, la propuesta de préstamo plantea (i) dar continuidad a los proyectos de reforzamiento del Sistema Nacional de Transformación; (ii) reforzar la infraestructura nacional de transmisión para un mayor intercambio de energía en la región; (iii) facilitar el uso de la electricidad en el sector agroindustrial, mediante el refuerzo del Sistema Nacional de Distribución y el aumento de la cobertura eléctrica en zonas rurales y urbano-marginales; (iv) impulsar la implementación de proyectos de Eficiencia Energética; y (v) implementar una estrategia para fomentar la igualdad de género en el sector eléctrico.

La propuesta de préstamo presenta un diagnóstico sólido de los problemas y sus determinantes que es consistente con las intervenciones propuestas. El documento se sustenta con datos empíricos e información sobre experiencias en el sector, además de evidencia sobre la efectividad de intervenciones similares.

La matriz de resultados incluye productos con sus resultados asociados, lo que refleja una lógica vertical clara para los componentes propuestos a partir del problema y de los objetivos planteados. Los indicadores presentados son SMART.

El proyecto incluye un análisis de costo-beneficio que cuantifica los beneficios económicos provenientes del incremento de ventas de energía tanto para consumidores finales, productores camaroneros y exportación, así como de la reducción de las pérdidas del sistema. Los resultados muestran valores actuales positivos y tasas internas de retorno superiores al 12%. La rentabilidad se mantiene ante diferentes escenarios de sensibilidad.

El plan de monitoreo detalla los instrumentos que serán utilizados. El plan de evaluación se basa en un análisis económico ex post, incluyendo la metodología para la recolección de datos, el plan de trabajo y el presupuesto asignado.

MATRIZ DE RESULTADOS

Objetivo del Proyecto:	Apoyar el avance del Plan de Inversiones del Cambio de la Matriz Energética, mediante la expansión, el reforzamiento y la mejora de la eficiencia operacional del sistema eléctrico, de acuerdo a lo previsto en el Plan Maestro de Electricidad y el Plan Nacional de Eficiencia Energética (EE).
-------------------------------	--

IMPACTO ESPERADO

Indicadores	Unidad de medida	Línea de base		Metas		Medio de verificación	Observaciones
		Valor	Año	Valor	Año		
Mitigación del cambio climático - Emisiones de CO ₂ anuales evitadas por desplazamiento de combustibles fósiles de la agroindustria camaronera.	TonCO ₂ /año	0	2016	38.800	2022	Informe de avance del programa de EE en la agroindustria.	A realizar por la Subsecretaría de EE.

RESULTADOS ESPERADOS

Resultados Esperados	Unidad de medida	Línea de base		Intermedios		Metas		Medio de verificación	Observaciones
		Valor	Año	Valor	Año	Valor	Año		
Componente I – Expansión y reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)									
Megavatios disponibles para intercambios regionales desde Ecuador.	MW	451	2016	451	2019	591	2022	Informe de operación interconexiones eléctricas. Transelectric.	La metodología de cálculo se establece en el Plan de Evaluación y Monitoreo (PME).
Componente II – Expansión, reforzamiento y modernización del SND									
FMIk: Frecuencia media de interrupciones por kVA.	fallas/año	5,59	2016	5,11	2019	4,78	2022	Reporte de avance del programa	Ver metodología de cálculo en PME.
TTIk: Tiempo Total de interrupciones (horas).	horas/año	6,41	2016	5,98	2019	5,62	2022		
Viviendas adicionales atendidas por el programa FERUM.	N° de viviendas	0	2016	1.862	2019	16.680	2022		Se incluyen viviendas con nuevo servicio y con servicio mejorado.
Agroindustrias camaroneras con servicio eléctrico en uso, atendidas por el programa.	N° de fincas	0	2016	82	2019	400	2022		

PRODUCTOS

Productos	Costo Estimado (US\$)	Unidad de medida	Línea base 2017	Año					Meta final	Medio de verificación
				2018	2019	2020	2021	2022		
Componente I: Expansión y reforzamiento del SNT	182.927.905									
Subcomponente I.1. Expansión y reforzamiento de la infraestructura del SNT	98.685.838									
1.1.1. Ampliación de la Subestación Posorja 138/69kV	14.317.893	# Proyectos	0	0	0	0	1	0	1	Reporte de avance del proyecto. Programación de la Expansión de la Transmisión.
1.1.1.1. Instalación de un autotransformador de 67MVA, ampliación del patio de 138kV y modernización del sistema de automatización.	14.317.893	%*	5	10	50	70	100	0	100	
1.1.2. Sistema de Transmisión (ST) Las Orquídeas 138kV, 2x125MVA	46.369.755	# Proyectos	0	0	0	0	0	1	1	
1.1.2.1. Construcción de una Subestación Eléctrica (SE) de 138/69kV, e instalación de dos autotransformadores de 125 MVA, aislada en gas.	43.003.272	%*	5	10	50	70	90	100	100	
1.1.2.2. Construcción de una Línea de Transmisión (LT) desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la SE Las Orquídeas a 138kV, doble circuito de 0,5 km de longitud.	198.147	%*	5	10	50	70	90	100	100	
1.1.2.3. Repotenciación la LT Pascuales - Punto de Seccionamiento conexión del SNT hasta la SE Las Orquídeas a 138kV, doble circuito de 7km de longitud.	3.168.336	%*	5	10	50	70	90	100	100	
1.1.3. ST Tanicuchí 230/138 kV, 2x75MVA	37.998.190	# Proyectos	0	0	0	0	0	1	1	
1.1.3.1. Construcción de una SE de 230/138kV, e instalación de dos autotransformadores de 75 MVA.	28.866.372	%*	5	10	50	70	90	100	100	
1.1.3.2. Construcción de una LT desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la SE Tanicuchí a 230kV, doble circuito, 4 km de longitud.	1.611.846	%*	5	10	50	70	90	100	100	
1.1.3.3. Construcción de una LT desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la SE Tanicuchí a 138kV, doble circuito, 10km de longitud.	2.892.297	%*	5	10	50	70	90	100	100	

[illegible]

Productos	Costo Estimado (US\$)	Unidad de medida	Línea base 2017	Año					Meta final	Medio de verificación
				2018	2019	2020	2021	2022		
2.1.1. Proyectos de distribución, fiscalizados y energizados.	60.296.792	# Proyectos	0	0	16	37	25	5	83	Reporte de avance del proyecto.
Subcomponente II.2. Electrificación Rural y Urbano-Marginal	34.517.417									
2.2.1. Proyectos de electrificación rural con extensión de red, fiscalizados y energizados.	34.517.417	# Proyectos	0	0	230	259	75	0	564	Reporte de avance del proyecto.
Subcomponente II.3. Electrificación de la Agroindustria	26.404.762									
2.3.1. Proyectos de distribución para la agroindustria, fiscalizados y energizados.	26.404.762	# Proyectos	0	0	10	22	17	0	49	Reporte de avance del proyecto.
Componente III: Apoyo a la implementación del PLANEE y Desarrollo de Capacidades Institucionales	3.808.000									
3.1. Marco Regulatorio y Normativo del PLANEE elaborado.	224.000	Estudio	0	0	0	1	0	0	1	Reporte de avance del proyecto.
3.2. Normativa de Etiquetado elaborada.	224.000	Estudio	0	0	0	1	0	0	1	
3.3. Programa de apoyo a la EE en la agroindustria ejecutado.	2.240.000	Programa	0	0	0	0	0	1	1	
3.4. Estrategia para promover la igualdad de género en el sector eléctrico diseñada (<i>Pro-Gender</i>).	672.000	Estrategia	0	0	1	0	0	0	1	
3.5. Estrategia para el acceso universal a la energía eléctrica en Ecuador desarrollada.	448.000	Estrategia	0	0	0	1	0	0	1	

(*) El avance en % incluye las etapas: Para LT y SE: Estudios y Diseños (5%), Precontractual (5%) Suministro, Equipos y Materiales (40%), Obras Civiles (20%), Obras Electromecánicas (20%), Pruebas y energización (10%) - Referencia: Esquema de reporte de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

País: Ecuador
Proyecto: EC-L1223
Nombre: Programa de Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética del Ecuador
Organismo Ejecutor (OE): Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)
Preparado por: Marcela Hidrovo (FMP/CEC), Pilar Locano (DTC FMP/CEC) y Francisco Echeverría (DTC FMP/CEC - Adquisiciones)

I. RESUMEN

- 1.1 La evaluación institucional para la gestión fiduciaria del proyecto se sustenta en: (i) el contexto fiduciario del país (si bien hubo cambio de gobierno, los equipos de proyectos se mantienen); (ii) los resultados de la evaluación de riesgos fiduciarios; (iii) las actividades de supervisión a la ejecución de los proyectos 3087/OC-EC, 3167/OC-EC, 3187/OC-EC, 3188/CH-EC, 3494/OC-EC, 3494/CH-EC, 3710/OC-EC y 3711-KI-EC; y (iv) los insumos de reuniones de trabajo con la Unidad de Gestión del Programa (UGP) del MEER y entidades involucradas en la ejecución del proyecto.
- 1.2 El programa será cofinanciado por la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA).

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL PAÍS

- 2.1 **Sistema Nacional de Adquisiciones.** El convenio respectivo se firmó el 13 de mayo de 2014; el lanzamiento de la implementación del Uso del Sistema País se dio el 24 de septiembre de 2014 y la Resolución No. RE-SERCOP-2014-0000014 se publicó el 4 noviembre 2014. El uso del sistema se aplicó a la adquisición y contratación de: (i) bienes y servicios diferentes a los de consultoría y obras cuyo valor estimado sea inferior al monto límite estipulado por el Banco para la Licitación Pública Internacional (LPI), conforme a los métodos de adquisiciones estipulados por la legislación del Ecuador; y (ii) servicios de consultoría provistos por firmas, contratos para los cuales la lista corta puede estar conformada íntegramente por firmas nacionales de acuerdo con las Políticas de Consultores.
- 2.2 **Sistema de Gestión Financiera.** Desde enero de 2008 las entidades del gobierno utilizan el Sistema de Administración Financiera e-SIGEF, que integra efectivamente los procesos de presupuesto, contabilidad, tesorería, pagos electrónicos y un esquema de centralización informática y uso de la tecnología web. Asimismo, las entidades del Gobierno Central están sujetas al control y fiscalización del ente supremo de auditoría que es la Contraloría General del Estado (CGE). En general, los sistemas nacionales de gestión financiera tienen un adecuado nivel de desarrollo, requiriendo ser complementados por el

momento, para efectos de la ejecución de los proyectos que financia el Banco, en lo referente a reportes financieros específicos y auditoría externa (§7.11).

III. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 3.1 El MEER es el OE del programa, con la participación de las Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED) y la Corporación Eléctrica del Ecuador a través de Transelectric.
- 3.2 El MEER utiliza los sistemas nacionales de adquisiciones y gestión financiera. El control interno del MEER es realizado mediante la CGE, a través de su Unidad de Auditoría Interna.
- 3.3 La misma estructura de ejecución de este programa es utilizada exitosamente en las operaciones mencionadas en el (§1.1). Como OE, el MEER demostró mantener todas las actividades documentadas, aprobadas y oficializadas a través de su sistema de información y cuentan con funcionarios que han venido acumulando experiencia en la administración de los procesos de gestión financiera y adquisiciones de operaciones financiadas por el Banco.
- 3.4 Adicionalmente, durante abril 2015 se realizó un análisis del Sistema de Información de Gestión de Proyectos (SIGPRO) con resultados satisfactorios. Dicho sistema se enfoca en sistematizar los procesos de priorización, seguimiento, control y liquidación de los proyectos que actualmente mantiene el MEER, e incluye las lecciones aprendidas durante la ejecución de la operación [2608/OC-EC](#), ya finalizada.

IV. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 4.1 Se identificaron como nivel medio, los siguientes riesgos fiduciarios: (i) retraso en la ejecución de los proyectos debido al proceso de autorización para la contratación de obras por parte del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), el cual se mitigará al contar con la aprobación temprana de los avales de las contrataciones del programa por parte del MEF; y (ii) atraso en las transferencias de recursos del programa por parte del MEF al OE, el cual se mitigará al incorporar, en los Acuerdos Interinstitucionales, la transferencia oportuna de los recursos asignados al OE, una vez recibidos los desembolsos por concepto de anticipo de fondos otorgados por el Banco.

V. ASPECTOS A SER CONSIDERADOS EN ESTIPULACIONES ESPECIALES A LOS CONTRATOS

- 5.1 Se resalta la importancia de considerar las condiciones previas al primer desembolso y de ejecución señalados en la sección III-A numerales 3.2 y 3.3 de la Propuesta de Préstamo. Adicionalmente, considerando el mecanismo de ejecución y desembolsos por parte del BID y JICA, se sugiere que el Manual Operativo del Proyecto (MOP) considere que el proceso de transferencias de

recursos de BID y JICA al proyecto requerirá una cuenta bancaria especial específica para cada fuente de financiamiento.

VI. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES

- 6.1 **Ejecución de las adquisiciones.** El Plan de Adquisiciones (PA) inicial será por los primeros 18 meses y se actualizará anualmente o cuando sea necesario; la gestión del PA se hará empleando el SEPA.
- a. **Adquisiciones de Bienes, Obras y Servicios Diferentes de Consultoría (Política de Adquisiciones GN-2349-9).** El umbral que determina el uso de la LPI será puesto a disposición del MEER en la página www.iadb.org/procurement. Los contratos de bienes, obras y servicios diferentes de consultoría generados bajo el programa y sujetos a LPI utilizarán los Documentos Estándar de Licitaciones emitidos por el Banco. Las adquisiciones sujetas a Licitación Pública Nacional y Comparación de Precios, utilizarán los documentos acordados con el Banco.
 - b. **Selección y contratación de consultores.** Para la selección y contratación de servicios de consultoría (GN-2350-9), se podrá utilizar cualquiera de los métodos descritos en las Políticas de Consultores, siempre que dicho método haya sido identificado en el PA aprobado por el Banco. El umbral que determina la integración de la lista corta con consultores internacionales será puesto a disposición del programa, en la página www.iadb.org/procurement. Los contratos de servicios de consultoría con firmas generados bajo el programa utilizarán la Solicitud Estándar de Propuestas emitida por el Banco.
 - c. **Selección de los consultores individuales.** En los casos identificados en los PA aprobados, la contratación de consultores individuales contemplará la conformación de una lista corta de individuos calificados obtenida mediante convocatorias locales o internacionales y, siguiendo lo establecido en el documento GN-2350-9, Sección V, ¶5.1 al ¶5.4.
 - d. **Capacitación.** En el PA se detallarán las adquisiciones que se aplican a los componentes del proyecto que incluyen elementos de capacitación y que se contratarán como servicios de consultoría y diferentes a consultoría.
 - e. **Uso de Sistema Nacional de Adquisiciones.** La aplicación del Sistema Nacional de Contratación Pública¹ en proyectos financiados por el Banco se adscribirá a los contratos de suministro de bienes y servicios diferentes a los de consultoría, y de construcción de obras que tengan un costo estimado inferior al monto fijado por el Banco para el Ecuador correspondiente a la LPI, así como para servicios de consultoría de montos menores al previsto para lista corta internacional.

¹ En caso que el Banco valide otro sistema o subsistema, éste será aplicable a la operación, de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Préstamo.

- f. **Preferencia Nacional.** Las ofertas de bienes con origen en el país del Prestatario tendrán una preferencia² de precio equivalente al 15% en contratos sujetos a la LPI.
- g. **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por US\$30 millones (20% del financiamiento con recursos de CO), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por US\$17,8 millones (20% el aporte local), gastos elegibles efectuados por el OE antes de la fecha de aprobación del préstamo, para pagos efectuados correspondientes a las contrataciones anticipadas y avance de obras de los proyectos, 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 8 de junio de 2017 (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. Con relación a los recursos de JICA, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo Marco, y con el fin de facilitar el *pari-passu* de cofinanciamiento, JICA podrá reconocer los gastos que hayan sido elegibles para financiar con CO, los cuales podrán ser incluidos en la solicitud de desembolso/justificación a JICA.
- 6.2 Montos límites para LPI y lista corta con Conformación Internacional.

Tabla VI-1. Tabla de Montos Límites (US\$)

Obras			Bienes			Consultoría	
LPI	Licitación Pública Nacional	Comprar-ación de Precios	LPI	Licitación Pública Nacional	Compar-ación de Precios	Publicidad Inter-nacional consultoría	Lista Corta 100% Nacional
>3.000.000	<3.000.000 >250.000	< 250.000	> 250.000	< 250.000 >50.000	< 50.000	>200.000	<200.000

- 6.3 Las adquisiciones principales, al ser parte de los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios están a cargo del Responsable de Adquisiciones (RA). Las adquisiciones más relevantes del programa deben ser preparadas con la información que se genera para la elaboración del PA, trabajo conjunto del RA con las Unidades de Compras y Técnicas de la Institución que encabeza el programa y del Especialista Sectorial quien debe asegurar que las adquisiciones van en línea para obtener los resultados y productos de la operación. Una vez aprobado el préstamo, el OE será el responsable de la preparación del PA³⁴ y el RA proveerá y asegurará que estos sean adecuados y tengan la calidad esperada conforme las políticas de adquisiciones.

² Políticas ([GN-2349-9](#)) Apéndice 2 y el Contrato de Préstamo.

³ Políticas ([GN-2349-9](#)) ¶1.16; Política para la Selección y contratación de Servicios de Consultoría ([GN-2350-9](#)) ¶1.23. El prestatario debe preparar y, antes de las negociaciones del préstamo, someter al Banco para su aprobación, un Plan de Adquisiciones aceptable para el Banco para el periodo inicial de por lo menos 18 meses.

⁴ Ver Guía para la preparación y aplicación del PA¹⁸.

Tabla VI-2. Adquisiciones Principales

Actividad	Método de Adquisición	Fecha estimada de invitación	Monto estimado (US\$)
1.- Obras			
Construcción de obras civiles, provisión de materiales, equipamiento, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de los Sistemas de Transmisión a 230/138 kV - cuatro lotes.	LPI	2º trimestre 2018	154.750.247,00
Construcción de obras civiles, provisión de materiales, equipamiento, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de autotransformador 67MVA, patio 138kV y modernización Sistema Automatización SE Posorja.	LPI	2º trimestre 2018	14.452.883,00

- 6.4 **Supervisión de adquisiciones.** Los contratos sujetos a revisión ex post por parte del Banco se realizarán conforme a lo establecido en el Apéndice 1 de las Políticas; los contratos con montos iguales o superiores a los indicados en la Tabla VI-3, serán supervisados de manera ex ante. Las visitas de revisión ex post por el Banco se realizarán, al menos una vez cada 12 meses. Los reportes de revisión ex post incluirán al menos una visita de inspección física, cuando corresponda.

Tabla VI-3. Limite de Revisión Ex Post (US\$)

Obras	Bienes	Servicios de Consultoría	Consultoría Individual
< 3.000.000	<250.000	< 200.000	< 50.000

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

- 6.5 **Disposiciones especiales.** Medidas para reducir las probabilidades de corrupción: Atender las disposiciones de las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el BID (GN-2349-9) y Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el BID (GN-2350-9) en cuanto a prácticas prohibidas (listas de empresas y personas físicas inelegibles de organismos multilaterales).
- 6.6 **Registros y archivos.** El ejecutor deberá mantener los registros actualizados y los archivos debidamente ordenados con la documentación inherente a adquisiciones y contrataciones en carpeta única; que sea perfectamente diferenciable de los procesos financiados con cada una de las fuentes que forman parte del programa.

VII. ACUERDOS Y REQUISITOS DE GESTIÓN FINANCIERA

- 7.1 **Programación y presupuesto.** El cuerpo legal que establece las normas generales que rigen la programación, formulación, aprobación, ejecución, control, evaluación y liquidación de los presupuestos es el Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas. Estas normas generales son aplicadas a la ejecución de los programas que financia el Banco en el país. El sistema integrado eSIGEF, instrumentaliza y estandariza la aplicación de estas normas generales en todo el aparato de gestión pública nacional. El presupuesto del programa será calculado sobre la base del Plan Operativo Anual (POA) acordado entre el Banco y el ejecutor, y servirá de base para la inclusión formal del mismo en el

presupuesto general del MEER incluido en la proforma presupuestaria que es sometida a aprobación del legislativo.

- 7.2 El MEER gestionará la inclusión del programa en el Plan Anual de Inversiones del Gobierno, las respectivas asignaciones presupuestarias para el programa, obtenciones de avales necesarios para los procesos contractuales y llevará el control de la ejecución presupuestaria cuatrimestral a través de sus sistemas internos.
- 7.3 **Contabilidad y sistemas de información.** La contabilidad gubernamental se lleva a través del sistema eSIGEF, el cual fue parametrizado de acuerdo al plan de cuentas contables gubernamental expedido por el MEF. La contabilidad oficial de proyectos que reciben financiamiento externo se lleva a través del sistema eSIGEF, conforme al plan de cuentas contables gubernamental y al clasificador presupuestario. Si bien el eSIGEF actualmente permite la elaboración de informes relacionados con los recursos suministrados por el BID – CO y otras fuentes de financiamiento (Ej: Fondos JICA), éstos no consideran a nivel de detalle y apertura todos los aspectos específicos requeridos, por lo cual es necesario que mediante informes separados se revele el estado y evolución de los proyectos.
- 7.4 Por lo anterior, se acordó con el ejecutor que, para la operación de préstamo, se utilizará el SIGPRO, sistema desarrollado por el MEER que permite el seguimiento técnico y financiero del avance de las actividades de ejecución y la preparación de los informes financieros detallados y reportes del proyecto.
- 7.5 **Desembolsos y flujo de fondos.** Desde el 2008 el Gobierno de Ecuador instauró el mecanismo de Cuenta Única del Tesoro Nacional (CUT) a través de la cual se unificó la gestión de la tesorería de todas las entidades que conforman el gobierno central.
- 7.6 La implementación de este mecanismo no eliminó el sistema de cuentas especiales, o de propósito específico, que se manejan en el Banco Central del Ecuador (BCE) para recibir el financiamiento de préstamos multilaterales, entre ellos los del BID. En este sentido, para la recepción de los recursos del préstamo el MEER abrirá dos cuentas especiales para el programa en el BCE, correspondiendo una al financiamiento BID – CO y otra a los recursos de JICA. Todos los pagos del programa serán ejecutados a través del sistema eSIGEF mediante débito a la CUT.
- 7.7 El OE gestionará los desembolsos ante el BID. Los desembolsos del programa se realizarán de acuerdo a las necesidades reales de liquidez del proyecto, tomando en cuenta las dos fuentes de financiamiento por separado, mediante la modalidad de Anticipo de Fondos de acuerdo a un Plan Financiero (PF) detallado que refleje las necesidades reales de recursos para el proyecto, para un periodo de hasta nueve meses. Los PF se deben preparar al inicio del proyecto, manteniendo un horizonte de 12 meses y actualizar de acuerdo con la evolución de la ejecución del mismo.
- 7.8 El ejecutor presentará al BID cada solicitud de desembolso acompañada por el PF y flujo de caja del proyecto por un periodo máximo de hasta 270 días. En caso de requerir un siguiente anticipo de fondos, el OE deberá presentar la rendición

de cuentas, demostrando el uso de al menos el 80% del saldo pendiente por justificar adjuntando la conciliación de los fondos disponibles del programa. La rendición de cuentas en relación con los anticipos se hará según lo establecido en la OP-273 "Guía de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el BID".

- 7.9 Respecto de los gastos realizados que no sean considerados elegibles por parte del Banco, se acordará entre éste y el OE si los mismos deberán ser reintegrados al Banco, sustituidos por otros gastos elegibles al programa o proceder a la cancelación de los montos involucrados.
- 7.10 **Control interno y auditoría interna.** En relación a los sistemas de control interno, la Constitución de la República del Ecuador establece que la CGE es el ente encargado de dirigir el sistema de control del Sector Público. Como parte de dicho sector, el MEER cuenta con un área de auditoría interna propia que depende directamente de la CGE, sin embargo, el Banco no utilizará sus servicios debido a que ésta no incluye dentro de sus planes de auditoría la revisión del proyecto. El MOP incluirá los principales procesos de control interno necesarios para asegurar que los controles estén funcionando en forma adecuada. Durante la ejecución, el equipo fiduciario evaluará el cumplimiento y la calidad de dichos procesos.
- 7.11 **Control externo e informes.** Debido a que la CGE no cuenta, por el momento, con la capacidad suficiente para ejercer el control externo sobre proyectos financiados con recursos de endeudamiento externo, la auditoría externa del proyecto será efectuada por auditores independientes aceptables por el Banco (firmas internacionales de auditoría), de acuerdo con los requerimientos del BID. Durante la ejecución, el MEER presentará anualmente, dentro de los 120 días siguientes a la fecha de cierre de cada ejercicio económico, los informes financieros auditados del proyecto (incluyendo todas las fuentes de financiamiento de este proyecto más el aporte local) sobre la base de términos de referencia previamente aprobados por el BID, los cuales incluirán la validación independiente del uso de los recursos de préstamo por cada fuente de financiamiento y la validación de los procesos y controles internos operativos implementados por el ejecutor. Los costos de la auditoría serán cubiertos con recursos de financiamiento. El informe financiero auditado final, será presentado por el OE al BID dentro de los 120 días posteriores al plazo de último desembolso. Adicionalmente, el Banco podrá requerir de informes financieros no auditados del proyecto los mismos que serán preparados por el MEER.
- 7.12 No existe una política nacional de revelación pública de los informes de auditoría; no obstante, según la política de acceso y divulgación de información vigente, se deberá publicar en los sistemas del Banco los informes auditados del proyecto.

Tabla VI-4. Plan de Supervisión

Actividad de supervisión	Plan de supervisión			
	Naturaleza y alcance	Frecuencia	Responsable	
			Banco	Tercero
Operacional	Revisión del informe de progreso	Semestral	Equipo fiduciario y sectorial	
	Revisión de cartera con ejecutor y MF	De acuerdo a los Requerimientos del MF	Equipo fiduciario y sectorial	MEER y MF
Financiera	Visitas de supervisión	Anual	Especialista fiduciario	MEER
	Revisión de informes financieros auditados y no auditados	Anual	Especialista fiduciario	MEER
	Revisión solicitudes de desembolso	Periódica	Equipo fiduciario y sectorial	
Adquisiciones	Revisión ex ante adquisiciones	De acuerdo con el PA	Jefe de equipo/con apoyo de especialista de adquisiciones	MEER
	Actualización PA	Anual	Jefe de equipo con apoyo de especialista de adquisiciones	MEER
Cumplimiento	Cumplimiento condiciones previas	Una vez	Equipo fiduciario y sectorial	MEER
	Revisión de asignación presupuestal	Anual	Equipo fiduciario y sectorial	MEER
	Análisis de informes financieros auditados presentados por el MEER	Anual	Jefe de Equipo y Especialista fiduciario	

- 7.13 **Mecanismo de ejecución.** El MEER como ejecutor del programa, es responsable de su administración financiera y control interno, con la asistencia técnica del equipo de Transelectric y de las EED para la contratación de las obras que se ameriten conforme a sus áreas de concesión.
- 7.14 Internamente en el MEER, será la Coordinación General de Planificación quien lidere tanto la ejecución del programa, así como la contratación y revisión de los estudios si fueran necesarios.
- 7.15 Asimismo, toda la actividad administrativa (presupuesto, contabilidad, pagos, etc.) será realizada por el MEER a través de su Dirección Financiera con el apoyo de la Coordinación General de Planificación, quien hará el seguimiento sobre los contratos, pagos, documentación e informes respectivos.

- 7.16 La UGP preparará las proyecciones de flujo de fondos, solicitudes respectivas y justificaciones de uso de fondos, presentando al Banco los documentos correspondientes de acuerdo a los formatos y requerimientos solicitados. Asimismo, tendrá la responsabilidad de llevar el liderazgo del programa frente al Banco, coordinando con las partes intervinientes y preparando toda la información de gestión a ser presentada, incluyendo reportes del progreso, POA, Plan de Ejecución del Programa e informes de auditoría y de evaluación.
- 7.17 Debido a la existencia de financiamiento externo de dos fuentes distintas (fondos BID-CO y JICA) dentro del mismo programa, la información financiera y de gestión mencionada en el párrafo anterior deberá respetar la apertura por fuente de forma tal que se pueda planificar, monitorear y rendir cuentas por cada una de ellas y de forma consolidada.
- 7.18 En el MOP se establecerá en detalle el mecanismo de ejecución del programa, la composición de la UGP, así como los mecanismos de registro, comunicación y reporte que gobiernen la colaboración contratistas EED-Transelectric-MEER. Ver [Tabla de Adquisiciones](#).

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/17

Ecuador. Préstamo ____/OC-EC a la República del Ecuador
Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética
del Ecuador

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República del Ecuador, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un programa de apoyo al avance del cambio de la matriz energética del Ecuador. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$150.000.000, 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 2017)