



Directorio Ejecutivo

Para consideración

A partir del 24 de junio de 2015

PR-4292
9 de junio de 2015
Original: español
Público
Divulgación Simultánea

A: Los Directores Ejecutivos
Del: Secretario
Asunto: Ecuador. Propuesta de préstamo para el “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II”

Información básica: Modalidad Operación Global de Obras Múltiples (GOM)
Prestatario..... República del Ecuador

Préstamo

Montohasta US\$50.000.000

FuenteCapital Ordinario

Copréstamo

Montohasta US\$30.000.000

Fuente Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe

Consultas a: Jesús Tejeda (teléfono Representación en Ecuador 5932-299-6942) o
Arnaldo Vieira de Carvalho (extensión 1719)

Observaciones: Esta operación está incluida en el Anexo III del documento GN-2805, “Informe sobre el Programa de Operaciones de 2015”, aprobado por el Directorio Ejecutivo el 15 de abril de 2015. Sin embargo, el monto del préstamo supera el límite establecido para países del Grupo D. Por consiguiente, la operación no califica para ser aprobada por Procedimiento Simplificado.

Referencia: GN-1838-1(7/94), DR-398-17(1/15), GN-2805(4/15), GN-2686-4(1/13), DE-246/12, PR-4153(5/14), DE-50/14, DE-51/14

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

ECUADOR

**PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA DEL ECUADOR II**

(EC-L1147)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Jefe de Equipo Alterno; Emilio Sawada (ENE/CUR); Virginia Snyder (INE/ENE); Haydemar Cova León (INE/ENE); Juan Carlos Páez (VPS/ESG); Rafael Poveda (CAN/CEC); Gumersindo Velázquez (FMP/CEC); Patricio Crausaz (FMP/CEC); Gustavo Palmerio (FMP/CEC); Marcela Hidrovo (CAN/CEC); Javier Díaz-Cassou (CAN/CEC); y Kevin McTigue (LEG/SGO).

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.

CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A.	Antecedentes, situación actual y propuesta	2
B.	Objetivos, componentes y costos	9
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	11
A.	Instrumentos financieros	11
B.	Riesgos ambientales, sociales y medidas de manejo asociadas	12
C.	Riesgo fiduciario	13
D.	Riesgos de ejecución	13
E.	Otros aspectos especiales y riesgos	14
III.	RESUMEN DE MEDIDAS DE IMPLEMENTACIÓN	14
A.	Mecanismo y período de ejecución	14
B.	Resumen de medidas para el monitoreo y evaluación de resultados.....	15

Anexos	
ANEXO I:	Resumen de la Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM)
ANEXO II:	Matriz de Resultados
ANEXO III:	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios
Enlaces Electrónicos	
REQUERIDOS	
1.	Plan de Ejecución Plurianual (PEP) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699421
2.	Plan de Monitoreo y Evaluación (M&E) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39515611
3.	Plan de Adquisiciones Completo http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39528841
4.	Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39519970
OPCIONALES	
1.	Evaluación Económica y Financiera del Programa http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39515624 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39515628
2.	Informe de evaluación y selección de proyectos para financiamiento http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39529573
3.	Reporte de Políticas de Salvaguardias http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39531236
4.	Base de proyectos propuestos para financiamiento http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39529657
5.	Justificación del Programa con la PSP (GN-2716-6) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39530340
6.	Evaluación de Medio Término de la operación EC-L1136 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593365
7.	Informe de Resultados de la Implementación del “Plan Fronteras Cocinas Inducción Carchi” http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699214
8.	Antecedentes del Uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Ecuador http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699465
9.	Términos de Referencia para Evaluación Económica Financiera Ex post http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39530702
10.	Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2013-2022. CONELEC http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38272441
11.	Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017 http://www.senplades.gob.ec/
12.	Paul L. Joskow, <i>Patterns of Transmission Investment</i> http://economics.mit.edu/files/1174
13.	Proyecto de Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38703503

Siglas y Abreviaturas

AFD	Agencia Francesa de Desarrollo
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BDC	Banco de Desarrollo de China
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BEP	Barriles Equivalentes de Petróleo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BT	Baja Tensión
CAF	Banco de Desarrollo de América Latina
CE	Comisión Europea
CELEC EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CHC	Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe (por sus siglas en inglés)
CNEL EP	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CME	Cambio de la Matriz Energética
CO	Capital Ordinario
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CRI	<i>Cash Recovery Index</i> (Índice de recuperación de efectivo)
DEM	<i>Development Effectiveness Matrix</i> (Matriz de Efectividad del BID)
CO ₂	Dióxido de Carbono
EBP	Estrategia del BID con el País
EE	Eficiencia Energética
EED	Empresas Eléctricas Distribuidoras
ER	Energías Renovables
ETAs	Especificaciones Técnicas Ambientales
FMIk	Frecuencia Media de Interrupciones por kilovatio-Amperio instalado
GCI-9	Noveno Aumento General de Capital del BID
GdE	Gobierno de la República del Ecuador
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GWh	Gigavatios-hora
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
kV	kilovoltio
kVA	kilovoltio-Amperio
kWh	kilovatio-hora
LOEP	Ley Orgánica de Empresas Públicas
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
L/T	Línea de Transmisión
MAE	Ministerio del Medio Ambiente
MC-15	Mandato Constituyente No. 15 del 2008

M&E	Monitoreo y Evaluación
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MF	Ministerio de Finanzas
MOP	Manual Operativo del Programa
MT	Media Tensión
MVA	Megavoltio Amperio
MW	Megavatios
MWh	Megavatio-hora
OE	Organismo Ejecutor
ONE	Operador Nacional de Energía
OGE&EE	Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética
O&M	Operación y Mantenimiento
PA	Plan de Adquisiciones
PBP	<i>Policy Based Programatic</i>
PED	Plan de Expansión de la Distribución
PET	Plan de Expansión de la Transmisión
PME	Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2013-2022
PNCE	Programa Nacional de Cocción Eficiente
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
PNBV	Programa Nacional del Buen Vivir
PRSND	Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución
PSP	Política de Servicios Públicos Domiciliarios
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo del Ecuador
SEPA	Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones
SGEH	Sistema de Generación Eléctrico Hidrocarburífero
SIGPRO	Sistema de Gestión de Proyectos
SNAP	Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas
SND	Sistema Nacional de Distribución
S/E	Subestaciones Eléctricas
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
TIRF	Tasa Interna de Retorno Financiero
TTIk	Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalado
UE	Unión Europea
UGP	Unidad de Gestión del Programa
VP	Valor Presente
VPP	Vida Promedio Ponderada
VPNE	Valor Presente Neto Económico
VPNF	Valor Presente Neto Financiero

RESUMEN DEL PROYECTO

ECUADOR

PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR II
(EC-L1147)

Términos y Condiciones Financieras				
Prestatario: República del Ecuador			Facilidad de Financiamiento Flexible*	
			Período Amortización:	25 años
Organismo Ejecutor (OE): Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)			Vida Promedio Ponderada (VPP)**	14,95 años
			Período Desembolsos:	4 años
Fuente	Monto (US\$)	%	Período de Gracia:	6 años
BID - Capital Ordinario (CO):	50.000.000	55	Inspección y Vigilancia:	***
Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe (CHC):****	30.000.000	33	Tasa de Interés:	Basada en LIBOR
Aporte Local:	10.600.000	12	Comisión de Crédito:	***
Total:	90.600.000	100	Moneda:	Dólares de los EE.UU (US\$)
Esquema de Proyecto				
Objetivos y descripción del programa: Dar continuidad al reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución (SND), iniciado con la operación EC-L1136, facilitando la transformación de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad. Objetivos específicos: (i) apoyar el reforzamiento de la infraestructura eléctrica en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT); (ii) contribuir a la modernización y eficiencia en la gestión de la demanda en el SND; y (iii) mejorar los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico.				
Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso. Previa no objeción del BID: (i) suscripción y entrada en vigor de un convenio subsidiario entre el Ministerio de Finanzas (MF) y el OE, donde se mencione la obligación de que el uso de los recursos se efectúe en los términos y para los propósitos acordados en el contrato de préstamo; (ii) conformación por parte del OE de la Unidad de Gestión del Programa (UGP) dedicada a su ejecución, e integrada al menos por un coordinador general, un especialista de adquisiciones, un especialista financiero, un especialista de planificación y monitoreo, un especialista ambiental y un ingeniero eléctrico; (iii) presentación de una versión del Manual Operativo del Programa (MOP) actualizada debidamente aprobada por el MEER y su entrada en vigencia; y (iv) la evidencia de haber incluido en el MOP, un marco de referencia para la gestión ambiental y social de los proyectos con fichas de seguimiento; y (v) que el OE haya demostrado al Banco que se han asignado los recursos suficientes para atender, por lo menos durante el primer año calendario, la ejecución del Programa (§3.1).				
Condiciones contractuales especiales de ejecución: Previo al inicio de las obras de cada proyecto del Componente I, y según lo establecido en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) del programa, el OE deberá presentar a satisfacción del BID: (i) evidencia de haber realizado al menos una consulta pública que incluya: (a) la descripción del proyecto; (b) la descripción de los impactos probables; (c) la descripción de las medidas de manejo propuestas de los impactos identificados (PGAS); (d) la descripción del sistema de captura y procesamiento de quejas y reclamos; y (e) un espacio para la recepción de sugerencias al proyecto propuesto o a su PGAS; (ii) la evaluación ambiental y su PGAS, junto con su presupuesto correspondiente para su ejecución, de conformidad con el alcance definido en la categoría ambiental designada por la autoridad ambiental del país; (iii) el detalle de las Especificaciones Técnicas Ambientales (ETAs); (iv) la evidencia de la incorporación en los pliegos de licitación, del acatamiento obligatorio del PGAS de las ETAs; (v) la licencia ambiental y los permisos que de conformidad con la legislación ecuatoriana se requieran; (vi) la resolución de imposición de servidumbre, para el caso de nuevas líneas de distribución; (vii) la evidencia de la tenencia legal de los terrenos para el caso de subestaciones eléctricas nuevas; y (viii) la inclusión de las especificaciones técnicas ambientales que correspondan y del PGAS en los contratos de construcción y fiscalización de las obras previstas (§2.5).				
Excepciones a las políticas del Banco: No aplica.				
Proyecto califica como:	SEQ <input type="checkbox"/>	PTI <input type="checkbox"/>	Sector <input type="checkbox"/>	Geográfica <input type="checkbox"/>
	% de beneficiarios <input type="checkbox"/>			

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

** La VPP original máxima del préstamo y el período de gracia podrán ser menores de acuerdo a la fecha efectiva de firma del contrato de préstamo.

*** 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.

**** Este segmento de financiamiento se regirá por las disposiciones estipuladas en el documento (GN-2686-4). Los términos y condiciones de este segmento del financiamiento serán los mismos que aquellos del segmento del financiamiento de los recursos del Capital Ordinario del Banco, incluyendo las disposiciones aplicables de la Facilidad de Financiamiento Flexible.

I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, situación actual y propuesta

- 1.1 **Antecedentes.** El Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV)¹ 2013-2017 del Ecuador incluye el Cambio de la Matriz Productiva y del Cambio de la Matriz Energética (CME) para mejorar la calidad de vida de la población. La migración hacia el uso generalizado de la electricidad en sustitución de combustibles fósiles, es el mecanismo propuesto por el Gobierno de la República del Ecuador (GdE) para promover la reducción de la dependencia de dichos combustibles.
- 1.2 El CME implica una transición hacia una matriz basada mayoritariamente en hidroelectricidad para garantizar la oferta eléctrica. Por el lado de la demanda, se desarrollan iniciativas que motiven el uso eficiente de electricidad, con beneficios macroeconómicos para el país en el mediano y largo plazo, por reducción de combustibles importados y subsidiados en otros sectores de la economía².
- 1.3 Para llevar a cabo el CME, el GdE cuenta con el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME)³ como documento rector de las acciones en el sector eléctrico. El PME plantea la necesidad de incrementar la oferta eléctrica, reforzar y expandir el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y el Sistema Nacional de Distribución (SND), este último para operar en 220 voltios. Se anticipa la necesidad de automatizar la red eléctrica, a través del uso de sistemas modernos de protección, medición y comunicación.
- 1.4 El PME considera en la proyección de la demanda de electricidad un escenario base que correlaciona variables macroeconómicas, demográficas y las variables de energía y clientes para determinar la evolución esperada al año 2022. Se anticipa un crecimiento promedio de 3,7%⁴ anual entre 2012-2022, alcanzando 26.542 Gigavatios-hora (GWh) de energía al final del período. Esta demanda refleja la incorporación de cargas que resultan del CME. Esto implicaría adicionar 4.723 Megavatios (MW) de capacidad de generación adicional para el 2022 sobre la capacidad actual que es de 5.063 MW.
- 1.5 **Avances en el cambio de la matriz energética. Oferta eléctrica.** La construcción de los primeros proyectos hidroeléctricos emblemáticos se inició en 2010 con inversiones del GdE y financiamiento externo⁵, sumando US\$4.455 millones. Se espera que estos proyectos ubicados en la vertiente del Amazonas y

¹ [Plan Nacional del Buen Vivir \(PNBV\) 2013-2017 del Ecuador.](#)

² La operación, Apoyo al Cambio de la Matriz Energética del Ecuador (EC-L1140), describe el alcance de estas acciones. El monto asociado a subsidios a combustibles importados, disminuyó en 2014, a raíz de la caída en los precios de petróleo, facilitando el acompañamiento a estrategias para su eliminación.

³ [Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2013-2022. CONELEC.](#)

⁴ Inferior a la tasa de crecimiento promedio histórico de 4,7% (2000-2012). El PME hace referencia a una disminución en la tasa de crecimiento de la economía nacional, lo cual impacta las proyecciones de demanda del sector industrial, residencial y comercial donde se empleó el PBI como variable explicativa.

⁵ Financiamiento proveniente del EximBank de China, el EximBank de Rusia, el Banco de Desarrollo de China (CDB), del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (BIESS) y de las empresas contratistas.

del Pacífico entren en operación en 2016, aportando capacidad de generación nueva por 2.827 MW de potencia y 17.222 GWh⁶ de energía.

- 1.6 **Demanda eléctrica.** En el corto plazo se espera un aumento de la demanda de aproximadamente 2.133 MW por la ejecución de: (i) el Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE); (ii) el transporte eléctrico público (metro de Quito y el tranvía de Cuenca); (iii) el proyecto de Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética en el sector de hidrocarburos (OGE&EE); y (iv) la iniciativa de interconexión eléctrica regional. Parte de estas cargas se interconectarán al SND los cuales se describen en los siguientes párrafos. El incremento de la demanda va de la mano con la implementación de iniciativas que involucran la eficiencia energética en el consumo de electricidad.⁷
- 1.7 El **PNCE** tiene como objetivo desplazar el consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad, en la cocción y el calentamiento de agua en el sector residencial, a través del uso de tecnológicas más eficientes⁸. La demanda eléctrica esperada es de 5.445 GWh para cocción de alimentos y 5.970 MWh para calentamiento de agua⁹. Esto equivale a una demanda de potencia de 982 MW. El PNCE inició en 2014 con el reforzamiento del SND para operar en 220 voltios y mejorar la confiabilidad del sistema de subtransmisión.
- 1.8 **Transporte eléctrico.** El proyecto del metro de la ciudad de Quito, se encuentra en su segunda fase de ejecución¹⁰. Se espera que el metro entre en operación en 2017, requiriendo lo equivalente a 79 MW de potencia y 117 GWh de energía. Por otro lado el proyecto “tranvía de la ciudad de Cuenca”, se espera que entre en operación en 2018 demandando lo equivalente a 4 MW de potencia y 16 GWh de energía. Ambas cargas se interconectarán al SND.
- 1.9 La **iniciativa OGE&EE** busca reducir el diésel utilizado en la generación eléctrica asociada al sector petrolero. Esta iniciativa que lleva a cabo la empresa pública Petroamazonas EP, con el acuerdo del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, tiene dos etapas. La primera es para la reutilización de gas asociado proveniente de la extracción de crudo en pozos petroleros del oriente del país, en sustitución de diésel usado en la generación eléctrica. La segunda prevé una nueva línea de transmisión en 230 Kilovoltios (kV) para enlazar el Sistema de Generación Eléctrico Hidrocarburiífero (SGEH) al Sistema Nacional

⁶ También se construye una planta de ciclo combinado con gas natural de 187 MW. Su entrada en operación está prevista para noviembre de 2016. Al momento se tiene un avance físico de 24%. Fuente: MEER, 2015.

⁷ Además de las medidas de eficiencia energética que tradicionalmente se han implementado en el país, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, trabaja en el proceso para desarrollar el Plan Nacional de Eficiencia Energética, en respuesta a la estrategia de Cambio de la Matriz Energética del país.

⁸ El PNCE implica el uso de cocinas de inducción en sustitución de cocinas a gas. Estas últimas presentan una eficiencia cercana a 40%, contra una eficiencia de 80% para cocinas de inducción.

⁹ Esto resulta de un consumo aproximado de 100 kWh/mes por cada cliente que utilice electricidad en la cocción a través de cocinas eficientes. Fuente: PME 2013-2022.

¹⁰ Financiamiento de US\$1.500 millones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el Banco Mundial (BM) y recursos públicos locales.

Interconectado (SNI)¹¹ y consumir electricidad proveniente de los proyectos hidroeléctricos en horas de menor demanda en el SNI.

- 1.10 **Integración eléctrica regional.** Se está avanzando con la interconexión eléctrica Ecuador-Perú¹² con mejoras en la conexión existente en 230 kV y el aumento de la capacidad de intercambio en 500 kV. Durante 2014 ambos países avanzaron con el proceso regulatorio el cual permitirá fortalecer la conexión existente y en el proceso de licitación internacional para los estudios de interconexión en 500 kV¹³. El intercambio de energía entre los dos países requerirá de la disponibilidad de entre 500 y 1.000 MW de potencia del lado ecuatoriano dependiendo de las condiciones eléctricas y energéticas.
- 1.11 **Situación actual. Marco legal regulador e institucional.** La legislación del sector eléctrico se basa en la Constitución de la República del Ecuador de 2008; la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE¹⁴); la Ley Orgánica de Empresas Públicas de 2009¹⁵; y el Decreto Ejecutivo No. 220 de 2010 que crea a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP).
- 1.12 La LOSPEE deroga el Mandato Constituyente No. 15 (MC-15) y la Ley del Régimen del Sector Eléctrico de 1996, ratificando los principios de eficiencia, calidad y sostenibilidad del servicio eléctrico. La LOSPEE mantiene la estructura de responsabilidades, focalizando los roles del MEER, del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), y del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) según su mandato. El CONELEC se convierte en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).
- 1.13 La función de regulación y control del suministro de electricidad recae en ARCONEL. La transmisión se asigna a CELEC EP Transelectric. La distribución es responsabilidad de once Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED) mayoritariamente públicas¹⁶. Diez de estas empresas, cuentan con participación accionara de municipios, gobiernos provinciales y cámaras de producción. El MEER es accionista mayoritario. La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) agrupa diez unidades de negocios. A partir de la aprobación de la LOSPEE, se dará inicio al proceso para que las diez EED que operan como sociedades anónimas pasen a ser públicas.

¹¹ Al cierre de 2014, la iniciativa OGE&EE reportó a través del sistema de Gobierno por Resultados, la reducción de 1,2 millones de BEP de diésel. La interconexión de SGEH al SNI se espera se lleve a cabo en 2017, lo cual implicará una demanda equivalente a 76,9 MW.

¹² Acuerdo de Piura 2013- Construcción de la línea de alta tensión Perú-Ecuador en 500 kV.

<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38280643>

¹³ Los estudios del lado ecuatoriano se financian con la operación 3167/OC/EC y del lado peruano con la operación ATN/CN-13202-PE.

¹⁴ Promulgada en el Registro Oficial 418-SIII en enero de 2015.

¹⁵ La Ley Orgánica de Empresas Públicas contiene aspectos relacionados con la constitución y gestión de las empresas públicas, incluyendo a los sectores estratégicos.

¹⁶ El MEER podrá delegar a empresas privadas, así como a empresas de economía popular y solidaria, participación en actividades del sector cuando sea necesario para satisfacer el interés público y colectivo.

- 1.14 **Tarifa eléctrica.** Según la LOSPEE las tarifas deben aprobarse anualmente en base a costos. ARCONEL podrá fijar tarifas que promuevan el desarrollo de industrias básicas, utilizando Energías Renovables (ER). La recaudación tarifaria incluyendo aporte por tarifa dignidad¹⁷ se lleva a cabo a través de un esquema que incluye al Banco Central y un Comité Técnico de Supervisión y Control integrado por el MEER, dos representantes de las EED, dos representantes del mercado de generación y transmisión, un representante del ONE y ARCONEL. La tarifa residencial vigente para consumos entre 151-200 kWh es de 0,090 US\$/kWh y la tarifa comercial de bajo voltaje entre 0-150 kWh es de 0,081 US\$/kWh¹⁸.
- 1.15 **Infraestructura eléctrica.** El CME implica contar con un SNT y un SND robusto y moderno. Actualmente el Sistema Nacional de Generación cuenta con una capacidad total instalada de 5.063 MW¹⁹. El SNT cuenta con 1.841 km de Líneas de Transmisión (L/T) a 230 kV²⁰ y 1.718 km a 138 kV²¹. También cuenta con 212 km de L/T internacional con Colombia en 230 kV y 107 km con Perú en 230 kV. Bajo el Plan de Expansión de Transmisión se construyen obras nuevas del SNT que cuenta con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2608/OC-EC²² y 3167/OC-EC²³).
- 1.16 El SND tiene una potencia total instalada en transformadores de distribución de 8.113 Megavoltio Amperio (MVA) que de acuerdo con lo descrito en el PME es suficiente para responder a la demanda actual, pero insuficiente para la demanda proyectada (¶1.6). Para operar en 220 voltios, se requieren obras en: (i) acometidas²⁴, medidores y redes de distribución secundarias; (ii) transformadores de distribución; (iii) alimentadores primarios; (iv) ampliación de Subestaciones Eléctricas (S/E); y (v) líneas de subtransmisión.
- 1.17 Los principales indicadores de calidad del servicio eléctrico han mejorado sustancialmente en los últimos cinco años como son: (i) Tiempo Total de Interrupciones por kilovoltio-Amperio (kVA) instalado (TTIK de 19,13 horas a 12,45 horas; (ii) Frecuencia Media de Interrupciones por kVA instalado (FMIK de 16,9 veces a 12,7 veces; (iii) índice de pérdidas eléctricas de 22,3% a 12,3%; y (iv) Índice de Recuperación de Efectivo (CRI, por sus siglas en inglés)²⁵ de 0,71 a 0,87. Sin embargo, la incorporación de las nuevas cargas (¶1.4) representa un nuevo reto en el proceso de reforzamiento del SND dada la exigencia de potencia

¹⁷ La tarifa dignidad es calculada como el 50% de la tarifa residencial vigente pliego tarifario de cada EED. Tiene como beneficiarios usuarios residenciales, cuyos consumos mensuales de energía eléctrica, son de hasta 110 kWh-mes en la sierra y de hasta 130 kWh-mes, en la costa, oriente y región insular.

¹⁸ A mediados de 2014 se aprobaron aumentos de US\$0,01 para los consumidores residenciales y de US\$0,02 para clientes comerciales e industriales.

¹⁹ Potencia efectiva nacional: hidráulica 44%; térmica 55,9%; y renovable no convencional 0,1%.

²⁰ 1.285 km de doble circuito y 556 km en circuito simple.

²¹ 625 km de doble circuito y 1.093 km en circuito simple.

²² Apoyo al Programa de Transmisión (US\$60 millones). Fecha de cierre: 2015.

²³ Fortalecimiento del SNT (US\$150 millones). Aprobado en abril de 2014.

²⁴ Se refiere al cable eléctrico que conecta la vivienda con el SND.

²⁵ Un valor promedio de equilibrio operacional del CRI se estima en 80%. El CRI correlaciona el nivel de pérdidas eléctricas y el nivel de recaudación por facturación.

y energía en horas punta. Además, solo algunas EED han avanzado en la instalación de sistemas modernos para administrar y operar la demanda del SND de forma oportuna y prevenir caídas de voltaje. Estos sistemas incluyen monitoreo del factor de utilización de los transformadores de distribución, monitoreo de las pérdidas eléctricas y gestión de la demanda para tomar acciones de manera coordinada.

- 1.18 **Avances en el reforzamiento del SND.** El MEER viene implementando el Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución (PRSND), con múltiples proyectos de reforzamiento con contratos independientes, bajo distintos financiamientos, sin que esto afecte su ejecución. De esta forma desde 2014 tres organismos multilaterales financian el PRSND: US\$220²⁶ millones con fondos del BID (EC-L1136²⁷); US\$200 millones con fondos del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), aprobados en diciembre de 2014; y US\$100 millones con fondos de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) en proceso de aprobación²⁸.
- 1.19 El préstamo, Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador (EC-L1136) (aprobado en junio de 2014 y declarado elegible para desembolsos en agosto 2014), tiene como objetivo iniciar el fortalecimiento del SND para operar en 220 voltios, mejorar su confiabilidad y contribuir al desarrollo de la estrategia que facilite el desplazamiento de GLP por electricidad. A marzo de 2015, se adjudicaron 599 contratos para construcción de proyectos de reforzamiento por US\$197,5 millones, de los cuales se han pagado US\$93 millones por avance de obras y anticipos. El avance físico de los proyectos promedia 25%, lo que incluye avances en algunos proyectos de 47%²⁹. Durante este período se han reforzado 65 km de líneas de subtransmisión, 1.644 km de líneas de distribución, y se cuenta con 137 contratos para supervisión de obras.
- 1.20 **Propuesta.** El MEER tiene como objetivo inmediato mejorar la calidad del servicio eléctrico a través del reforzamiento integral del SND en 220 voltios, con las siguientes metas: (i) gestionar la demanda en los puntos de los transformadores de distribución para facilitar la incorporación de nuevas cargas y la operatividad del sistema; (ii) monitorear en forma continua el SND, mejorando el tiempo de respuesta ante fallas, y minimizando el impacto social y económico;

²⁶ Cuenta dos fuentes: CO por US\$170 millones (3187/OC-EC) y CHC por US\$50 millones (3188/CH-EC).

²⁷ A diciembre de 2014, la operación EC-L1136 cuenta con 70% de recursos desembolsados. La [evaluación de medio término](#), en preparación, destaca dos aspectos importantes que han sido considerados en el diseño del programa propuesto: (i) la mejora de la efectividad de la ejecución, a través de la compra corporativa de materiales en el caso de licitaciones para infraestructura, resultando en mejores precios, unificación de especificaciones técnicas de los equipos, disponibilidad de repuestos, estandarización de modalidades de contratación y pagos; y (ii) manejo de riesgos identificados. Para esto, se recomienda como prioridad el uso del Sistema de Gestión de Proyectos (SIGPRO) que facilita la captura de información por las EED, el monitoreo técnico, financiero y ambiental de cada proyecto contratado, reducir tiempo de respuesta para la toma de decisiones, disponibilidad de información histórica y actualizada de los proyectos.

²⁸ Cada organismo multilateral financia grupos de proyectos específicos del SND según estrategia de reforzamiento establecida por el MEER. Los proyectos son aprobados por cada organismo según sus políticas de financiamiento.

²⁹ El avance físico a diciembre 2014 está relacionado principalmente con la compra de materiales, instalaciones de transformadores, reemplazo de circuitos de media y baja tensión.

- (iii) alcanzar niveles de pérdidas eléctricas por debajo de 10% con un monitoreo preciso del consumo y detección oportuna de usuarios informales; (iv) reducir los costos de operación y mantenimiento del SND; (v) realizar acciones preventivas a través del monitoreo continuo de los centros de transformación; (vi) mejorar la facturación a través de la reducción de errores de lectura en la provisión del servicio; (vii) planificar la expansión del SND, a través de generación confiable de datos; y (viii) implementar centros de control a nivel nacional y local, para el monitoreo del SND a través de los dispositivos inteligentes.
- 1.21 Para completar el PRSND y alcanzar las metas establecidas, el GdE considera oportuno continuar con el apoyo del BID en el financiamiento de la modernización del SND y así cumplir con los compromisos del CME (¶1.2, ¶1.3). El apoyo del BID en el sector ha sido clave en la ejecución de proyectos estratégicos y de reformas del sector, lo cual ha contribuido a mejorar los indicadores, avanzar en su sostenibilidad, y generar conocimiento. El avance en la ejecución del primer financiamiento del PRSND del BID, ha facilitado la llegada de nuevos recursos de la CAF y la AFD para nuevos proyectos del SND.
- 1.22 **Estrategia del País.** Ecuador cuenta con una estrategia sectorial definida a través de los documentos rectores, el PNBV y el PME. El CME es uno de los pilares de la política del GdE y su implementación tiene prioridad.
- 1.23 **Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) (GN-2716-6).** En línea con la PSP, el sector es consistente con los principios básicos de apoyo a necesidades básicas, transparencia, sostenibilidad financiera, y adecuada institucionalidad al tener claramente definido: (i) la separación de roles en el MEER, como organismo rector, ARCONEL como organismo regulador, y las empresas de generación, transmisión y distribución; (ii) la participación privada en generación; (iii) la reforma de las empresas públicas para mejorar su gestión; y (iv) la adecuación tarifaria para garantizar la operación y mantenimiento del sistema, y en aportes del GdE que garantizan la expansión del sector³⁰. El programa cumple con las condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica (Ver: [Evaluación Económica y Financiera del Programa](#), ¶1.35), por contribuir a: (i) la reducción de pérdidas eléctricas en el SND; (ii) el abastecimiento de la demanda no satisfecha o esperada por crecimiento natural; y (iii) las mejoras en la calidad y confiabilidad del suministro de electricidad.
- 1.24 **Alineación con la estrategia del BID con Ecuador (EBP).** La Estrategia de País con Ecuador 2012-2017 (GN-2680, GN-2680-2) considera el apoyo del BID en el sector energético en su esfuerzo por crear una estrategia energética sostenible, que facilite el adecuado suministro de energía, contribuya a la diversificación en la capacidad de generación, mejore la confiabilidad del sistema, promueva la Eficiencia Energética (EE) y el incremento de la cobertura³¹ del servicio eléctrico. De manera específica el programa apoya los objetivos de la EBP al promover:

³⁰ Ver enlace electrónico número cuatro: [Justificación del Programa con la PSP GN-2716-6](#).

³¹ Según el Censo (2010) existen 12 de las 24 provincias del país con niveles de cobertura menor al 90%.

- (i) la diversificación energética por mayor transporte y distribución de energía de fuentes renovables; (ii) la EE en distribución contribuyendo a mejorar la confiabilidad del servicio; y (iii) la reducción de las pérdidas eléctricas³². 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) del BID, al: (i) promover el acceso a los servicios de infraestructura a través del financiamiento de obras en el SND que permitirán responder a la demanda proyectada (¶1.6); y (ii) mejorar la calidad de vida de la población al contar con un sistema eléctrico robusto que asegure en el mediano plazo el CME.
- 1.25 **Consistencia con el Noveno Aumento General de Capital (GCI-9).** El programa contribuirá a las prioridades de financiamiento del Noveno Aumento General de Recursos del BID (AB-2764) (GCI-9) de: (i) préstamos a países pequeños y vulnerables; y (ii) préstamos en apoyo de iniciativas sobre cambio climático, ER y sostenibilidad del medio ambiente. Los resultados esperados del programa contribuyen a las metas de desarrollo regional: (i) infraestructura para la competitividad y el bienestar social; y (ii) protección del medio ambiente, respuesta frente al cambio climático, promoción de la ER y aumento de la seguridad alimentaria a través del adecuado suministro de energía de fuentes renovables; así como la promoción en la reducción del consumo de combustibles fósiles en los clientes residenciales.
- 1.26 Además del financiamiento de proyectos del Plan de Expansión de la Transmisión y del Plan de Expansión de la Distribución, el BID acompaña el proceso de reformas del CME a través de la operación programática, Apoyo al Cambio de Matriz Energética del Ecuador, EC-L1140. Igualmente apoya al sector en iniciativas relacionadas con la diversificación energética a través del uso de ER no convencionales, EE, integración eléctrica regional, reducción de pérdidas eléctricas en distribución, operación de redes inteligentes y electrificación rural aislada a través de las cooperaciones técnicas: EC-T1181, EC-G1001, EC-T1235, EC-M1063, RG-T2056³³ y EC-T1279³⁴.
- 1.27 EC-L1140 es un préstamo de apoyo a reformas de política (PBP) y tiene como objetivo apoyar el cambio de su matriz energética (aprobada en febrero de 2015). Entre los compromisos de reforma, se incluye el Dictamen de prioridad de la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo del Ecuador (SENPLADES) para la ejecución del PRSND y facilitar así la implementación del CME.
- 1.28 El apoyo del BID al sector ha contribuido a generar buenas prácticas, resultando en un adecuado nivel de ejecución de las operaciones financiadas, destacándose: (i) la preparación de financiamientos en estrecha colaboración con los ejecutores; (ii) la selección de proyectos para financiamiento priorizados en los documentos rectores del sector; (iii) el fortalecimiento continuo de los ejecutores; (iv) interacción continua con los ejecutores para facilitar el entendimiento de los

³² Pérdidas eléctricas totales 12,3% (Dic. 2014). Al 2022 se proyecta 7,5%. (PME 2013-2022).

³³ Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina.

³⁴ *Analysis and recommendations for the successful implementation of the Smart Grid Program in Ecuador.*

procedimientos de adquisiciones y monitoreo del BID; y (v) monitoreo permanente de resultados por las autoridades del GdE.

- 1.29 Como resultado, se logró reducir el tiempo de los indicadores de desempeño de los proyectos de energía según referencia de la cartera de proyectos del BID en el país, como sigue: (i) tiempo desde la aprobación del préstamo por el BID, hasta la firma del convenio por el GdE, de 141 a 49 días; y (ii) tiempo desde la firma del convenio hasta la elegibilidad para primer desembolso, de 130 a 11 días. Esto se logró con las operaciones 3087/OC-EC, 3187/OC-EC y 3188/CH-EC que ejecuta el MEER y que actualmente cuentan con niveles de desembolso superiores a 50%. De igual manera, el MEER rehabilitó el uso del Sistema de Gestión de Proyectos (SIGPRO) para gestión y monitoreo técnico, financiero y de adquisiciones de los proyectos relacionados con el SND, y que incluye las variables de monitoreo recomendadas por el BID.

B. Objetivos, componentes y costos

- 1.30 El objetivo del programa es dar continuidad al Reforzamiento del SND iniciado con la operación EC-L1136, facilitando la transformación de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad. Los objetivos específicos son: (i) apoyar el reforzamiento de la infraestructura eléctrica en MT y BT; (ii) contribuir a la modernización y eficiencia en la gestión de la demanda en el SND; y (iii) mejorar los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico.
- 1.31 **Componente I. Proyectos de reforzamiento del SND (US\$62,7 millones).** Este componente financiará inversiones en el SND para mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico, a través de la ejecución de proyectos de subtransmisión y de distribución, que incluyen: (i) interconexión entre líneas y alimentadores; (ii) construcción y rehabilitación de S/E; (iii) reforzamiento de líneas troncales de alimentadores; y (iv) incorporación de equipos de operación y protección en la red de MT. Se estima la financiación de 90 proyectos³⁵.
- 1.32 **Componente II. Mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico (US\$24,6 millones).** En línea con las prioridades del sector de mejorar la eficiencia del SND, y tomando como referencia estándares de la *International Electrotechnical Commission* (IEC), a través de este componente se avanzará en el manejo en tiempo real de transformadores de distribución, minimizando fallas en el suministro eléctrico, y reduciendo pérdidas eléctricas. Este componente financiará: (i) habilitación de accionamiento, medición y control a distancia en equipos de operación/protección del SND³⁶, en complemento con el *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA); (ii) monitoreo de la demanda y del balance energético del SND, por habilitación de medición inteligente en transformadores de distribución y en alimentadores de MT³⁷; (iii) incorporación

³⁵ Enlaces electrónicos opcionales: (i) [Informe de evaluación y selección de proyectos para financiamiento](#); y (ii) [Base de proyectos propuestos para financiamiento](#).

³⁶ Involucra proyectos de instalación de dispositivos inteligentes en alimentadores primarios (reconectores y reguladores) y proyectos de automatización y adecuación de subestaciones.

³⁷ Con prioridad en EED con pérdidas de energía superiores a 10%.

de medición remota en grandes consumidores (clientes industriales y comerciales), en refuerzo al sistema de gestión comercial; y (iv) habilitación de centros de monitoreo y gestión con prioridad en EED con pérdidas eléctricas mayores a 10%. Se estima la financiación de 24 proyectos³⁸.

1.33 **Componente III. Fortalecimiento institucional (US\$2,09 millones).** Este componente financia: (i) el desarrollo e implementación de una estrategia de capacitación al personal de las EED, en dos etapas, según actividades del Componente II; y (ii) la adquisición de instrumentos de medición, para programación y pruebas de equipos, asociados a las capacitaciones. La primera etapa de la estrategia, incluye la realización de cursos especializados de entrenamiento en operación y mantenimiento del SND. La segunda incluye capacitación en el uso de instrumentos de medición para accionamiento automático y remoto del SND desde los nuevos centros de gestión.

1.34 **Costo y financiamiento.** El costo estimado del programa asciende a US\$90,6 millones, de los cuales US\$50 millones serán financiados por el BID con recursos de Capital Ordinario (CO), US\$30 millones por el Fondo de Cofinanciamiento Chino (CHC)³⁹, y US\$10,6 millones reconocidos como recursos de contraparte⁴⁰.

Tabla I-1. Costos del Programa (US\$ miles)

Componentes	Financiamiento			Total
	CO	CHC	Contraparte	
Componente I. Reforzamiento del SND	26.000	30.000	6.720	62.720
Componente II. Mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico	22.000	0	2.640	24.640
Componente III. Fortalecimiento institucional*	1.850	0	240	2.090
Administración del programa	150	0	1.000	1.150
TOTAL	50.000	30.000	10.600	90.600

* Incluye consultorías, instrumentos de medición, equipamiento informático y *software*

1.35 **Análisis económico y financiero.** El análisis económico financiero adoptó un período de análisis de 32 años, igual a la vida útil estimada para los proyectos de la muestra que conforman el programa. El análisis económico se hizo tanto a precios de mercado como a precios de eficiencia (precios económicos). En el primer caso, la Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) resulta del 25,3% y su Valor Presente Neto Económico (VPNE) de US\$189,3 millones. A precios de eficiencia el retorno económico es de 32,06%, con un VPNE de US\$244,6

³⁸ Enlaces electrónicos opcionales: (i) [Informe de evaluación y selección de proyectos para financiamiento](#); y (ii) [Base de proyectos propuestos para financiamiento](#).

³⁹ Los fondos de cofinanciamiento del Banco Popular de China complementarán los recursos propios del BID para financiar el componente I, por un total de US\$30 millones. El BID y el Banco Popular de China aprobaron un Fondo Chino de Co-financiamiento para América Latina y el Caribe para apoyar proyectos del sector público y privado que promuevan el crecimiento económico sostenible en la región.

⁴⁰ Previo acuerdo entre la Unión Europea (UE) y el GdE, se espera que la UE aporte 57 millones de Euros para financiar nuevos proyectos que faciliten el avance del PNCE. Parte de estos recursos provendrían de La Facilidad de Inversiones en América Latina (LAIF, por sus siglas en inglés). Bajo el Acuerdo Marco del BID con la Comisión Europea, los recursos no reembolsables de la UE podrán aprobarse a través de un Proyecto de Donación Específico (PSG, por sus siglas en inglés). La aprobación del acuerdo de financiamiento entre el GdE y la UE no afecta la viabilidad técnica y económica actual del programa.

millones. Con el pronóstico de egresos e ingresos evaluado para cada uno de los proyectos, se calculó su retorno financiero (TIRF) promedio en 66,8%. Del mismo modo, los ingresos y egresos identificados se utilizaron para calcular el Valor Presente Neto Financiero (VPNF) de los subprogramas individuales, utilizando una tasa de descuento de referencia de 12%, resultando un valor total de US\$586,3 millones (ver: [Evaluación Económica y Financiera del Programa](#)).

C. Matriz de resultados

- 1.36 El programa cuenta con una Matriz de Resultados que presenta indicadores de resultados y metas asociados a sus objetivos y componentes. Los indicadores seleccionados para los resultados globales son: (i) FMIk; (ii) TTIk; (iii) km de red de subtransmisión y distribución reforzadas; y (iv) número de empleados capacitados en gestión de la demanda del SND, desagregando el porcentaje de mujeres capacitadas. Se incluye medición del Dióxido de Carbono (CO₂) evitado, la reducción de pérdidas eléctricas, el volumen de GLP reducido y el número de clientes beneficiados por el programa de origen afro-ecuatorianos e indígenas. Los resultados y metas se han formulado y proyectado a cuatro años (ver Anexo II: [Matriz de Resultados](#)⁴¹).

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos financieros

- 2.1 El programa está estructurado como préstamo para programas de obras múltiples. Esto se justifica dado que los proyectos del programa son físicamente similares, pero independientes entre sí, para lo cual se evaluaron 63 proyectos, equivalente a una muestra representativa de 64% de los recursos de financiamiento del BID. Los criterios de elegibilidad son los siguientes: (i) contar con la priorización por la SENPLADES; (ii) contribuir al refuerzo del SND para operar en 220 voltios; (iii) contribuir a la mejora de la calidad del servicio eléctrico; (iv) contar con información técnica, social y ambiental completa⁴²; y (v) cumplir con los criterios de evaluación económico financiero (Ver: [Evaluación Económica y Financiera del Programa](#)), entre ellos una TIRE mayor o igual al 12%. Los proyectos elegibles cuentan con diseños definitivos para construcción y sus métodos de contratación están descritos en el [Plan de Adquisiciones](#).
- 2.2 Los recursos del financiamiento serán desembolsados en un plazo de cuatro años a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo:

⁴¹ Los indicadores línea de base y valores meta han sido acordados con el MEER.

⁴² [Evaluación técnica y socio-ambiental \(IGAS\)](#).

Tabla II-1. Programación de desembolsos (US\$ miles)

Fuente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
BID	18.300	14.800	10.300	6.600	50.000
CHC	17.100	9.900	3.000	0.000	30.000
Contraparte	4.500	3.200	1.800	1.100	10.600
TOTAL	39.900	27.900	15.100	7.700	90.600

B. Riesgos ambientales, sociales y medidas de manejo asociadas

- 2.3 De conformidad con la Política de Medio Ambiente y de Salvaguardias (OP-703), el programa fue clasificado como Categoría “B”. Los proyectos del programa se implementarán mayoritariamente en áreas intervenidas, aprovechando corredores de líneas de transmisión existentes o por vías urbanas y rurales en servicio, calles, cercas u otras estructuras lineales. El desbroce de vegetación será mínimo, y sólo en casos muy puntuales para evitar interferencias con los cables conductores. No se prevén reasentamientos involuntarios de la población ni su desplazamiento. El programa generará impactos positivos al mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico nacional, reducir pérdidas eléctricas y atender la demanda proyectada en los próximos años. Los posibles impactos socioambientales negativos se producirían mayormente durante la fase de rehabilitación y construcción⁴³ de la red de subtransmisión y distribución, y en menor grado durante su operación.⁴⁴ Estos impactos serán bajos o moderados y podrán ser manejados a través de procedimientos estándares.⁴⁵ La operación también activa las políticas OP-102, OP-704 escenario I, y OP-765⁴⁶, cuyas provisiones serán consideradas en los Planes de Manejo y Gestión Ambiental y Social (PGAS).
- 2.4 Para mitigar los impactos y riesgos socioambientales, además de las condiciones operativas que se establezcan, el OE deberá presentar a satisfacción del BID y como parte del Manual Operativo del Programa (MOP), un marco de referencia para la gestión ambiental y social de los proyectos con fichas de seguimiento.
- 2.5 **Condiciones contractuales especiales de ejecución.** Previo al inicio de las obras de cada proyecto del Componente I, y según lo establecido en el IGAS del programa, el OE deberá presentar a satisfacción del BID: (i) evidencia de haber realizado al menos una consulta pública para los proyectos del Componente I, según IGAS del programa, y que incluya: (a) la descripción del proyecto; (b) la descripción de los impactos probables; (c) la descripción de las medidas de manejo propuestas de los impactos identificados (PGAS); (d) la descripción del sistema de captura y procesamiento de quejas y reclamos; y (e) un espacio para la

⁴³ Se destacan: (i) afectación a la calidad del aire, por la emisión no controlada de material particulado a la atmósfera por el material pétreo utilizado para las obras civiles e instalación de equipamiento; (ii) generación de ruido en la vecindad de los frentes de obra por operación de maquinaria y equipos de construcción; (iii) generación de residuos líquidos, sólidos y gaseosos; (iv) incremento del riesgo de accidentes debido a la presencia de maquinarias, a la inadecuada disposición de escombros o materiales, o a la falta de señalización en zonas obra; (v) interrupciones en el servicio eléctrico; y (vi) alteraciones en el tránsito vehicular.

⁴⁴ Incluyendo emisiones de radiaciones no ionizantes en las zonas de influencia de las redes de subtransmisión.

⁴⁵ El [Informe de Gestión Ambiental y Social](#) analiza los principales impactos potenciales y medidas de manejo.

⁴⁶ Políticas OP-102 de Acceso a la Información; OP-704 de Gestión del Riesgos de Desastres; OP-761 de Igualdad de Género en el Desarrollo; y OP-765 de Pueblos Indígenas.

recepción de sugerencias al proyecto propuesto o a su PGAS; (ii) la evaluación ambiental y su PGAS, junto con el presupuesto correspondiente para su ejecución, de conformidad con el alcance definido en la categoría ambiental designada por la autoridad ambiental; (iii) el detalle de las Especificaciones Técnicas Ambientales (ETA); (iv) la evidencia de la incorporación en los pliegos de licitación, del acatamiento obligatorio del PGAS de las ETA; (v) la licencia ambiental y los permisos que de conformidad con la legislación ecuatoriana se requieran; (vi) resolución de imposición de servidumbre, para el caso de nuevas líneas; (vii) la evidencia de la tenencia legal de los terrenos para el caso de S/E nuevas; y (viii) la inclusión de las especificaciones técnicas ambientales que correspondan y del PGAS en los contratos de construcción y fiscalización de las obras previstas. El BID supervisará semestralmente el desarrollo ambiental y social de los proyectos, incluyendo visitas a las obras.

C. Riesgo fiduciario

- 2.6 La evaluación de capacidad fiduciaria del MEER reveló que el OE mantiene capacidad suficiente para las actividades de planificación, gestión financiera y de adquisiciones. Se identificaron oportunidades de mejoras en el proceso de rendición de cuentas a través de los informes financieros y de adquisiciones. Las mejoras se implementarán a través de la adopción de mejores prácticas e incluyen: (i) el uso del SIGPRO que constituye el principal soporte de comunicación y monitoreo de los programas de financiamiento ejecutados por el MEER; (ii) la realización de talleres de capacitación y socialización de los procesos al personal de las EED; y (iii) la capacitación y acompañamiento continuo del OE por parte del BID (Anexo III Acuerdos y Requisitos Fiduciarios).

D. Riesgos de ejecución

- 2.7 **Riesgos de gestión del programa.** Los riesgos identificados se consideran bajos y están relacionados con: (i) cambios de personal en la Unidad de Gestión del Programa (UGP) y su dedicación al programa; (ii) capacidad de las EED para la fiscalización de las obras técnicas y ambientales; y (iii) capacidad del OE en la supervisión de los trabajos que realizan las EED. Como condición previa al primer desembolso (§3.1), y en atención a las experiencias de la ejecución del préstamo EC-L1136, se prevé la conformación del equipo mínimo asignado a tiempo completo para la ejecución del programa y se acordará el perfil del mismo a fin de mitigar riesgos en el monitoreo de las obras. Igualmente el programa considera recursos para la contratación de servicios de fiscalización en apoyo a las EED y la utilización del SIGPRO.
- 2.8 **Riesgo de adquisiciones.** Dado el número de inversiones actuales en el sector, existe el riesgo de que el mercado no responda a tiempo a la demanda de construcción de proyectos. Este riesgo se considera medio. La publicación temprana del Anuncio General de Adquisiciones, informando las oportunidades de negocio que se presentaran a lo largo del año y el uso de la modalidad de compra corporativa en los procesos de licitación de equipos y materiales, en línea con la experiencia obtenida de la ejecución de la operación EC-L1136, son algunas de las medidas de mitigación propuestas.

E. Otros aspectos especiales y riesgos

- 2.9 **Viabilidad técnica y económica.** La preparación de diseños de los proyectos del programa sigue las especificaciones técnicas, regulatorias y socioambientales vigentes en el sector. Este proceso contribuye a mitigar riesgos asociados con temas sociales en áreas de influencia de los proyectos. Estos proyectos son parte integral del Plan de Expansión de la Distribución (PED) y su prioridad esta descrita en el PME. Para su selección se llevó a cabo un riguroso análisis de la viabilidad económica y técnica de los proyectos, para determinar su sostenibilidad, además de un análisis de sensibilidad considerando variaciones en: (i) costos de inversión; (ii) costos de operación y mantenimiento; y (iii) beneficios por ahorro de pérdidas eléctricas, confirmando la robustez económica y financiera del programa, con TIRE superiores al 12%.
- 2.10 El OE ya cuenta con la partida presupuestal respectiva para la ejecución del programa. La reposición de los activos y la operación y el mantenimiento se financiarán con las tarifas que aprueba ARCONEL para los servicios regulados de distribución. Los beneficios económicos y financieros esperados de los proyectos se derivan principalmente de: (i) la reducción de pérdidas eléctricas en el SND; (ii) el abastecimiento de la demanda no satisfecha o esperada por crecimiento natural; y (iii) mejoras en la calidad y confiabilidad del suministro de electricidad.

III. RESUMEN DE MEDIDAS DE IMPLEMENTACIÓN

A. Mecanismo y período de ejecución

- 3.1 El OE es el MEER con el apoyo técnico de ARCONEL y las EED siguiendo el mismo esquema implementado en las operaciones 2608/OC-EC, 3087/OC-EC, 3187/OC-EC y 3188/CH-EC. En función de esta experiencia, el tiempo propuesto de ejecución es de cuatro años (§2.2). ARCONEL apoya al MEER en la supervisión y evalúa los proyectos para financiamiento previo a la aprobación del MEER. El proceso de comunicación y monitoreo, se da a través del Sistema SIGPRO. **La ejecución de las siguientes actividades será parte de las condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso⁴⁷ y deberán contar con la no-objeción del BID: (i) suscripción y entrada en vigor de un convenio subsidiario entre el Ministerio de Finanzas (MF) y el OE, donde se mencione la obligación de que el uso de los recursos se efectúe en los términos y para los propósitos acordados en el contrato de préstamo; (ii) conformación por parte del OE de la UGP dedicada a su ejecución, e integrada al menos por un coordinador general, un especialista de adquisiciones, un especialista financiero, un especialista en planificación y monitoreo, un especialista ambiental y un ingeniero eléctrico; (iii) presentación de una versión del MOP actualizada debidamente aprobado por el MEER y su entrada en vigencia; (iv) la evidencia de haber incluido en el MOP un marco de referencia para la gestión ambiental y social**

⁴⁷ El programa se ejecutará con base en los documentos incluidos en el Informe Inicial según las Normas Generales 4.01(d) del Contrato de Préstamo. La UGP del programa revisará y actualizará estos documentos según se establece en las Normas Generales y lo presentará al BID para su no objeción.

de los proyectos con fichas de seguimiento; y (v) que el OE haya demostrado al Banco que se han asignado los recursos suficientes para atender, por lo menos durante el primer año calendario, la ejecución del programa.

- 3.2 **Plan de Adquisiciones (PA) y Políticas de Adquisiciones.** Se ha acordado un PA para los primeros doce meses de ejecución. El OE deberá actualizar anualmente el PA, 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 Planes de Adquisiciones (SEPA). Los diferentes tipos de adquisiciones de bienes, obras, y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9, respectivamente.
- 3.3 **Desembolsos y anticipos de fondos.** Los desembolsos del préstamo se realizarán mediante el mecanismo de anticipo de fondos de acuerdo a las necesidades estimadas de liquidez del programa derivadas del POA y PA. La programación de necesidades de efectivo tendrá un horizonte móvil de 12 meses y los anticipos cubrirán las necesidades de nueve meses de ejecución.
- 3.4 **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por US\$16 millones (20% del financiamiento), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por US\$2,12 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 17 de marzo de 2015 (fecha de aprobación del Perfil de Proyecto), pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.
- 3.5 **Auditorías.** Los servicios de auditoría externa para el programa serán provistos por una firma de auditores externos aceptable para el BID, que serán contratados sobre la base de términos de referencia que sean acordados con el OE.
- 3.6 **Manual Operativo del Programa (MOP).** El programa cuenta con procedimientos claramente establecidos en el MOP acordado para la ejecución de la operación EC-L1136, incluyendo un amplio sistema de monitoreo, seguimiento y evaluación de sus acciones y resultados, que se lleva a cabo con el apoyo de ARCONEL y auditores externos. La presentación de una versión del MOP actualizada debidamente aprobado por el MEER y su entrada en vigencia, previa no objeción del BID, será condición especial previa al primer desembolso.

B. Resumen de medidas para el monitoreo y evaluación de resultados

- 3.7 **Arreglos de monitoreo.** El equipo del BID realizará visitas técnicas al OE para revisar el avance del programa y hacer los ajustes consensuados que se deriven de su ejecución. Se harán visitas de supervisión fiduciaria al menos una vez por año. Se tienen previstas auditorías externas de informes financieros anuales del programa para validación del uso de los recursos del financiamiento y aporte local

de los procesos y controles internos operativos que se implementarán en el OE. La información recopilada será analizada periódicamente y el informe de monitoreo y progreso se realizará una vez al año (ver: [Plan de Monitoreo y Evaluación](#)).

- 3.8 **Arreglos para la evaluación del programa.** La evaluación del programa incluye una evaluación intermedia y una final, financiadas por el OE con recursos de la contraparte. La evaluación intermedia incluye un análisis costo beneficio ex post que permita verificar los supuestos de diseño del programa. La evaluación intermedia, será contratada por el OE, en un plazo máximo de dos meses después de que se comprometa el 50% de los recursos del préstamo. La evaluación final, será contratada por el OE en un plazo máximo de dos meses después de que se haya desembolsado el 95% de los recursos del préstamo. La evaluación final determinará el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados, es decir analizará el antes y el después de la implementación del programa. 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. Alineación estratégica			
1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID		Alineado	
Programa de préstamos	-Préstamos a países pequeños y vulnerables -Préstamos en apoyo de iniciativas sobre cambio climático, energía renovable y sostenibilidad del medio ambiente		
Metas regionales de desarrollo	-Emisiones de CO2 (kilogramos) por US\$1 del PIB (PPA)		
Contribución a los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)	-Km de líneas de transmisión y distribución eléctrica instaladas o mejoradas		
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país		Alineado	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2680	(i) Matriz energética nacional diversificada y (ii) Eficiencia Energética aumentada.	
Matriz de resultados del programa de país	GN-2805	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2015.	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)			
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad		Altamente Evaluable	Ponderación
		9.2	10
3. Evaluación basada en pruebas y solución		10.0	33.33%
3.1 Diagnóstico del Programa		3.0	
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		4.0	
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		3.0	
4. Análisis económico ex ante		10.0	33.33%
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		7.5	33.33%
5.1 Mecanismos de Monitoreo		2.5	
5.2 Plan de Evaluación		5.0	
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación			
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad		Bajo	
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.	
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	Sí	Talleres sobre adquisiciones y análisis financiero. Este último, sobre el sistema SIGPRO, dirigido a la Agencia Ejecutora y al personal de las empresas de distribución de energía.	
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.			

El proyecto es Altamente Evaluable

En 2014 se aprobó una primera operación (EC-L1136) de apoyo del Banco para el fortalecimiento del Sistema Nacional de Distribución (SND) de Ecuador, "favoreciendo el cambio de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad a los clientes residenciales". La continuidad del apoyo del Banco al SND estaba prevista en el contexto del apoyo al Plan Maestro de Electrificación (PME), el cual contemplaba las inversiones propuestas en esta operación. Al igual que en la anterior operación, el diagnóstico es completo. El PME señala que bajo cualquiera de los escenarios de proyección de la demanda se requerirán sistemas de distribución y transmisión robustos y modernos. El PME igualmente hace énfasis en la necesidad de desarrollar un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética.

El Proyecto propuesto está articulado con el diagnóstico y busca dar continuidad al reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución favoreciendo el cambio de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad a los clientes a través de 3 componentes: (i) apoyo a 90 proyectos de fortalecimiento del SND, (ii) apoyo a 24 proyectos de mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, y (iii) fortalecimiento institucional para desarrollar e implementar una estrategia de capacitación del personal de las EED.

Se propone una intervención con lógica vertical clara y cuyos impactos finales están asociados a la contribución del proyecto para la mitigación del cambio climático y a la reducción del nivel de pérdidas eléctricas en el SND. El paquete contiene un análisis económico completo basado en la reducción de pérdidas eléctricas en el SND, el abastecimiento de la demanda no satisfecha y las mejoras en la calidad de la provisión del servicio.

MARCO DE RESULTADOS**MATRIZ DE INDICADORES**

OBJETIVOS: Dar continuidad al reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución, facilitando la transformación de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad. Objetivos específicos: (i) apoyar el reforzamiento de la infraestructura eléctrica en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT); (ii) contribuir a la modernización y eficiencia en la gestión de la demanda en el SND; y (iii) mejorar los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico.

Indicadores de productos		Línea Base (2014)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Meta final	Medio de Verificación
Componente I – Proyectos de expansión y reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución								
Proyectos de subtransmisión ejecutados	Número de proyectos ejecutados	0	0	18	15	8	41	Informe de avance del proyecto
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	19.146	10.068	8.390	4.475	42.078	
Proyectos de distribución ejecutados	Número de proyectos ejecutados	0	5	20	15	9	49	
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	8.079	4.937	2.962	1.777	17.756	
Proyectos de fiscalización contratados	Número contratos	0	15	31	30	0	76	
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	569	1.177	1139	0	2.885	
Componente II- Mejoramiento de la eficiencia y fiabilidad de la red								
Proyectos de instalación de dispositivos Inteligentes en alimentadores primarios (reconectores y reguladores)	Número de proyectos ejecutados	0	3	3	1	1	8	Informe de avance del proyecto
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	2008	1804	301	301	4.414	
Proyectos de automatización y adecuación de subestaciones	Número de proyectos ejecutados	0	6	4	0	0	10	
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	1.570	1.881	0	0	3.450	
Medición inteligente en transformadores de distribución, en alimentadores y en consumidores incidentes, habilitados	Medidores inteligentes instalados	0	2.565	10.258	3.450	824	17.097	
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	6.967	6.259	1.684	402	15.312	

Indicadores de productos		Línea Base (2014)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Meta final	Medio de Verificación
Proyectos de adecuación e implementación de centros de datos y de control	Número de proyectos ejecutados	0	2	3	0	0	5	Informe de avance del proyecto
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	535	641	0	0	1.176	
Proyectos de supervisión y fiscalización contratados	Número de proyectos contratados	0	8	8	0	0	16	
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	130	156	0	0	285	
Componente III– Fortalecimiento institucional								
Estrategia de capacitación	Número de cursos	0	8	8	2	2	20	Informe de avance del proyecto
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	358	358	90	90	896	
Apoyo a la implementación de la estrategia de capacitación ¹	Número de EED beneficiadas	0	5	7	5	3	20	
	Costo ejecución (US\$ miles)	0	300	420	300	175	1.194	

Indicadores de resultados	Línea Base (2014)	Meta final 2019	Medio de Verificación
Componente I – Expansión y reforzamiento para mejoramiento de la capacidad y calidad de transmisión del SNT			
Potencia instalada en S/E del SND (MVA)	5.785 ²	5.939	Informe MEER
Potencia instalada en transformadores de distribución (MVA)	9.326 ³	9.351	Informe MEER
Componente II –Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial			
FMIk_RED: Frecuencia Media de Interrupciones del SND ⁴ (número de Fallas del Sistema de Distribución por kVA)	12,77 ⁵	10,28 ⁶	Informe MEER
TTIk_RED: Tiempo Total de interrupciones del SND ⁷ (horas)	12,45 ⁸	11,28 ⁹	Informe MEER

¹ Incluye: Instrumentos de medición, equipamiento informático y sus respectivos programas computacionales (*software*), materiales de oficina y mobiliarios.

² Línea base PME-2013-2022 (más crecimiento proyectado del 2%).

³ Línea base PME-2013-2022 (más crecimiento proyectado del 3.5%).

⁴ Valores medidos en cabecera de alimentadores primarios de distribución.

⁵ Referencia: ARCONEL a diciembre de 2014.

⁶ Valores meta corresponden a resultados a nivel nacional.

⁷ Valores medidos en cabecera de alimentadores primarios de distribución.

⁸ Línea base calculado por el CONELEC a diciembre de 2014.

⁹ Valores meta corresponden a resultados a nivel nacional.

Componente III– Fortalecimiento institucional			
Empleados de EED capacitados en operación y mantenimiento (número)	0	300	Informe MEER
Mujeres capacitadas con el programa (%)	0	10%	

Indicadores de Impacto	Línea Base (2014)	Meta final 2019	Medio de Verificación
Mitigación del cambio climático Emisiones de CO ₂ anuales disminuidas por desplazamiento de GLP por electricidad (k/t/ CO ₂ eq/año) ¹⁰	3.055	444	Balance Energético Nacional MICSE
Eficiencia en la distribución Nivel de pérdidas eléctricas promedio en el SND (%)	12,37	11,6	Informe MEER
Clientes afroecuatorianos e indígenas beneficiados por el programa (número)	0	75.000	Informe MEER
Volumen de GLP reducido en el sector residencial (t)	0	693.000 ¹¹	Informe MEER

¹⁰ Con base en el programa de Cocción Eficiente agosto 2013 -MEER

¹¹ El estudio de subsidios energéticos del MCPEC y el Estudio de Usos Finales realizado en 2012 por la Empresa Eléctrica Quito, se tiene que el promedio de consumo de cilindros de GLP para una familia ecuatoriana es de 1,1 cilindros por mes, equivalente a 15kg de GLP. (Empresa Eléctrica Quito, 2012)(Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad, 2010). El ahorro estimado es para 3,5 millones de hogares.

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

PAÍS: ECUADOR
PROYECTO: EC-L1147
NOMBRE: Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador – II
ORGANISMO EJECUTOR: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)
PREPARADO POR: Gumersindo Velázquez (FMP/CEC) y Gustavo Palmerio (FMP/CEC)

I. RESUMEN

- 1.1 La evaluación institucional para la gestión fiduciaria del proyecto fue realizada con base a: (i) el contexto fiduciario del país; (ii) los resultados de la evaluación de riesgos fiduciarios; (iii) el análisis realizado en agosto 2013; y (iv) la evaluación ex post realizada en diciembre 2014, sobre los procesos de ejecución del programa 2608/OC-EC; con el objeto de identificar aspectos de mejora en la ejecución por parte del MEER. También se consideraron los insumos de reuniones de trabajo con la Unidad de Gestión del Programa (UGP) del MEER y entidades involucradas en la ejecución del proyecto. Como resultado se han elaborado los siguientes acuerdos fiduciarios de Adquisiciones y Gestión Financiera para la ejecución del programa.

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL PAÍS

- 2.1 Sistema de Adquisiciones: El Banco ha trabajado conjuntamente con el Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP) en la elaboración y adecuación de los documentos de licitación que aplicarán a los diferentes métodos de adquisiciones para bienes, obras, servicios y servicios de consultoría financiados con préstamos del Banco. El convenio respectivo se firmó el 13 de mayo de 2014. Los Contratos Modificatorios de los siete Contratos de Préstamo tienen vigencia del 15 septiembre de 2014, el lanzamiento de la implementación del Uso de Sistemas País se dio el 24 de septiembre de 2014 y la Resolución No. RE-SERCOP-2014-0000014 se publicó el 4 noviembre 2014.
- 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. En términos generales, 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 reporte financiero específico y a auditoría externa (a ser efectuada por una firma elegible para el Banco).

III. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 3.1 El MEER es el Organismo Ejecutor (OE) del programa con el apoyo técnico de la Agencia de Control y Regulación de Electricidad (ARCONEL) y la participación de las Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED). El MEER es el organismo rector de política del sector de electricidad y energía renovable en el Ecuador, mientras que la ARCONEL tiene la función de regulación, con sujeción a la reciente aprobada Ley Orgánica del Servicio Público de Energía eléctrica (LOSPEE) y las políticas del MEER.
- 3.2 El MEER utiliza los sistemas nacionales de Adquisiciones y Gestión Financiera del país. El control interno del MEER es realizado mediante la Contraloría General del Estado (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 3087/OC-EC y 3187/OC-EC. En esta última, al 31 de diciembre de 2014 ya se habían asignado un total de 587 contratos de obras licitadas según políticas de adquisiciones del Banco, por un total de US\$193 millones habiendo transcurrido apenas cuatro meses desde su elegibilidad.
- 3.4 En agosto 2013 se realizó un diagnóstico de los procesos administrativo-financieros utilizados durante la ejecución de la operación “Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal del Ecuador FERUM” (2608/OC-EC), con el objetivo de proponer mejoras para el diseño de las dos operaciones arriba mencionadas. Como resultado de dicho análisis se incorporaron cambios en actividades que regulan la interacción entre contratistas-EED-ARCONEL-MEER para los procesos de presupuesto, contabilidad, tesorería y reportes en la ejecución de ambas operaciones, las que serán replicadas en esta operación. Como ejecutor de los programas mencionados, 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.

IV. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 4.1 Sobre la base de las evaluaciones realizadas y utilizando la información disponible sobre el programa, se identificaron los riesgos fiduciarios incluidos en la respectiva matriz de riesgos:

A. Debilidades en el proceso de rendición de cuentas:

Factores: (i) multiplicidad de actores y obras; (ii) falta de uniformidad en los procesos utilizados por las EED para reportar los resultados de los proyectos ejecutados; y (iii) archivos descentralizados geográficamente en las EED. Impacto: Retrasos en el monitoreo y presentación adecuada de informes y estados financieros. Acciones de mitigación: (i) replicar las mejores prácticas identificadas de la ejecución de los programas 2608/OC/EC, 3087/OC-EC y 3187/OC-EC; (ii) continuar apoyando el seguimiento y mejoras del Sistema de

Gestión de Proyectos (SIGPRO) que constituye el principal soporte de comunicación y monitoreo de los programas; (iii) realizar talleres de capacitación y socialización de los procesos a personal clave de las distribuidoras; y (iv) el equipo fiduciario del Banco prestará apoyo, capacitación y acompañamiento para la ejecución.

B. Deficiente capacidad del mercado para responder a los llamados de licitación:

Factores: El mercado local y el internacional no tienen capacidad de proveer los materiales, equipos y mano de obra solicitados en las licitaciones para la construcción de los proyectos. Impacto: Retrasos en la ejecución y pérdidas por costo de oportunidad. Acciones de mitigación: (i) Las licitaciones se van a ejecutar considerando los materiales, equipos y mano de obra que cumplan con los estándares nacionales e internacionales; y (ii) El Anuncio General de Adquisiciones del proyecto informara las oportunidades de negocio y los llamados a licitación procurarán a lo largo del año ser incluidos en los medios necesarios para su amplia divulgación.

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

- 5.1 Algunos puntos para su consideración: - Aprobación del Manual Operativo del Proyecto (MOP).

VI. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES

- 6.1 **Ejecución de las adquisiciones.** Se prevé que el ejecutor, para el fortalecimiento en la planificación de las actividades relacionadas con adquisiciones, utilice el sistema virtual SEPA. El Plan de Adquisiciones (PA) inicial será por los primeros 18 meses y se actualizará anualmente o cuando sea necesario 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 Licitación Pública Internacional¹ (LPI) será puesto a disposición del MEER en la página www.iadb.org/procurement. Por debajo de dicho umbral, el método de selección se determinará de acuerdo con la complejidad y características de la adquisición o contratación, lo cual deberá reflejarse en el PA que haya recibido la no objeción del Banco. Los contratos de bienes, obras y servicios diferentes de consultoría generados bajo el programa y sujetos a LPI se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DELs) emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) y Comparación de Precios (CP), se ejecutarán usando documentos de LPN y CP acordados con el Banco. Asimismo, en procesos de LPI se podrá aceptar la disminución hasta

¹ En obras actualmente el umbral para LPI es aplicable para montos iguales o superiores a US\$3.000.000 y para bienes y servicios diferentes de consultoría la LPI es aplicable para montos iguales o superiores US\$250.000.

cuatro semanas del plazo indicado por las políticas para la presentación de ofertas de obras, bienes y servicios diferentes de consultoría, aplicable al caso de adquisiciones no complejas, y aceptación del plazo establecido por la normativa local para las LPN. Asimismo, cuando se trate de obras sencillas y bienes comunes cuyo valor se encuentre por debajo del monto para LPI, se podrán adquirir a través de CP, de acuerdo a lo publicado en el portal BID antes citado, el ejecutor deberá presentar una justificación técnica que documente las razones por las cuales se definen las obras sencillas y bienes comunes.

- 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 para la respectiva contratación en el PA aprobado por el Banco, el cual puede ser actualizado de darse la necesidad. El umbral que determina la integración de la lista corta con consultores internacionales² será puesto a disposición del programa, en la página www.iadb.org/procurement.

Los contratos de servicios de consultoría generados bajo el programa se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas emitido por el Banco. Para servicios de consultoría con un presupuesto estimado de hasta US\$200.000, el ejecutor promoverá el uso del método de selección basada en las calificaciones de los consultores, según lo previsto en las políticas párrafo 3.7.

- c) Selección de los consultores individuales: En los casos identificados en los planes de adquisiciones aprobados, la contratación de consultores individuales se podrá solicitar mediante anuncios locales o internacionales a fin de conformar una lista corta de individuos calificados, siguiendo lo establecido en el documento GN-2350-9, Sección V, párrafos del 5.1 al 5.4.
- d) Capacitación: En el PA se detallan las adquisiciones que se aplican a los componentes del proyecto que incluyen elementos de capacitación y que se contratan como servicios de consultoría y diferentes a consultoría.
- e) Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos: El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por US\$16 millones (20% del financiamiento), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por US\$2,12 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 17 de marzo de 2015 (fecha de aprobación del Perfil de Proyecto), pero en ningún caso se

² En contratación de firmas consultoras el umbral es para montos iguales o superiores a US\$200.000 para montos inferiores al indicado la lista corta podrá estar conformada en su totalidad por firmas consultoras nacionales.

incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.

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

Obras			Bienes ³			Consultoría	
Licitación Pública Inter-nacional	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	Licitación Pública Inter-nacional	Licitación Pública Nacional	Comparación 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

Tabla VI-2. Adquisiciones Principales

Actividad	Tipo de Licitación	Fecha Estimada	Monto estimado (US\$ miles)
1.- Obras			
Construcción de la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma	LPI	2º semestre 2015	4.293
Construcción de la L/S/T A 69 Kv Pascuales - Manglero	LPI	2º semestre 2015	4.314
Sistema de Gestión para el Mejoramiento de la Calidad, Confiabilidad, Disminución de Pérdidas y Respuesta a la Demanda del Servicio Eléctrico	LPI	2º semestre 2015	15.312
Obras civiles: Reforzamiento de redes, repotenciación de subestaciones, construcción de líneas de subtransmisión, líneas trifásicas a 13,8 kv, subestaciones, alimentador, ampliaciones de alimentadores al centro de control, integración de reconectores, sistemas de subtransmisión, adecuación de infraestructuras de subestaciones y centro de control, construcción del Tap a 69 kv para energizar subestaciones, repotenciación de transformadores de potencia, redes de distribución y medias de tensión, entre otros. Este plan prevé 59 procesos. Ver detalle PA ampliado.	LPN	2º semestre 2015	44.400
Obras civiles: Reforzamiento de redes, repotenciación de subestaciones, construcción de líneas de subtransmisión, líneas trifásicas a 13,8 kv, subestaciones, alimentador, ampliaciones de alimentadores al centro de control, integración de reconectores, sistemas de subtransmisión, adecuación de infraestructuras de subestaciones y centro de control, construcción del Tap a 69 kv para energizar subestaciones, repotenciación de transformadores de potencia, redes de distribución y medias de tensión, entre otros. Este plan prevé 45 procesos clasificadas como obras sencillas. Ver detalle PA ampliado.	CP	2º semestre 2015	6.300
2.- Bienes			
Adquisición S/E Móvil	LPI	2º semestre 2015	1.008
3.- Servicios de Consultoría Firmas			
Fiscalizaciones para los diferentes tipos de obras civiles. Se prevén 20 procesos. Ver detalle PA ampliado	SBCC	2º semestre 2015	1.899
4.- Servicios de Consultoría Individual			
Fiscalizaciones para los diferentes tipos de obras civiles. Se prevén 72 procesos. Ver detalle PA ampliado	3CVs	2º semestre 2015	1.271

- 6.2 **Supervisión de adquisiciones.** Los contratos sujetos a revisión ex post por parte del Banco, serán los detallados en el cuadro siguiente y se realizarán conforme a lo establecido en el Apéndice 1 de las Políticas respectivas y para montos iguales o superiores a los citados en el mismo cuadro, serán supervisados de manera ex ante.
- 6.3 **Revisión ex post.** 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. Es importante aclarar que no menos de un 10% de los contratos revisados se inspeccionará físicamente durante el programa.

Tabla VI-3. Visitas de 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.

- 6.4 **Disposiciones especiales.** Medidas para reducir las probabilidades de corrupción: Atender las disposiciones de la 2349-9 y 2350-9 en cuanto a prácticas prohibidas (listas de empresas y personas físicas inelegibles de organismos multilaterales).
- 6.5 **Registros y archivos.** El ejecutor y subejecutores deberá mantener los registros actualizados y los archivos debidamente ordenados con la documentación inherente a adquisiciones y contrataciones en un solo file o carpeta única; que sea perfectamente diferenciable de los procesos financiados con recursos del aporte local o financiados con recursos distintos a los 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 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 los desembolsos y las asignaciones presupuestarias para el programa 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 Ministerio de Finanzas (MF). 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 – Capital Ordinario y el Fondo Chino, 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 para el programa en el BCE, correspondiendo una al financiamiento BID – Capital Ordinario y la otra al Fondo Chino. Todos los pagos del programa serán ejecutados a través del sistema eSigef mediante débito a la CUT.
- 7.7 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 9 (nueve) meses. Los planes financieros se deben preparar al inicio del proyecto 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 para los próximos 270 días, así como de la conciliación de los fondos disponibles del programa para cada fuente de financiamiento. La rendición de cuentas en relación con los anticipos se hará según lo establecido en la OP-237 “Guía de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el BID”.
- 7.9 La revisión de la documentación soporte de los gastos o pagos efectuados por cada fuente será realizada en forma ex post al desembolso de los recursos por parte del Banco. Se emitirán informes con los resultados en cada visita de revisión

- ex post. La revisión ex post de desembolsos será realizada por personal del Banco y/o Consultores y los Auditores Externos.
- 7.10 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.
- 7.11 **Control interno y auditoría interna.** En relación a los sistemas de control interno la Constitución de la República del Ecuador establece que la Contraloría General del Estado -CGE- es el ente encargado de dirigir el sistema de control del Sector Público. Como parte de dicho sector, 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 manual operativo 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.
- 7.12 **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 de nivel uno (firmas internacionales de auditoría), de acuerdo con los requerimientos del BID. Durante la ejecución, el MEER presentará anualmente, dentro de los 120 (ciento veinte) días siguientes a la fecha de cierre de cada ejercicio económico, los informes financieros auditados del proyecto y reportes de elegibilidad de los gastos del proyecto de acuerdo con los lineamientos del Banco y 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 BID (capital ordinario).
- 7.13 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.

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	
Financiera	Visitas de inspección	Anual	Especialista fiduciario	
	Revisión de informes financieros auditados y no auditados	Anual	Especialista fiduciario	MEER
	Revisión ex-post desembolsos	Anual	Especialista fiduciario	
	Revisión solicitudes de desembolso	Periódica	Equipo fiduciario y sectorial	
Adquisiciones	Revisión ex ante adquisiciones	Inicialmente el primer año	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	
	Revisión de asignación presupuestal	Anual	Equipo fiduciario y sectorial	MEER
	Presentación de informes financieros auditados	Anual	Jefe de Equipo y Especialista fiduciario	

- 7.14 **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 la ARCONEL y de las EED para la contratación de las obras que se ameriten conforme a sus áreas de concesión.
- 7.15 Las tareas de la ARCONEL se focalizarán en los aspectos técnicos, centralizándose específicamente en dos áreas: (i) la Dirección de Planificación y Políticas: en donde se reciben las propuestas de proyectos de las EED, se las analizan, seleccionan y priorizan para su ejecución; y (ii) la Dirección de Supervisión y Control: En donde se realiza el monitoreo y seguimiento técnico a las obras en proceso de ejecución por las EED y, por muestreo, se fiscaliza el cumplimiento de las mismas.
- 7.16 Internamente en el MEER, será la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía quien lidere tanto la ejecución del programa así como la contratación y revisión de los estudios si fueran necesarios.
- 7.17 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 Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía, quien hará el seguimiento a las EED sobre los contratos, pagos, documentación e informes respectivos. Para ello se deberá conformar una Unidad de Gestión del Programa

(UGP) con dedicación permanente a la ejecución del mismo. Se considera necesario que la UGP sea integrada por profesionales con experiencia relevante en la ejecución de este tipo de programas. Desde el aspecto fiduciario, la UGP deberá estar conformada al menos por: un coordinador general, un especialista financiero, un especialista en adquisiciones y un especialista en planificación y monitoreo. La UGP contará con personal capacitado para llevar a cabo las funciones de contabilidad y reporte financiero.

- 7.18 La UGP preparará sus 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 EED y preparando toda la información de gestión a ser presentada, incluyendo reportes del progreso, Plan Operativo Anual (POA), Plan de Ejecución del Programa (PEP) e informes de auditoría y de evaluación.
- 7.19 Debido a la existencia de financiamiento externo de dos fuentes distintas (Fondos BID – Capital Ordinario y Fondo Chino) dentro del mismo programa, la información financiera y de gestión mencionada en el párrafo anterior deberá respetar la apertura por ambas fuentes de forma tal que se pueda planificar, monitorear y rendir cuentas por cada una de ellas y de forma consolidada.
- 7.20 En el MOP se establecerá en detalle el mecanismo de ejecución del programa, la composición de la UGP, así como los mecanismos de registración, comunicación y reporte que gobiernen la colaboración contratistas-EED-ARCONEL-MEER.
- 7.21 Tabla de Adquisiciones:
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39528841>

**PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA DEL ECUADOR II**

EC-L1147

CERTIFICACIÓN

La Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento (ORP/GCM) certifica que ha recibido la no objeción de Lan Bo, State Administration of Foreign Exchange (SAFE), de fecha 16 de abril de 2015, para el proyecto “Programa de reforzamiento del sistema nacional de distribución eléctrica del Ecuador II .” por la suma de hasta US\$30.000.000 con cargo al Fondo Chino de Cofinanciamiento para America Latina y el Caribe (CHC).

ORIGINAL FIRMADO

4/5/2015

Sonia M. Rivera
Jefe

Fecha

Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento
ORP/GCM

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE
RESOLUCIÓN DE-___/15

Ecuador. Préstamo ____/OC-EC a la República del Ecuador
Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de
Distribución Eléctrica del Ecuador II

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 reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$50.000.000, 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 de Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el __ de ____ de 2015)

EC-L1147
LEG/SGO/CAN/IDBDOCS#39556945-15

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE
RESOLUCIÓN DE-___/15

Ecuador. Préstamo ____/CH-EC a la República del Ecuador
Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de
Distribución Eléctrica del Ecuador II

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 reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$30.000.000, que formen parte de los recursos del Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen de Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el __ de ____ de 2015)

EC-L1147
LEG/SGO/CAN/IDBDOCS#39556970-15