

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

ECUADOR

PLAN DE INVERSIONES EN APOYO AL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ECUADOR

(EC-L1160)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Natacha Marzolf (INE/ENE), Jefe de Equipo Alterno; Enrique Rodríguez (ENE/CPE); José Ramón Gómez (ENE/CCO); Juan Carlos Cárdenas (INE/ENE); Virginia Snyder (INE/ENE); Stephanie Suber (INE/ENE); Javier Castillo (INE/ENE); María Julia Molina (CAN/CEC); Steven Collins (VPS/ESG); Kevin McTigue (LEG/SGO); Gustavo Palmerio (FMP/CEC); Gumersindo Velázquez (FMP/CEC); Javier Diaz (CAN/CEC).

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

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO	1
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS	3
A. Antecedentes, Problemática y Justificación.....	3
B. Objetivos, Componentes y Costo	10
C. Indicadores Claves de Resultados	13
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	13
A. Instrumentos de Financiamiento.....	13
B. Riesgos Ambientales y Sociales.....	14
C. Riesgos Fiduciarios	15
D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos	16
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....	16
A. Resumen de los Arreglos de Implementación	16
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados.....	17

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

ENLACES ELECTRÓNICOS	
REQUERIDOS	
1.	Plan de Ejecución Plurianual (PEP)
2.	Plan Operativo Anual (POA)
3.	Plan de Monitoreo y Evaluación
4.	Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)
5.	Plan de Adquisiciones
OPCIONALES	
1.	Análisis Económico-Financiero del Programa
2.	Justificación del Programa con la PSP (GN-2716-6)
3.	Informe de Resultados de la Implementación del “Plan Fronteras Cocinas Inducción Carchi”
4.	Antecedentes del Uso de Gas Licuado de Petróleo en Ecuador
5.	Antecedentes del Cambio de la Matriz Energética en Ecuador
6.	Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2013-2022. CONELEC
7.	Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017
8.	Paul L. Joskow, <i>Patterns of Transmission Investment</i>
9.	Proyecto de Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
10.	Programa de Cocción Eficiente – Perfil de Proyecto – Actualización de Prioridad 2013
11.	Analysis of LPG, Electric and Induction Cookers During Cooking Typical Ecuadorian Dishes into the National Efficient Cooking Program
12.	Informe de Viabilidad Técnica
13.	Anexo Técnico de Integración Regional GN-2565-4
14.	Filtro de Política de Salvaguardias y Formulario de Evaluación de Salvaguardia para la Clasificación de Proyectos

ABREVIATURAS	
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CEI	Cocinas Eléctricas de Inducción
CELEC-EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador
CNEL-EP	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CME	Cambio de la Matriz Energética
CO	Capital Ordinario
CU	Cuenta Única
DEM	<i>Development Effectiveness Matrix</i> (Matriz de Efectividad del BID)
EE	Eficiencia Energética
EES	Empresas Eléctricas
EED	Empresas Eléctricas Distribuidoras
ETAs	Especificaciones Técnicas Ambientales
FCE	Fondo de Cocción Eficiente
FMIk	Frecuencia Media de Interrupciones por kilovatio-Amperio instalado
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
JBIC	Banco Japonés de Cooperación Internacional
KIF	Facilidad Coreana para el Cofinanciamiento del Desarrollo de Infraestructura en América Latina y el Caribe
kV	Kilovoltio
kVA	kilovoltio-Amperio
kWh	kilovatio-hora
LT	Línea de Transmisión
M&E	Monitoreo y Evaluación
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MF	Ministerio de Finanzas
MOP	Manual Operativo del Programa
MVA	Mega-voltio Amperio
MW	Megavatios
MWh	Megavatio-hora
OE	Organismo Ejecutor
OGE&EE	Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética
O&M	Operación y Mantenimiento
PA	Plan de Adquisiciones
PNCE	Programa Nacional de Cocción Eficiente
PMGAS	Plan de Manejo y Gestión Ambiental y Social
PNBV	Plan Nacional para el Buen Vivir 2013 – 2017
PSP	Política de Servicios Públicos Domiciliarios
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo del Ecuador
SEPA	Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones

ABREVIATURAS	
SIGPRO	Sistema de Gestión de Proyectos
SIPEC	Sistema de Información del Programa de Cocción
SND	Sistema Nacional de Distribución
SE	Subestaciones Eléctricas
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
ST	Sistema de Transmisión
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
TIRF	Tasa Interna de Retorno Financiero
TTIk	Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalado
UGP	Unidad de Gestión del Programa
V	Voltios
VPP	Vida Promedio Ponderada
VPNE	Valor Presente Neto Económico
VPNF	Valor Presente Neto Financiero

RESUMEN DEL PROYECTO
ECUADOR
PLAN DE INVERSIONES EN APOYO AL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ECUADOR
(EC-L1160)

Términos y Condiciones Financieras					
Prestatario: República del Ecuador			Facilidad de Financiamiento Flexible ^(a)		KIF
			Plazo de amortización:	25 años	25 años
Organismo Ejecutor: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)			VPP original ^(b) :	15,25 años	N/A
			Período de desembolso:	4 años	4 años
Fuente	Monto (US\$)	%	Período de gracia:	5,5 años	7 años
BID (Capital Ordinario, CO):	118.000.000	73,7	Comisión de inspección y vigilancia:	(c)	N/A
			Cargos de la Facilidad del Crédito	N/A	0,1%
Facilidad de Corea para el Cofinanciamiento del Desarrollo de la Infraestructura de América Latina y el Caribe (KIF) ^(d) :	25.000.000	15,6	Tasa de interés:	Basada en LIBOR	2,5%
			Comisión de crédito:	(c)	N/A
Local:	17.090.000	10,7	Moneda de aprobación: Dólares de los EE.UU	con cargo al CO	con cargo al KIF
Total:	160.090.000	100			
Esquema del Proyecto					
Objetivo y descripción del programa: el objetivo general es apoyar el avance del Cambio de la Matriz Energética, mejorar los indicadores del sector y apoyar el plan de recuperación de zonas afectadas por el sismo. Objetivos específicos: (i) dar continuidad a los proyectos del Sistema Nacional de Transmisión que faciliten el transporte de energía de la nueva generación y fortalecer la infraestructura nacional; (ii) reforzar y expandir el Sistema Nacional de Distribución en zonas urbano-marginales y rurales y contribuir en la reconstrucción de la infraestructura en zonas afectadas por el sismo; (iii) apoyar el avance del Programa Nacional de Cocción Eficiente; y (iv) fortalecimiento institucional en gestión del servicio.					
Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso: a satisfacción del BID el Organismo Ejecutor (OE) deberá cumplir con: (i) suscripción y entrada en vigor de un Convenio Subsidiario entre el Ministerio de Finanzas (MF) y el OE, que indique que los recursos del préstamo serán transferidos y registrados de manera oportuna en el correlativo del programa y usados en los términos y propósitos acordados en el contrato de préstamo, (ii) la aprobación de los avales de las contrataciones de los componentes I y II, por parte del MF; (iii) creación de una cuenta de Fondo de Terceros en el Banco Central para la administración del Fondo de Cocción Eficiente; (iv) conformación por parte del OE de la Unidad de Gestión del Programa 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; (v) presentación del Manual Operativo del Programa aprobado por el MEER y su entrada en vigencia, que incluya un marco de referencia para la gestión ambiental y social de los proyectos con fichas de seguimiento; y (vi) que el OE haya demostrado que se han asignado los recursos suficientes para atender, por lo menos durante el primer año calendario, la ejecución del programa (¶3.2).					
Condiciones contractuales especiales de ejecución: para el inicio de las obras del Componente I y II, y de acuerdo al Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), el OE deberá presentar al BID: (i) los Estudios de Impacto Ambiental y el Plan de Manejo y Gestión Ambiental y Social (PMGAS), con el presupuesto para su ejecución; (ii) la licencia ambiental y los permisos de conformidad con la legislación ecuatoriana; (iii) la resolución de imposición de servidumbre para nuevas líneas de transmisión y subtransmisión; (iv) la					

evidencia de la tenencia legal de terrenos donde se ubicarán las subestaciones; (v) la inclusión de especificaciones técnicas ambientales que correspondan y del PMGAS en los contratos de obras y de fiscalización; (vi) evidencia de al menos una consulta pública que incluya: (a) la descripción del proyecto; (b) la descripción de los impactos probables; (c) la descripción de medidas de manejo de impactos identificados (PMGAS); (d) la descripción del sistema de captura y procesamiento de quejas y reclamos; y (e) un espacio de recepción de sugerencias al proyecto propuesto (¶2.3).

Excepciones a las políticas del Banco: No aplica

Alineación Estratégica						
Desafíos^(e):	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	PI	<input type="checkbox"/>	EI	<input checked="" type="checkbox"/>
Temas Transversales^(f):	GD	<input checked="" type="checkbox"/>	CC	<input checked="" type="checkbox"/>	IC	<input type="checkbox"/>

- (a) Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.
- (b) La VPP original máxima del préstamo y el período de gracia podrán ser menores de acuerdo a la fecha efectiva de firma del contrato de préstamo.
- (c) 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.
- (d) El programa recibirá cofinanciamiento (el 15.6% del monto total) del Gobierno de Corea (KIF) (véase el enlace Aprobación del cofinanciamiento del Gobierno de Corea). Estos recursos cumplirán con las prioridades financieras del fondo, al financiar infraestructura inmaterial clave, entre otros aspectos.
- (e) SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- (f) GD (Igualdad de Género y Diversidad); CC (Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **Antecedentes.** Ecuador está llevando a cabo un ambicioso proceso de transformación del sector eléctrico a través de la iniciativa nacional, Cambio de la Matriz Energética (CME). El CME es uno de los pilares del [Plan Nacional del Buen Vivir \(PNBV\) 2013-2017](#)¹, para apuntalar el Cambio de la Matriz Productiva. El CME mejora la oferta eléctrica y la calidad del servicio con una explotación estratégica de los recursos renovables, y considerando las experiencias de las crisis energéticas recurrentes que enfrentó el país en los años 1995², 1999³, y 2009. Algunos de los primeros resultados del CME ubican a Ecuador en el quinto lugar en seguridad energética a nivel mundial y el primero en América Latina y el Caribe de acuerdo con el ranking del Consejo Mundial de Energía (<https://www.worldenergy.org>).
- 1.2 **Situación macroeconómica.** El crecimiento medio del Producto Interno Bruto (PIB) ecuatoriano alcanzó 4,1% entre 2008 y 2015, frente a una media regional de 2,6%. Durante este periodo, la política fiscal fue el motor clave del crecimiento, donde el gasto público paso de US\$21.700 millones (35,7% del PIB) a US\$38.700 millones (39% del PIB). Gran parte del aumento del gasto público se debió a las grandes inversiones en carreteras y a la construcción de hidroeléctricas, entre otras grandes obras, y la inversión en educación y salud. Sin embargo, la reciente caída de los precios del petróleo ha tenido un impacto negativo en la economía ecuatoriana⁴. A pesar que el sector petrolero sólo representó 11% del PIB, entre 2008 y 2015 generó cerca de 30% de los ingresos del sector público y 50% de las exportaciones.
- 1.3 Se espera que a través del CME se generen beneficios macroeconómicos en el corto y mediano plazo⁵. En la balanza de pagos, al evaluar los escenarios con y sin CME se espera una reducción neta de importaciones por un monto de al menos US\$1.100 millones/año por desplazamiento de capacidad térmica a partir de 2017⁶. Del lado fiscal, la contribución neta alcanza al menos US\$250 millones anuales⁷, por reducción de subsidios. Adicionalmente, el aporte neto por consumo eléctrico del Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE) considerando el subsidio temporal a la tarifa eléctrica para la transición al uso de

¹ <http://www.senplades.gob.ec/>.

² La crisis energéticas: (i) 1995, originada por una sequía que afectó la planta hidroeléctrica el Paute que contribuía con 70% de la capacidad de generación instalada, (ii) 1998-9, originada por el fenómeno de El Niño, una caída de los precios del petróleo (mezcla de petróleo ecuatoriano por debajo de US\$10/barril), y la crisis asiática que afectó a economías emergentes y (iii). 2009, originada por una prolongada sequía que provocó recortes de energía en el país.

³ Entre 1999 y 2012 la generación térmica pasó de 47% a 56% en tanto que la capacidad hidroeléctrica de 53% a 44%. En este escenario energético-térmico se priorizó la instalación de motores de combustión interna cuya penetración paso de 13% a 26% en el mismo periodo. *Balance Energético Nacional 2013*.

⁴ El precio de la mezcla de crudo Ecuatoriano, pasó de US\$94/barril en promedio entre 2011 y 2014 a menos de US\$30/barril a principio de 2016.

⁵ [ECONOMICA-Resumen, Evaluación del Cambio de la Matriz Energética 2015](#).

⁶ El país tendría la capacidad de aumentar sus exportaciones de *fuel oil-4* y *fuel oil-6*.

⁷ El subsidio a la venta local Gas Licuado del Petróleo (GLP) alcanzó US\$208,9 millones en 2014, evaluados a precios de 2015.

Cocinas Eléctricas de Inducción (CEI), menos el incremento tarifario realizado en 2014, se traduce en ingresos adicionales por US\$149,3 millones/año en el sector. Otros beneficios por desplazamiento de combustibles por electricidad se obtienen de la operación moderna del poliducto Esmeraldas-Quito, que en su arranque en 2015, alcanzó US\$725.000 de ahorros anuales. La reducción de las importaciones de diésel para generación eléctrica a través del proyecto Optimización de la Generación Eléctrica (OGE&EE), alcanzan ahorros adicionales por US\$105 millones/año⁸.

- 1.4 **Sector eléctrico.** El Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME) y el Plan Maestro de Hidrocarburos, son documentos rectores del sector y guían las prioridades de inversión según los lineamientos del PNBV, con el fin de: (i) fortalecer la oferta energética primaria y secundaria más allá de la demanda actual, a través del procesamiento local de mayores volúmenes de combustibles, de la producción, del uso o reuso de combustibles endógenos, y la explotación racional de los recursos renovables para la generación eléctrica; (ii) promover la demanda basada en el uso intensivo de electricidad como alternativa para la reducción de combustibles convencionales en la economía nacional; y (iii) aumentar el intercambio de energía en la región andina para apoyar el desarrollo de un mercado eléctrico regional⁹.
- 1.5 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 (V)¹⁰. Se anticipa la necesidad de automatizar la red eléctrica, a través del uso de sistemas modernos de protección, medición y comunicación. En el escenario base de demanda al 2022, el PME considera variables macroeconómicas, demográficas e indicadores del sector y clientes para determinar la evolución esperada. Se prevé un crecimiento promedio de 3,7% 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 y su abastecimiento implica adicionar 4.728 Megavatios (MW) de generación sobre la capacidad actual de 5.063MW.
- 1.6 **Avances en la transición a la nueva matriz energética (generación, transmisión y distribución).** La construcción de los primeros proyectos hidroeléctricos emblemáticos del CME inició en 2010 con inversiones del Gobierno de la República de Ecuador (GdE) y financiamiento externo, por US\$4.456 millones. En el corto plazo, estos proyectos aportarán capacidad de generación nueva por 2.832MW de potencia y 17.222GWh de energía. A finales de 2015, la construcción de los proyectos más significativos en términos de

⁸ Evaluado considerando precio de diésel de importación proyectado a 2017.

⁹ Esta operación impulsa la integración de Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) con inversiones en el SNT que contribuyen a un mayor intercambio de energía en las conexiones existentes. Igualmente fortalece el proceso de integración binacional con Colombia, al reforzar y expandir el SND, beneficiando la zona de frontera; [Anexo Técnico de Integración Regional GN-2565-4](#).

¹⁰ En transmisión y distribución de electricidad, las acciones del PME se desarrollan con el Programa de Mejora de la Distribución, el Programa de Expansión de la Transmisión, y el Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal, para asegurar el adecuado suministro de energía de las iniciativas que promueven el desplazamiento de combustibles convencionales: PNCE, Optimización de la generación eléctrica de EP PETROAMAZONAS (OGE&EE), el Metro de Quito, el tranvía de Cuenca y el SINEA, entre otros.

potencia instalada presentaba un avance promedio de 80%. Además se confirmó la entrada en operación de la central hidroeléctrica Manduriacu de 65MW y de las primeras cuatro turbinas del proyecto Coca Codo Sinclair de 1.500MW. Se espera que el resto de los proyectos hidroeléctricos entren en operación entre 2016 y 2017.

- 1.7 Desde 2010, las inversiones en transmisión de electricidad suman US\$600 millones, lo que ha permitido alcanzar la capacidad instalada de transformación actual de 10.420 MegaVolt-Amperio (MVA), 4.456 km de líneas de transmisión en 230 kilo-volts (kV) y 138kV, el primer sistema de alta tensión en 500kV del país, y 53 subestaciones eléctricas (SE), incluyendo cuatro subestaciones móviles. Las inversiones en distribución suman US\$1.156 millones permitiendo asegurar la capacidad actual del SND de 875MVA, e iniciar el proceso de cambio de 110 a 220V, a través de la expansión de 16.218 km de líneas de distribución, 454km de líneas de subtransmisión, y la construcción y/o repotenciación de 61 nuevas SE.
- 1.8 **Apoyo del BID al CME.** Con el fin de acompañar el CME con las inversiones previstas en el SNT y el SND, el BID acordó el financiamiento de tres primeras operaciones que completaron su ejecución satisfactoriamente entre 2014-2015 ([2608/OC-EC](#), [2457/OC-EC](#), [2472/OC-EC](#)); y de cinco nuevas operaciones que iniciaron ejecución en el mismo periodo. De estas, la operación “Apoyo al Cambio de la Matriz Energética del Ecuador” ([3420/OC-EC](#)) fue ejecutada en su totalidad y las demás: “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión” ([3167/OC-EC](#)); “Programa de Electrificación Rural y Urbano-Marginal del Ecuador II” ([3087/OC-EC](#)); “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador I y II” ([3187/OC-EC](#), [3188/CH-EC](#), [3494/CH-EC](#) y [3494/OC-EC](#)) cuentan con avance financiero de 60%, 93%, 91% y 56% respectivamente¹¹.
- 1.9 El apoyo del BID al sector ha contribuido a generar buenas prácticas, resultando en un adecuado nivel de ejecución de las operaciones financiadas, reflejadas en esta operación, 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 procedimientos de adquisiciones y monitoreo del BID; y (v) monitoreo permanente de resultados por las autoridades del GdE.
- 1.10 En línea con las metas del CME, los resultados esperados de las operaciones aprobadas en ejecución, incluyen¹²: (i) 18.505 viviendas con servicio eléctrico nuevo y/o mejorado en zonas urbano-marginales y rurales; (ii) 178km de líneas de media tensión y 2.737km de baja tensión nuevas y/o repotenciadas; (iii) 78 SE nuevas y/o repotenciadas; (iv) diseño del sistema de gestión del

¹¹ El avance físico en 2015 fue de 10%, 82%, 82% y 10% respectivamente.

¹² Además del financiamiento en infraestructura, el BID apoya el CME a través de una operación programática (EC-L1140, primer tramo aprobado en 2015) que refleja el Dictamen de Prioridad de la SENPLADES para la ejecución del Programa de Reforzamiento del SND (PRNSD) y facilitar la implementación del CME.

PNCE; (v) 171 MVA de capacidad nueva en el SND; (vi) 970MVA de capacidad de reserva incrementada; y (vii) 775MVA de nivel de cargabilidad máxima promedio en el SNT; entre otros.

- 1.11 Estas inversiones acompañadas de reformas al marco legal, regulador e institucional del sector, han contribuido a mantener y mejorar los indicadores y su sostenibilidad resultando en: reducción de pérdidas eléctricas totales, hasta 12,3% en 2014; mejores índices de calidad del servicio (Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalado - TTik=7,17 y Frecuencia Media de Interrupciones por kilovatio-Amperio instalado - FMik=8,27¹³); cobertura eléctrica de 97,1%; la aprobación de dos incrementos a la tarifa eléctrica en 2014 y 2015¹⁴; así como un aumento de las transacciones de energía con Colombia y Perú¹⁵. Las inversiones del CME contribuyen a reducir el uso de combustibles fósiles en el sector residencial al registrarse en 2015, el desplazamiento de 43,3 toneladas anuales de GLP; al sustituir un millón de galones anuales de diésel por electricidad en la operación del poliducto Esmeraldas-Quito de EP PETROECUADOR; y al desplazar 96,8 millones de galones anuales de diésel por gas de quemado en la generación eléctrica de EP PETROAMAZONAS.
- 1.12 En 2015, el PNCE que busca el uso de CEI más eficientes en reemplazo de cocinas a GLP,¹⁶ avanzó 12%, igual a 357.000 hogares beneficiados de 3 millones. Las CEI se distribuyen mediante proveedores de equipos nacionales e importados. El PNCE otorga incentivos a usuarios que opten por usar CEI e incluye: (i) financiamiento a tres años de CEI, juego de ollas para inducción, y equipos eléctricos de calentamiento de agua; (ii) entrega gratuita a usuarios residenciales hasta 2018, de 80 kilo-vatio-hora-mes (KWh/mes) para cocción y 20kWh/mes para calentamiento de agua; (iii) entrega gratuita de CEI a usuarios del Bono de Desarrollo Humano (BDH)¹⁷; (iv) exenciones arancelarias y tributarias del Impuesto al Valor Agregado en la importación de CEI y equipos de calentamiento; y (v) impuesto a la compra de cocinas a GLP para desincentivar su comercialización. Los créditos otorgados por ventas de CEI son respaldados con el Fondo de Cocción Eficiente (FCE) que administra el Ministerio de Finanzas (MF). Previa revisión¹⁸ y solicitud del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el MF paga mensualmente a los proveedores de CEI por ventas a crédito. Para usuarios sin acceso a electricidad que cocinan con leña, el PNCE considera la introducción de cocinas mejoradas^{19,20}.

¹³ Tiempo y frecuencia de interrupciones por kVA. Valores medidos durante el año móvil 2015.

¹⁴ En 2014 y 2015 se aprobaron alzas en las tarifas eléctricas. En 2016 inició la revisión de la Tarifa Dignidad para mejorar sus mecanismos de focalización.

¹⁵ A partir de febrero 2016 Ecuador exporta energía a Colombia (400MWh) para suplir el déficit energético originado por el Fenómeno del Niño en ese país, alcanzando 90% en la capacidad de la actual de 500MW. A partir de mayo 2016, se exportan 40 MWh en la interconexión con Perú.

¹⁶ [Anexo "Estudio sobre el consumo energético y hábitos de cocción en el hogar & sustitución energética".](#)

¹⁷ BDH: programa de apoyo a mayores de 65 años en condiciones de vulnerabilidad, sin seguro público y personas discapacitadas.

¹⁸ El monitoreo y control del PNCE se lleva a cabo a través del Sistema Cocinas Eficientes (SIPEC) financiado con la operación 3187/OC-EC.

¹⁹ INEC 2010: de los hogares sin acceso al servicio eléctrico, 18% cocinan con biomasa. Las cocinas mejoradas permiten cocinar con leña eficientemente, proveen calefacción y remueven el humo del hogar.

²⁰ Las ventas promedio de CEI en el primer trimestre de 2016 alcanzó 20.000 cocinas/mes- MEER.

- 1.13 En zonas rurales, el PNCE se apoya en el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM). Desde 2011, el BID financia el FERUM con dos operaciones [2608/OC-EC](#) y [3087/OC-EC](#), que han contribuido a mejorar el indicador de acceso a la energía, e impulsado el financiamiento de iniciativas que promueven el uso productivo de la electricidad²¹, así como el desarrollo de sistemas eléctricos aislados sostenibles²². El programa contribuye a dar continuidad al avance del CME por el lado de la oferta a través del refuerzo del SNT y SND; y por el lado de la demanda facilitando el avance del PNCE con el despliegue del CEI.
- 1.14 **Necesidad de rehabilitación y expansión del SNT.** El SNT presenta retos específicos en algunas zonas que ponen en riesgo la seguridad operativa y calidad del servicio. Bajo ciertas condiciones operativas, el sistema opera al límite de los criterios establecidos en la normativa local, registrándose barras cuyos perfiles de voltaje se encuentran por debajo del mínimo aceptable, y nexos de transmisión (líneas y transformadores) con niveles de cargabilidad superiores a los límites establecidos en la normativa²³. Con la entrada de las nuevas centrales hidroeléctricas y térmicas, se requieren líneas de transmisión nuevas o repotenciadas para atender los requerimientos de la demanda, transportar la nueva generación a los principales centros de distribución, y contribuir a desplazar generación térmica aislada con hidroelectricidad.
- 1.15 **Necesidad de reconstruir la infraestructura eléctrica en zonas afectadas por el sismo de abril de 2016.** A partir del sismo de 7,8 grados en Ecuador, donde 6 provincias de la costa resultaron afectadas, 11% de la infraestructura eléctrica de la zona resultó dañada. Las afectaciones incluyen daños en líneas de distribución principalmente. Para responder a las necesidades eléctricas en la zona, el MEER trabaja en tres ejes fundamentales con los siguientes costos referenciales: (i) Plan de rehabilitación, US\$25 millones; (ii) Plan de reconstrucción, US\$103 millones; y (iii) Plan de reactivación económica y productiva con apoyo del sector, US\$35 millones.
- 1.16 **Fiabilidad y confiabilidad de la red de distribución.** El reto más importante en el SND es la calidad del servicio. Los desafíos están asociados a un valor todavía elevado de frecuencia de interrupciones (FMIK de 8.27veces/año), y de su duración (TTIK de 7.17horas/año). Los factores que explican estos valores consisten en: (i) la falta de automatización de las subestaciones; (ii) la falta y ubicación inapropiada de reconectores, y de su ineficiente operación; y (iii) la falta de equipos detectores de fallas en la red.
- 1.17 **Sustitución GLP por electricidad con CEI.** De acuerdo al censo de 2010, 3.493.549 viviendas tienen acceso a electricidad. El mayor consumo de GLP se registra en el sector residencial, motivado por²⁴: (i) bajo precio del GLP

²¹ [Video usos productivos de la electricidad a través del FERUM.](#)

²² Se encuentran en ejecución 54 proyectos en 30 comunidades Achuar, que proveerán de electricidad 120 centros de servicios y 833 viviendas (39 proyectos fotovoltaicos individuales, 5 con mini-red aislada, 10 mixtos individuales-mini-red). Se usan sistema desde 150Wp hasta 330Wp. La capacidad de los sistemas mini-red va de 2,5kW hasta 15,5kW.

²³ <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/files/vol3.pdf>.

²⁴ PCE, Perfil de Proyecto – Actualización de Dictamen de Prioridad, Junio 2015.

(US\$1,6 por cilindro de 15 kg igual a un subsidio anual de US\$208 millones)²⁵; (ii) efecto adverso de la política del subsidio del GLP que incentiva el mal uso del recurso para fines diferentes a la cocción; y (iii) falta de incentivos para nuevas alternativas de cocción y calentamiento de agua diferentes a GLP. Estos factores han resultado en: (i) uso ineficiente del GLP; (ii) mayores volúmenes de GLP importado; (iii) problemas a la salud y seguridad de la población; y (iv) mayor emisión de gases de efecto invernadero. Como resultado, el GdE propuso el uso intensivo de la electricidad para la cocción basada en la nueva oferta renovable, a través del uso de CEI.

- 1.18 **Justificación.** El PME considera que las inversiones programadas en el SND para respaldar el avance del CME²⁶ suman US\$200 millones y en el SNT US\$65 millones anuales, e incluyen expansión y reforzamiento de los sistemas en alta, media y baja tensión, adecuación del SND para completar su operación en 220V, y mejora de la calidad del servicio hasta alcanzar las metas establecidas de FMIK=4 y TTik=8. Si bien las obras del CME son prioritarias para el GdE, la reducción de los ingresos por venta de petróleo, ha originado un ajuste presupuestario que ha impactado el gasto de inversión²⁷. La efectiva ejecución de las inversiones que apuntalan al CME con financiamiento del BID, ha sido clave en el sector, por lo que GdE considera oportuno seguir contando con su apoyo en el financiamiento de proyectos de infraestructura priorizados por el MEER y aprobados por la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), de tal forma de asegurar la continuidad del CME^{28 29}.
- 1.19 **Estrategia del País.** Ecuador cuenta con una estrategia sectorial definida en los documentos rectores, el PNBV y el PME. El CME es uno de los pilares de la política del GdE junto con el PNCE considerado prioritario para el sector.
- 1.20 **Alineación con la estrategia del BID con el País.** El programa está alineado con los objetivos de la Estrategia de País del BID 2012-2017 (GN-2680) y del PNBV que promueven el desarrollo de una estrategia energética sostenible basada en la eficiencia energética (EE). El programa es instrumental por fomentar las acciones enmarcadas en la iniciativa nacional del CME, al promover el uso de electricidad basada en energías renovables, al contribuir a la mejora de la calidad del servicio y de la cobertura eléctrica, por impulsar la sustitución de combustibles fósiles por hidroelectricidad, y por mejorar las condiciones para un mayor intercambio de energía en la región.

²⁵ En 2014, Ecuador importó el equivalente de 84,3% de la demanda total del GLP.

²⁶ Incluye construcción de sistemas de transmisión, fortalecimiento y expansión para mayor intercambio de electricidad en la región.

²⁷ Presupuesto codificado 2015 en proyectos del sector eléctrico sumaba US\$1,49 mil millones, el probado en la PROFORMA 2016 US\$1,18 mil millones, y una caída del 21%.

²⁸ La eficacia de la intervención seleccionada (en este caso expansión, reforzamiento del SNT y SND así como la implementación del PNCE apoyando a CEI) se basa en evaluaciones de intervención en la región de LAC cuando se puede reproducir la aplicabilidad de la intervención. Esta condición se cumple en varios países de LAC, Asia y África. Un proyecto de este tipo financiado por el BID incluye los proyectos mencionados anteriormente de la cartera del BID en Ecuador, y las Fases I y II del Programa de Transmisión Eléctrica de Paraguay, así como varios programas de transmisión en el Norte Grande en Argentina. La implementación de CEI contó con un proyecto piloto en la región del Carchi, Ecuador.

²⁹ Como parte de la estrategia para apuntalar el financiamiento de dichas inversiones el GdE se apoya en el marco actual de las Alianzas Público Privadas.

- 1.21 El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional (UIS, por sus siglas en inglés) 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de: (i) integración económica, mediante los indicadores del Marco de Resultados Corporativo (CRF) (GN-2727-4) de Contexto Regional y de Resultados de Desarrollo de los países: tasa de crecimiento del total de exportaciones de bienes y servicios (%) y capacidad de generación de energía instalada de fuentes de energía renovable (%); y (ii) inclusión social e igualdad, por medio de la provisión de infraestructura para suministrar electricidad a poblaciones rurales y urbano marginales de bajos ingresos. El programa se alinea con las áreas transversales de (i) cambio climático y sostenibilidad ambiental, mediante los indicadores del CRF de Contexto Regional y Desarrollo de los países: emisiones de gases de efecto invernadero (kg CO₂ por \$1 PIB (PPA)), y reducciones de emisiones con apoyo de financiamiento del Grupo BID (millones de toneladas anuales de CO₂ equivalente) gracias a la sustitución de GLP por electricidad en la cocción de alimentos y al suministro de electricidad proveniente de fuentes renovables principalmente; y (ii) equidad de género y diversidad, mediante el fomento de la participación y capacitación de mujeres en actividades del sector eléctrico. El programa contribuirá al CRF mediante los indicadores de producto: (i) hogares conectados a la red eléctrica; y (ii) líneas de distribución y transmisión construidas. De igual forma, el programa está alineado con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), al financiar: (i) la expansión y refuerzo de la infraestructura de transmisión y distribución de electricidad que contribuye a satisfacer la demanda proyectada, y a mejorar los intercambios de energía en la región andina. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830) al: (i) apoyar el acceso universal y sostenible del servicio eléctrico en zonas rurales, urbano marginales y aisladas de la red eléctrica; y (ii) mejorar la eficiencia operativa del sector. El programa se ajusta al Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3), mediante la promoción de políticas y tecnologías para la utilización de sistemas de energías renovables y uso eficiente de energía, tanto en las zonas urbanas como rurales. La operación está incluida en el Informe del Programa de Operaciones 2016 (GN-2849).
- 1.22 **Consistencia con la estrategia para la Competitividad Global y Regional para la Integración (GN-2565-4).** La estrategia indica que las operaciones de integración regional serán identificadas de acuerdo a cuatro criterios indicativos que no son mutuamente excluyentes entre sí. El programa contribuye con tres de estos criterios: (i) focalización multinacional – los Componentes I y II contribuyen a la alineación de las políticas internas y de futuras inversiones nacionales con impactos transfronterizos (exportaciones de energía); (ii) subsidiariedad nacional – a través del Componente II financia infraestructura eléctrica que facilita el acceso a la energía a comunidades ubicadas en zonas fronterizas según la agenda de integración binacional con Colombia; y (iii) adicionalidad regional - incorpora objetivos internacionales y/o de cooperación regional al apoyar las inversiones en refuerzo del SNT para mejorar los intercambios de energía en la región³⁰.

³⁰ [Ver Anexo Técnico de Integración Regional GN-2565-4.](#)

- 1.23 **Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) (GN-2716-6).** El programa es consistente con los pilares de la PSP al cumplir con las condiciones de: (i) Sostenibilidad Financiera, determinada por un mejor ingreso tarifario que resulta de: (a) el abastecimiento de la demanda no satisfecha por crecimiento natural; (b) reducción de las interrupciones del servicio eléctrico por mejora en la calidad y confiabilidad del suministro; (c) reducción de pérdidas eléctricas; y (d) incorporación de nuevos clientes; y (ii) Evaluación Económica, dado que la selección de la cartera de proyectos a financiar responde a un riguroso análisis de viabilidad económica-financiera y técnica (1.31) (ver [Justificación del programa con la PSP \(GN-2716-6\)](#)). El sector es consistente con los principios de apoyo a necesidades básicas, transparencia, sostenibilidad financiera y adecuada institucionalidad al tener claramente definido: (i) la separación de roles entre el MEER como organismo rector, ARCONEL como 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 sector.
- 1.24 **Aspectos de Diversidad y Género.** El programa fomentará la participación y capacitación de mujeres en actividades del sector eléctrico relacionadas con diseño, gestión, evaluación y monitoreo de proyectos. Como parte de los resultados, el programa beneficiará poblaciones afrodescendientes e indígenas, al mejorar el acceso y la calidad del servicio eléctrico en zonas rurales, así como en áreas geográficamente aisladas de la red eléctrica, a través del uso de energías renovables.

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.25 El objetivo general del programa es apoyar el avance del CME, mejorar los indicadores del sector y apoyar el plan de recuperación en las zonas afectadas por el sismo. Los objetivos específicos son: (i) dar continuidad a los proyectos del SNT que faciliten el transporte de energía de la nueva generación y fortalecer la infraestructura nacional; (ii) reforzar y expandir el SND en zonas urbano-marginales (UM) y rurales y contribuir en la reconstrucción de la infraestructura en zonas afectadas por el sismo; (iii) apoyar el avance del PNCE; y (iv) fortalecimiento institucional en gestión del servicio.
- 1.26 **Componente I. Expansión y reforzamiento del SNT.** Financiará dos Sistemas de Transmisión (ST): (i) Milagro-Babahoyo en 230kV que contempla la Línea de Transmisión (LT) y la ampliación de dos SE en Milagro-138kV, y Babahoyo 138/69kV; (ii) Quevedo-San Gregorio en 230kV Etapa II, y San Gregorio-San Juan de Manta en 230kV. Incluye ampliación de dos SE: en Quevedo y en San Gregorio; la construcción de la LT San Gregorio-San Juan de Manta, y una nueva SE en San Juan de Manta de 230/69kV. Estas obras permitirán: (i) fortalecer el suministro de energía en la provincia de Manabí, afectada por el sismo y reforzar el SNI para un mayor intercambio de energía hacia el sur.

- 1.27 **Componente II. Expansión y modernización del SND.** contribuirá a: (i) mejorar la calidad del servicio eléctrico en alimentadores³¹ de bajo desempeño del SND; (ii) avanzar en el acceso sostenible de energía en zonas rurales y UM; (iii) continuar el reforzamiento del SND en 220V y contribuir con la reconstrucción de la infraestructura eléctrica en zonas afectadas por el sismo. Se financiará la adquisición de equipos para la modernización de 11 SE y la automatización de 40 alimentadores, a través de la instalación de reconectores y localizadores de falla, así como equipos que permitan maximizar las capacidades del ADMS (*Advanced Distribution Management System*)³²; la construcción de 9 proyectos de reforzamiento a nivel de subtransmisión; 18 proyectos de reforzamiento en baja tensión; 390 proyectos de extensión y mejora de la red en zonas rurales^{33,34}; y 7 proyectos de electrificación rural en comunidades aisladas de la red eléctrica, de las provincias de Pastaza y Orellana (beneficiando 154 familias y 7 centros comunitarios). Se utilizarán soluciones renovables no convencionales para proveer electricidad a familias, centros comunitarios, de salud y educativos.
- 1.28 **Componente III. Implementación del PNCE.** Apoyará el financiamiento del Fondo de Cocción Eficiente (FCE), actualmente administrado por el MF a través de una Cuenta Única (CU). Mediante esta cuenta se aseguran los pagos a los proveedores certificados por la venta de CEI adquiridas a crédito por los usuarios residenciales. Son sujetos de crédito los usuarios residenciales que a través del [SIPEC](#) cumplan principalmente con no adeudar pagos de la factura eléctrica y contar con la infraestructura eléctrica básica en 220V. Los créditos se otorgan a tres años, a una tasa de 7%, y son amortizados con la factura eléctrica. El repago de los créditos por CEI se traslada a la CU del FCE. A través del SIPEC todos los proveedores acreditados de CEI procesan las ventas realizadas. Cada quince días, el MEER recibe y revisa la documentación de las ventas a créditos, y solicita al MF los pagos respectivos. Al capitalizar el FCE, el programa facilitará el pago a los proveedores de aproximadamente 96.000 CEI vendidas a crédito, así como la instalación eléctrica básica^{35 36}. Con esto el programa contribuirá a alcanzar 15,8% de avance acumulado del PNCE, de una meta de 3 millones de CEI ([Programa de Cocción Eficiente – Perfil de Proyecto – Actualización de Prioridad 2013](#))(¶1.17).
- 1.29 **Componente IV. Desarrollo de capacidades institucionales.** Dará continuidad al proceso de fortalecimiento de las capacidades institucionales según los lineamientos de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Se

³¹ Que corresponden a obras nuevas y de repotenciamiento de redes eléctricas en 13.8kV.

³² [Anexo Técnico Modernización de la Distribución.](#)

³³ El proceso de construcción o mejoras del servicio es por etapas e incluye excavación, postes plantados, estructuras de MT y Baja Tensión armadas, conductores tensados, transformadores y equipos conectados, alumbrado público instalado, acometidas y medidores instalados, red energizada.

³⁴ La ejecución de obras FERUM con red en media tensión promueve el desarrollo de interconexiones con Colombia (13,8kV), las cuales hacen parte del esfuerzo de los dos países para dotar de electricidad a las poblaciones en la zona fronteriza. Actualmente, 250 familias de Puerto Ospina en Colombia se benefician de una interconexión con Puerto el Carmen en Ecuador, por medio de la cual reciben en promedio 75.000 kWh mensuales. [Encuentro Presidencial y IV Gabinete Binacional Colombia – Ecuador, Santiago de Cali, 15 de diciembre de 2015. Presentación En el eje de Infraestructura y Conectividad.](#)

³⁵ Se estima la venta de CEI a un precio promedio de US\$520 (60% CEI a US\$680 y 40% de CEI a US\$280).

³⁶ [Estudio de Hábitos de cocción. MEER-BID agosto 2014.](#)

financiarán estudios en temas de integración regional al Operador Nacional de Electricidad (CENACE), así como talleres de capacitación en diseño, gestión y monitoreo de proyectos, a funcionarios de las empresas e instituciones del sector: Empresas Eléctricas (EES), MEER, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).

- 1.30 **Costo y financiamiento.** El costo estimado del programa asciende a US\$160,09 millones, de los cuales US\$118 millones serán financiados por el BID con recursos de Capital Ordinario (CO), US\$25 millones por la Facilidad de Corea para el Cofinanciamiento del Desarrollo de la Infraestructura de América Latina y el Caribe (KIF) y US\$17,09 millones con recursos locales³⁷.

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

COMPONENTES	FINANCIAMIENTO			TOTAL
	(CO)	(KIF) ³⁸	LOCAL	
I. Expansión y reforzamiento del SNT	53.000	-	7.420	60.420
ST Milagro-Babahoyo	17.587	-	2.462	20.049
ST Quevedo-Sn Juan de Manta	35.413	-	4.958	40.371
II. Expansión y modernización del SND	14.000	25.000	5.460	44.460
Reforzamiento del SND	-	9.439	1.322	10.761
Automatización del SND	-	5.432	760	6.192
FERUM con extensión de red	13.007	10.129	3.239	26.375
FERUM sin extensión de red	993	-	139	1.132
III. Implementación del PNCE	50.050	-	3.269³⁹	53.319
Fondo de cocción eficiente	50.050	-	3.269	53.319
IV. Desarrollo de capacidades institucionales	727	-	159	886
Estudios fortalecimiento institucional	727	-	102	829
Talleres de capacitación en gestión y monitoreo	-	-	57	57
Administración del programa	223	-	782	1.005
Monitoreo y seguimiento	-	-	151	151
Unidad de Gestión	-	-	600	600
Evaluación intermedia y final	90	-	13	103
Auditorías externas	133	-	18	151
TOTAL	118.000	25.000	17.090	160.090

- 1.31 **Análisis económico y financiero.** El análisis que demuestra la viabilidad de las inversiones, se realizó para cada uno de los componentes y de manera integral para todo el programa. La rentabilidad se evaluó a precios de mercado y a precios de eficiencia, utilizando precios sombra. La evaluación económica de

³⁷ Previo acuerdo entre el Banco Japonés de Cooperación Internacional (JBIC, por sus siglas en inglés) y el GdE, se espera un financiamiento paralelo de hasta US\$50.0 millones para apoyar el avance del PNCE, a través del FCE.

³⁸ El proyecto recibirá cofinanciamiento (15.6% del monto total) del KIF (véase el enlace [Aprobación del cofinanciamiento del Gobierno de Corea](#)). Estos recursos cumplirán con las prioridades financieras del fondo, al financiar infraestructura inmaterial clave, entre otros aspectos.

³⁹ Aporte local para instalación del circuito expreso en hogares que permite la conexión de CEI en 220 voltios.

cada componente de inversión descontado al 12% resulta en los siguientes valores de Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE), y de Valor Presente Neto (VPNE): (i) Componente I- TIRE=32,9%; VPNE=US\$230.131.855; (ii) Componente II- TIRE=35,0%; VPNE=US\$40.872.661; y (iii) Componente III- TIRE=59,1%; VPNE=US\$51.990.540. Del análisis a precios de mercado se obtienen los valores de: (i) Componente I- TIR=21,7%; VPN=US\$123.214.670; (ii) Componente II- TIR=24,8%; VPN=US\$30.340.729; y (iii) Componente III-TIR=56,1%; VPN=53.813.218. De manera integral el análisis del programa resulta en una TIRE de 36,6% y un VPNE de los beneficios para el país, descontados al 12% de US\$320,5 millones. A precios de mercado se obtiene un VPN de US\$204,4 millones, y una TIR de 26%.

- 1.32 Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad variando en +/-15% los parámetros identificados a saber: (i) inversión; (ii) volumen de GLP en cocción; (iii) precio medio de la venta de energía; (iv) consumo medio de energía; (v) número de viviendas FERUM con conexión informal; (vi) factor de sobreconsumo por conexión informal; (vii) precio medio de compra de energía; (viii) crecimiento de clientes; (ix) pérdidas de energía; (x) elasticidad precio de la demanda; (xi) costo de la energía no suministrada; (xii) calidad del servicio TTik; y (xiii) costo medio de mantenimiento. Los parámetros que presentan la mayor sensibilidad son: (i) el precio de venta de la energía por las EES que genera una variación de $\Delta\text{VPN}=\text{US\$}12$ millones, $\Delta\text{VPNE}=3,7$ millones; (ii) la inversión que resulta en $\Delta\text{VPN}=\text{US\$}11$ millones, $\Delta\text{VPNE}=9,5$ millones; y (iii) consumo mensual por cliente que genera $\Delta\text{VPN}=\text{US\$}8$ millones, $\Delta\text{VPNE}=3,4$ millones. El anexo de [Evaluación Económica y Financiera](#) del programa presenta los diferentes supuestos, escenarios y resultados de la evaluación de cada componente y del programa como un todo.

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.33 **Matriz de Resultados (MR).** El programa cuenta con una MR que presenta productos, resultados e impactos asociados a los objetivos y componentes. Los impactos esperados son: (i) mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico; (ii) incremento en el volumen promedio anual de intercambios regionales de energía; (iii) mejora del servicio de distribución eléctrica; (iv) emisiones de CO₂ anuales disminuidas (kt CO₂eq/año); y (v) volumen de GLP desplazado por el PNCE.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El programa está estructurado como préstamo para operaciones de obras múltiples justificado dado que los proyectos son físicamente similares, pero independientes entre sí. De los 483 proyectos evaluados, el 85% cuenta con diseños definitivos, equivalentes a 55% del monto del programa⁴⁰. Los procesos de contratación del programa están descritos en el [Plan de Adquisiciones \(PA\)](#).

⁴⁰ [Informe de Viabilidad Técnica.](#)

Los criterios de elegibilidad son: (i) priorización por la SENPLADES; (ii) estar incluidos en los planes de expansión de proyectos de menor costo; (iii) contribuir al refuerzo del SND en 220V; (iv) contribuir a la mejora de la calidad del servicio eléctrico; y (v) cumplir con los criterios de evaluación económico financiero (¶1.31)⁴¹. Los recursos se desembolsarán en cuatro años:

Tabla 2. Proyección de Desembolsos

FUENTE	PRESUPUESTO	2016	2017	2018	2019	2020
Capital Ordinario	118.000.000	83.520.500	13.208.929	18.429.071	2.233.250	608.250
KIF ⁴²	25.000.000	12.500.000	7.842.850	4.657.150	0	0
TOTAL BID:	143.000.000	96.020.500	21.051.779	23.086.221	2.233.250	608.250
Contraparte	17.040.000	3.319.,220	6.660.158	6.002.578	735.275	322.769
TOTAL:	160.040.000	99.339.720	27.711.937	29.088.799	2.968.525	931.019

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.2 De conformidad con la Política de Medio Ambiente y de Salvaguardias (OP-703) del BID, el programa fue clasificado en categoría “B”. Los proyectos se implementarán mayoritariamente en áreas ya 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 ni desplazamientos involuntarios de la población. El programa generará impactos positivos al mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico nacional, reducir pérdidas eléctricas y ayudar al transporte de la hidroelectricidad. Los posibles impactos socioambientales negativos se producirían principalmente durante la fase de construcción⁴³ de nuevas líneas de transmisión y distribución, y en menor grado durante su operación. Estos impactos serán bajos o moderados y podrán ser manejados a través de procedimientos estándares. La operación activa las políticas OP-102, por la posible falta de información ambiental de los proyectos; OP-704 escenario I, por la necesidad de incorporar elementos de resiliencia en los diseños, y OP-765, por incluir proyectos en zonas indígenas⁴⁴, cuyas provisiones serán consideradas en los Planes de Manejo y Gestión Ambiental y Social (PMGAS).

⁴¹ Los proyectos deben tener una TIRE igual o mayor al 12%, y el Valor Presente de la facturación debe cubrir por lo menos los costos de operación y mantenimiento.

⁴² El alcance del fondo coreano incluye financiamiento para infraestructura eléctrica de distribución del Componente II del programa.

⁴³ En éstos se incluyen; (i) afectación a la calidad del aire, por la emisión no controlada de material particulado a la atmósfera debido a las tareas de construcción de las LT, LD, y SE; (ii) generación de ruido en la vecindad de los frentes de obra por efectos de la operación de maquinaria y equipos de construcción e instalación de torres especialmente; (iii) generación de residuos líquidos, sólidos y gaseosos; y (iv) incremento del riesgo de accidentes, debido a la presencia de la maquinaria, a la mala disposición de escombros o materiales, o a la falta de señalización en zonas obra.

⁴⁴ [Informe de Gestión Ambiental y Social \(IGAS\)](#)

- 2.3 **Condiciones contractuales especiales de ejecución.** Previo al inicio de las obras del Componente I y II, y según lo establecido en el IGAS, el Organismo Ejecutor (OE) deberá presentar al BID: (i) los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y el PMGAS, con el presupuesto para su ejecución; (ii) la licencia ambiental y los permisos de conformidad con la legislación ecuatoriana; (iii) la resolución de imposición de servidumbre para nuevas líneas de transmisión y subtransmisión; (iv) la evidencia de la tenencia legal de terrenos donde se ubicarán las SE; (v) la inclusión de las especificaciones técnicas ambientales que correspondan y del PMGAS en los contratos de obras y de fiscalización; y (vi) evidencia de haber realizado al menos una consulta pública para cada proyecto y que incluya: (a) descripción del proyecto; (b) descripción de los impactos probables; (c) descripción de las medidas de manejo de impactos identificados (PMGAS); (d) descripción del sistema de captura y procesamiento de quejas y reclamos; y (e) espacio para la recepción de sugerencias al proyecto propuesto. El BID supervisará semestralmente el desarrollo ambiental y social de los proyectos, incluyendo visitas a las obras.

C. Riesgos Fiduciarios

- 2.4 Los informes de cierre de las operaciones 2608/OC-EC y 2457/OC-EC muestran un desempeño favorable de la ejecución por parte del MEER y de CELEC-EP, de proyectos similares. Sin embargo, dado el nivel de coordinación que implica la ejecución del programa y la formación de una nueva Unidad de Gestión del Programa (UGP), se identificaron oportunidades de mejora en los procesos de rendición de cuentas a través de los informes financieros y de adquisiciones. Las mejoras se implementarán a través de: (i) replicar las mejores prácticas identificadas en la ejecución de operaciones previas; (ii) el uso del SIGPRO como principal soporte de comunicación y monitoreo de los programas de financiamiento ejecutados por el MEER; y (iii) continuar con los talleres de capacitación y acompañamiento al OE por el BID. Se consideran riesgos medios, el atraso en la transferencia de recursos del programa del MF al OE, y la aprobación de avales⁴⁵ de contrataciones, que impactan el tiempo de ejecución. Como medidas de mitigación se incluye una condición previa al primer desembolso, a través del convenio subsidiario y la aprobación de los avales respectivos. (¶3.1). [Anexo III \(Acuerdos y Requisitos Fiduciarios\)](#).
- 2.5 **Riesgo de adquisiciones.** Los riesgos identificados están relacionados con poco interés del mercado para responder a los llamados de licitación y la capacidad del OE de realizar oportunamente las adquisiciones siguiendo las políticas del BID (GN-2349-9, GN-2350-9). Para mitigarlos se propone la publicación oportuna del Aviso General de Adquisiciones, el continuar con talleres de capacitación en la preparación oportuna de pliegos de licitación, y el contar con la aprobación temprana del MF, de los avales de las contrataciones del programa. El BID supervisará las licitaciones bajo la modalidad ex-ante en el caso de obras que exceden US\$3 millones, US\$250.000 para bienes,

⁴⁵ Mediante Acuerdo Ministerial No.149 de 13 de abril de 2015 el MF dispone la obligatoriedad de priorizar y optimizar la inversión pública en los procesos de contratación. Esto es aplicable a todas las entidades, instituciones y organismos del Estado, así como las Empresas Públicas. Estas entidades previa emisión de la certificación presupuestaria, para el inicio de procesos contractuales, requerirán al MF, emitir el aval de contratación respecto a los montos a certificar y/o comprometer.

US\$200.000 para servicios de consultorías y US\$50.000 para consultoría individual. Los demás casos serán ex-post.

- 2.6 **Riesgos de ejecución.** Los riesgos identificados se consideran bajos y están relacionados con: (i) rotación de personal de la UGP y su dedicación al programa; (ii) capacidad de las EES para ejecutar la fiscalización ambiental de las obras; y (iii) capacidad del OE en la supervisión de los trabajos que realizan las EES. Como medidas de mitigación se han propuesto: (i) conformación del equipo mínimo asignado de tiempo completo al programa y se acordará su perfil para su selección; y (ii) contratación de servicios de fiscalización con cargo al programa en apoyo a las EES. Se considera como riesgo medio, atrasos en la ejecución del programa por fenómenos naturales y antrópicos. Como medida de mitigación el OE propondrá la ejecución de obras prioritarias como parte del Plan Nacional de Contingencias.

D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos

- 2.7 **Viabilidad técnica y económica.** El programa financiará inversiones en el SNT y SND para dar continuidad a las inversiones del CME. El análisis de la viabilidad técnica de los proyectos se llevó a cabo considerando que el programa se prepara en la modalidad de obras múltiples (§1.31). Como parte de la evaluación, se llevó a cabo de manera paralela un riguroso análisis de la viabilidad económica y financiera de los proyectos para determinar su sostenibilidad, además de un análisis de sensibilidad (§1.30).

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 El OE es el MEER como cabeza del sector, siguiendo el esquema implementado en las operaciones 2608/OC-EC, 3087/OC-EC, 3187/OC-EC y 3188/CH-EC. El MEER contará con el apoyo de la UGP y la asistencia técnica de las EES. En función de la experiencia del MEER con las operaciones antes mencionadas, y con base en el diseño de los documentos de gestión del programa, el tiempo de ejecución de la operación es de cuatro años (§2.1).
- 3.2 La ejecución de las siguientes actividades será parte de las condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso⁴⁶ y deberán contar con la no-objeción del BID: **(i) suscripción y entrada en vigor de un convenio subsidiario entre el MF y el OE, que indique que los recursos del préstamo serán transferidos y registrados de manera oportuna en el correlativo del programa y usados en los términos y propósitos acordados en el contrato de préstamo; (ii) la aprobación de los avales de las contrataciones de los Componentes I y II por parte del MF; (iii) creación de una cuenta de Fondo de Terceros en el Banco Central para la administración del FCE;**

⁴⁶ 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 revisará y actualizará estos documentos según se establece en las Normas Generales y lo presentará al Banco para su no objeción.

- (iv) 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; (v) presentación del Manual Operativo del Programa (MOP) aprobado por el MEER y su entrada en vigencia, que incluya un marco de referencia para la gestión ambiental y social de los proyectos con fichas de seguimiento; y (vi) que el OE haya demostrado al BID que se han asignado los recursos suficientes para atender, por lo menos durante el primer año calendario, la ejecución del programa.
- 3.3 **MOP.** El programa debe contar con procedimientos y criterios de elegibilidad claramente establecidos en el MOP (2.1), incluyendo un amplio sistema de monitoreo, seguimiento y evaluación de sus acciones y resultados. El MOP debidamente aprobado por el MEER y su entrada en vigencia, es condición especial previa al primer desembolso (§3.1).
- 3.4 **Plan de Adquisiciones (PA) y Políticas de Adquisiciones.** Se acordó 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 y seguimiento que determine el BID. Las adquisiciones de bienes, obras, y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9, respectivamente.
- 3.5 **Desembolsos y anticipos de fondos.** Los desembolsos se realizarán mediante anticipo de fondos de acuerdo a las necesidades estimadas de liquidez del programa derivadas del [POA](#) y [PA](#). La programación de necesidades de efectivo tendrá un horizonte móvil de 12 meses y los anticipos cubrirán las necesidades de seis meses de ejecución (§2.1).
- 3.6 **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El BID podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por US\$28.6 millones (20% del financiamiento), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por US\$3,4 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 25 de febrero de 2016 (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.
- 3.7 **Auditorías.** Los servicios de auditoría externa del programa serán provistos por una firma de auditores externos aceptable para el BID, contratados con cargo al préstamo y sobre la base de términos de referencia acordados con el OE.
- B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados**
- 3.8 **Arreglos de monitoreo.** El equipo del BID realizará visitas técnicas semestrales al OE para revisar el avance de obras y hacer los ajustes que se deriven de su

ejecución. Se harán visitas de supervisión fiduciaria anuales. Se tienen previstas auditorías externas contables y operacionales para validación del uso de los recursos del financiamiento y de los procesos y controles internos operativos que se implementarán en el OE. La información recopilada será analizada cada semestre y el informe de monitoreo y progreso se realizará anualmente (ver [Plan de Monitoreo y Evaluación](#)).

- 3.9 **Arreglos para la evaluación del programa.** La evaluación del programa incluye una evaluación intermedia y una final, financiadas por el OE con recursos del préstamo. 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. Estas evaluaciones se realizarán siguiendo la guía de preparación de *Project Completion Report* del BID. La evaluación final determinará el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la MR. 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	
Retos Regionales y Temas Transversales		-Inclusión Social e Igualdad -Integración Económica -Equidad de Género y Diversidad -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental	
Indicadores de contexto regional		-Tasa de crecimiento del valor total de exportaciones de bienes y servicios (%) -Emisiones de gases de efecto invernadero (kg de CO2 e por \$1 PIB (PPA))	
Indicadores de desarrollo de países		-Reducción de emisiones con apoyo de financiamiento del Grupo BID (millones de toneladas anuales de CO2 equivalente) -Capacidad de generación de energía instalada de fuentes de energía renovable (%)	
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país		Alineado	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2680	(i) Aumento de la cobertura eléctrica; (ii) Matriz energética nacional diversificada; (iii) Eficiencia energética aumentada.	
Matriz de resultados del programa de país	GN-2849	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2016.	
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)	Si	Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información.	
No-Fiduciarios			
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:			
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	Si	Se realizaron talleres sobre adquisiciones y análisis financiero, incluyendo uno 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.			

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

El proyecto es Altamente Evaluable.

Desde el año 2014, el Banco viene apoyando el Plan Maestro de Electrificación (PME). Al igual que en operaciones anteriores, el diagnóstico es completo. El PME plantea la necesidad de incrementar la oferta eléctrica, reforzar y expandir el Sistema Nacional de Transmisión y el Sistema Nacional de Distribución, y avanzar en la transición a una nueva matriz energética. Adicionalmente, y dado que Ecuador sufrió un grave sismo en abril de 2016 que afectó la infraestructura energética, el programa también apoya la financiación para la reparación de la infraestructura afectada.

El proyecto propuesto está claramente articulado con el diagnóstico y busca continuar con el apoyo al cambio de la Matriz Energética, mediante el financiamiento de cuatro componentes: (i) Expansión y reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión, (ii) Expansión y modernización del Sistema Nacional de Distribución, (iii) Implementación del Programa Nacional de Cocción Eficiente, y (iv) Desarrollo de capacidades institucionales.

Se propone una intervención con una lógica vertical clara y cuyos impactos finales están asociados a la contribución del proyecto al mejoramiento de la calidad y continuidad del servicio y a la mitigación del cambio climático. El proyecto propuesto cuenta con un análisis económico para cada componente y para la totalidad del proyecto, y propone un plan de evaluación que incluye un análisis económico ex post y un análisis Antes-Después.

MATRIZ DE RESULTADOS

Objetivo del Proyecto:	El objetivo es apoyar el avance del Cambio de la Matriz Energética, mejorar los indicadores del sector y apoyar el plan de recuperación de zonas afectadas por el sismo. Los objetivos específicos son: (i) dar continuidad a los proyectos del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) que faciliten el transporte de energía de la nueva generación y fortalecer la infraestructura nacional; (ii) reforzar y expandir el Sistema Nacional de Distribución (SND) en zonas urbano-marginales y rurales y contribuir en la reconstrucción de la infraestructura en zonas afectadas por el sismo; (iii) apoyar el avance del Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE); y (iv) fortalecimiento institucional en gestión del servicio.
-------------------------------	--

IMPACTO ESPERADO

Indicadores	Unidad de medida	Línea de base		Metas		Medio de verificación	Observaciones
		Valor	Año	Valor	Año		
Impacto							
Mejoramiento de la calidad del servicio en el SNT (disminución de la ENS por fallas y mantenimiento)	MWh/año	233.662	2015	93.586	2020	Reporte de avance del programa	CELEC EP- Transelectric
Volumen promedio anual de intercambios regionales de energía (Ecuador-Colombia-Perú)	GWh/año	496	2015	867	2020		
Mejora de la continuidad del servicio de distribución eléctrica - Disminución de la ENS	MWh/año	0	2015	600	2020		
Mitigación cambio climático - Emisiones de CO2 anuales disminuidas por desplazamiento de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad (kt CO2 eq/año)	kTon CO2eq/año	169,81	2015	41,58	2020		
Volumen de GLP desplazado por el PNCE	BEP	434.543	2015	94.200	2020		

¹ [Metodología para el cálculo de las emisiones de CO2 reducidas por GLP.](#)

RESULTADOS ESPERADOS

Resultados Esperados	Unidad de medida	Línea de base		Intermedios		Metas		Medio de verificación	Observaciones
		Valor	Año	Valor	Año	Valor	Año		
Componente I – Expansión y reforzamiento del SNT									
km de líneas de transmisión en 230kV incrementados.	Km	2.166,4	2015	2.175	2018	2.253,4	2020	Reporte de avance del programa	CELEC EP- Transelectric
Capacidad de transformación nueva instalada en el SNT	MVA	9.343	2015	9.409,7	2018	9.634,7	2020		
Componente II – Expansión y modernización del SND									
FMIk: Frecuencia media de interrupciones por kVA	Veces/año	8,27	2015	7,01	2018	6,87	2020	Reporte de avance del programa	MEER
TTIk: Tiempo Total de interrupciones (horas)	Horas/año	7,17	2015	6,85	2018	6,82	2020		
Viviendas sin servicio eléctrico y viviendas con servicio eléctrico mejorado, atendidas por el programa	Nº	0	2015	8.272	2018	16.544	2020		
Clientes afro ecuatorianos e indígenas beneficiados por el programa	Nº	0	2015	4.579	2018	8.718	2020		
Componente III – Implementación del PNCE									
Numero de CEI vendidas con el FCE ²	Nº	270.000	2015	366.000	2018	366.000	2020	Reporte de avance del programa	MEER

² Con este programa se prevé incorporar 96.000 CEI. Se considera un precio promedio ponderado por cocina de US\$520.

Resultados Esperados	Unidad de medida	Línea de base		Intermedios		Metas		Medio de verificación	Observaciones
		Valor	Año	Valor	Año	Valor	Año		
Componente IV – Desarrollo de capacidades institucionales									
Instituciones fortalecidas en integración energética regional	N°de instituciones	0	2015	1	2018	2	2020	Reporte de avance del programa	MEER
EES e instituciones capacitadas en gestión y monitoreo LOSPEE	N° de EES	0	2015	16	2018	21	2020		
Mujeres capacitadas con el programa	N° de mujeres	0	2015	15	2018	20	2020		

PRODUCTOS

Productos	Costo estimado (US\$)	Unidad de medida ³	Línea de base 2015	Año					Meta final	Medio de verificación
				1	2	3	4	5		
Componente I: Expansión y reforzamiento del SNT										
C I.1 ST Milagro - Babahoyo										
Construcción L/T Milagro - Babahoyo 230kV, 47Km, Doble Circuito, 1200 Acar	15.163.582	%	5	10	50	70	90	100	100	Reporte de avance del proyecto
S/E Milagro 138kV, Ampliación	1.188.621	%	5	10	50	70	90	100	100	
S/E Babahoyo 138 Y 69kV, Ampliación	3.696.406	%	5	10	50	70	90	100	100	

³ (*) El avance en % incluye las etapas:

Para L/T y S/E: Estudios y Diseños (5%), Precontractual (5%) Suministro, Equipos y Materiales (40%), Obras Civiles (20%), Obras Electromecánicas (20%), Pruebas y energización (10%) - Referencia: Esquema de reporte de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

Productos	Costo estimado (US\$)	Unidad de medida ³	Línea de base 2015	Año					Meta final	Medio de verificación	
				1	2	3	4	5			
C I. 2 ST Quevedo - San Gregorio Etapa II y ST San Gregorio - San Juan De Manta											
S/E Quevedo, Ampliación 1 Bahía Línea 230kV	1.332.340	%	5	10	50	70	90	100	100	Reporte de avance del proyecto	
Subestación San Gregorio, Ampliación Patio 230kV, Conexión Quevedo Y San Juan De Manta	4.383.377	%	5	10	50	70	90	100	100		
Construcción L/T San Gregorio-San Juan De Manta 230kV, 35km, Doble Circuito, 1200 Acar (Montaje De Los Dos Circuitos)	13.491.316	%	5	10	50	70	90	100	100		
Construcción S/E San Juan De Manta 230/69kV, 225MVA	21.164.358	%	5	10	50	70	90	100	100		
Componente II: Expansión y modernización del SND											
C II.1 Reforzamiento											
Proyectos de subtransmisión, fiscalizados y energizados	5.640.967	N° de Proyectos	0	0	2	7	0	0	9	Reporte de avance del proyecto	
Proyectos de Distribución, fiscalizados y energizados	5.119.493	N° de Proyectos	0	0	4	14	0	0	18		
C II.2 Automatización											
Proyectos de Automatización de Subestaciones, fiscalizados y energizados	720.480	N° de Proyectos	0	0	3	8	0	0	11		
Proyectos de Automatización de Alimentadores, fiscalizados y energizados	5.472.000	N° de Proyectos	0	0	12	28	0	0	40		

Productos	Costo estimado (US\$)	Unidad de medida ³	Línea de base 2015	Año					Meta final	Medio de verificación
				1	2	3	4	5		
C II.3 Electrificación Rural y Urbano Marginal										
Proyectos de Electrificación rural con extensión de red, fiscalizados y energizados	26.374.796	N° de Proyectos	0	0	79	119	192	0	390	Reporte de avance del proyecto
Proyectos de Electrificación rural sin extensión de red, fiscalizados y energizados	1.132.264	N° de Proyectos	0	0	0	2	5	0	7	
Componente III: Implementación del PNCE										
Cocinas de Inducción financiadas con este programa	50.000.000	Unidades vendidas	0	40.000	56.000	0	0	0	96.000	
Circuitos expresos, instalados	3.269.000	N° de circuitos	0	40.000	56.000	0	0	0	96.000	
Componente IV: Desarrollo de capacidades institucionales										
Estudios para el apoyo al fortalecimiento institucional en el sector eléctrico en base a LOSPEE y para la integración eléctrica regional, realizados	828.780	N° de estudios	0	0	3	2	1	0	6	
Taller de capacitación para el fortalecimiento de capacidades en gestión y monitoreo (empresas e instituciones), según lineamientos de la LOSPEE realizados	57.000	N° talleres de capacitación	0	0	1	0	0	0	1	

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

PAÍS: ECUADOR

PROYECTO: Plan de Inversiones en Apoyo al Cambio de la Matriz Energética de Ecuador (EC-L1160)

ORGANISMO EJECUTOR: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)

PREPARADO POR: Gumersindo Velázquez y Gustavo Palmerio (FMP/CEC)

I. RESUMEN

- 1.1 La evaluación institucional para la gestión fiduciaria del programa fue realizada con base en: (i) el contexto fiduciario del país; (ii) los resultados de la evaluación de riesgos fiduciarios; (iii) las actividades de supervisión a la ejecución de los proyectos 3087/OC-EC, 3167/OC-EC, 3187/OC-EC, 3188/CH-EC, 3494/OC-EC y 3494/CH-EC; y (iv) los insumos de reuniones de trabajo con personal del MEER y entidades involucradas en la ejecución del programa. Como resultado se elaboraron los siguientes acuerdos fiduciarios.

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL PAÍS

- 2.1 **Sistema de Adquisiciones.** En febrero 25 de 2013, el Directorio Ejecutivo del BID aprobó la utilización del Sistema Nacional de Contratación Pública (SNCP) para adquisiciones por debajo del límite de Licitación Pública Internacional (LPI) (obras menores a US\$3.000.000, bienes y servicios menores US\$250.000 y firmas consultoras menores a US\$200.000). En todos los demás casos se aplicarían las Políticas de Adquisiciones y de Consultores del BID.
- 2.2 **Sistema de Gestión Financiera.** Desde enero de 2008 las entidades del gobierno utilizan el Sistema de Administración Financiera e-SIGEF, que integra efectivamente los procesos de presupuesto, contabilidad, tesorería, pagos electrónicos y un esquema de centralización informática y uso de la tecnología web. Asimismo, las entidades del Gobierno Central están sujetas al control y fiscalización del ente supremo de auditoría que es la Contraloría General del Estado (CGE). En general, los sistemas nacionales de gestión financiera tienen un adecuado nivel de desarrollo, requiriendo ser complementados por el momento, para efectos de la ejecución de los proyectos que financia el BID, en lo referente a reporte financiero específico y a auditoría externa (a ser efectuada por una firma elegible para el BID).

III. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 3.1 El MEER es el Organismo Ejecutor (OE) con la participación de las Empresas Eléctricas (EES) y la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP). El MEER es el organismo rector de política del sector de electricidad con sujeción a la 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 CGE a través de su Unidad de Auditoría Interna.
- 3.3 La misma estructura de ejecución de este programa es utilizada exitosamente en las operaciones mencionadas en 1.1. El MEER como OE 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 BID.
- 3.4 En abril de 2015 se realizó un análisis del Sistema de Información de Gestión de Proyectos – SIGPRO con resultados satisfactorios. El SIGPRO sistematiza los procesos de priorización, seguimiento, control y liquidación de los proyectos que actualmente mantiene el MEER, e incluye las lecciones aprendidas durante la ejecución de las operaciones mencionadas en 1.1.

IV. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 4.1 Sobre la base de las evaluaciones realizadas y utilizando la información disponible del programa, se identificaron los riesgos fiduciarios incluidos en la 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 EES de la ejecución de proyectos; y (iii) archivos descentralizados geográficamente en las EES. Impacto: Retraso en la 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, 3187/OC-EC y 3494/OC-EC; (ii) continuar apoyando el seguimiento y mejoras del 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 EES; y (iv) el equipo fiduciario del BID 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 deberán responder con 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 programa informará 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.
 - c. **Retrasos en el flujo de fondos desde el Ministerio de Finanzas (MF) hacia el OE.** Factores: Como consecuencia de una situación fiscal actual

podría retrasarse la transferencia de recursos desde la CUT hacia el OE. Impacto: Retrasos en la ejecución y pérdidas por costo de oportunidad por falta de pago a contratistas y proveedores. Acciones de mitigación: (i) Incorporar en los acuerdos interinstitucionales el compromiso de transferencia oportuna de los recursos del financiamiento al OE una vez recibido cada anticipo del BID.

- d. **Retraso en la ejecución del Plan de Adquisiciones del programa.** Factores: Como consecuencia de una situación fiscal complicada podría retrasarse el otorgamiento de avales¹ a las contrataciones del programa por parte del MF. Impacto: Retrasos en la ejecución por falta de inicio de procesos contractuales. Acciones de mitigación: (i) Aprobación temprana por parte del MF, de los avales de las contrataciones del programa.

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, utilice el sistema de ejecución y seguimiento que determine el BID. El Plan de Adquisiciones (PA) inicial será por los primeros 18 meses y se actualizará anualmente o cuando sea necesario.
 - a. **Adquisiciones de Bienes, Obras y Servicios Diferentes de Consultoría (Política de Adquisiciones GN-2349-9).** El umbral que determina el uso de la LPI² será puesto a disposición del MEER en la página www.iadb.org/procurement. Los contratos de bienes, obras y servicios diferentes de consultoría generados bajo el programa y sujetos a LPI se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones emitidos por el BID. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) y Comparación de Precios, se ejecutarán usando documentos acordados con el BID.
 - b. **Selección y contratación de consultores.** Para la selección y contratación de servicios de consultoría (GN-2350-9), se podrá utilizar cualquiera de los

¹ Mediante Acuerdo Ministerial No.149 de 13 de abril de 2015 el MF dispone la obligatoriedad de priorizar y optimizar la inversión pública en los procesos de contratación. Esto es aplicable a todas las entidades, instituciones y organismos del Estado, así como las Empresas Públicas. Estas entidades previa emisión de la certificación presupuestaria, para el inicio de procesos contractuales, requerirán al MF, emitir el aval de contratación respecto a los montos a certificar y/o comprometer.

² 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.

métodos descritos en las Políticas de Consultores, siempre que dicho método haya sido identificado en el PA aprobado por el BID, que puede actualizarse dada la necesidad. El umbral que determina la integración de la lista corta con consultores internacionales³ será puesto a disposición del programa, en la página www.iadb.org/procurement. Los contratos de servicios de consultoría con firmas generados bajo el programa se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas emitido por el BID.

- 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 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 del programa que incluyen elementos de capacitación y que se contratan como servicios de diferentes a consultoría.
- e. **Uso de Sistema Nacional de Adquisiciones.** La aplicación del SNCP⁴ en proyectos financiados por el BID se adscribirá a los contratos de suministro de bienes y servicios diferentes a los de consultoría, y de construcción de obras que tengan un costo estimado inferior al monto fijado por el BID para el Ecuador correspondiente a la LPI⁵, así como para servicios de consultoría de montos menores al previsto para lista corta internacional.
- f. **Preferencia Nacional.** Las ofertas de bienes con origen en el país del Prestatario tendrán una preferencia⁶ de precio equivalente al 15% en contratos sujetos a la LPI.
- g. **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El BID podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por US\$28,6 millones (20% del financiamiento), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por US\$3,4 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 25 de febrero de 2016 (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 En contratación de firmas consultoras el umbral es para montos iguales o superiores a US\$200.000 para montos inferiores al indicado la lista podrá estar conformada por firmas consultoras nacionales.

⁴ En caso que el BID valide otro sistema o subsistema, éste será aplicable a la operación, de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Préstamo.

⁵ Por debajo de estos montos se puede emplear la LPN u otros métodos competitivos dependiendo del valor y la naturaleza de la adquisición.

⁶ Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el BID ([GN-2349-9](#)) Apéndice 2 y el Contrato de Préstamo.

- h. **Otros.** Componente III Implementación del Plan Nacional de Cocción Eficiente (PNCE). Este componente capitalizará el Fondo de Cocción Eficiente (FCE), el cual respalda los créditos adquiridos por los usuarios de las Cocinas de Inducción (CEI). El fondo garantizará el pago de aproximadamente 96.000 CEI cuyo costo promedio es de US\$520. A la fecha se tienen aproximadamente 1.230 puntos de venta (casas comerciales) donde los usuarios pueden adquirir las cocinas.

6.2 Montos Límites para Licitación Internacional y Lista Corta con Conformación Internacional.

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

Obras			Bienes			Consultoría	
LPI	LPN	Comparación de Precios	LPI	LPN	Comparación de Precios	LPI consultoría	Lista Corta 100% Nacional
>3.000.000	<3.000.000 >250.000	<250.000	>250.000	<250.000 >50.000	<50.000	>200.000	<200.000

- 6.3 Las adquisiciones principales, al ser parte de los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios son responsabilidad del Especialista de Adquisiciones (EA). Las adquisiciones más relevantes del programa deben ser preparadas con la información que se genera para la elaboración del PA, trabajo conjunto del EA con las Unidades de Compras y Técnicas del OE y del Especialista Sectorial, en línea con los resultados y productos de la operación. Una vez aprobado el préstamo, el OE será el responsable de la preparación del PA⁷⁸ y el EA asegurará que estos estén conforme las políticas de adquisiciones.

⁷ Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el BID ([GN-2349-9](#)) párrafo 1.16.; Política para la Selección y contratación de Servicios de Consultoría ([GN-2350-9](#)) párrafo 1.23.: El Prestatario debe preparar y, antes de las negociaciones del préstamo, someter al BID para su aprobación, un PA aceptable para el BID para el periodo inicial de por lo menos 18 meses.

⁸ Ver [Guía para la preparación y aplicación del PA](#)₁₈

Tabla VI-2. Adquisiciones Principales

Actividad	Método de Licitación	Fecha Estimada de consultoría/invitación	Monto estimado (US\$)
1.-Obras			
Construcción del ST Milagro-Babahoyo	LPI	2º-semester-2016	20.048.608,63
Construcción del ST Quevedo-San Gregorio - San Juan			40.371.391,37
Instalación de Redes Eléctricas CNEL GUAYAQUIL			5.239.146,65
2.-Bienes			
Materiales para Automatización de Alimentadores	LPI	2º-semester-2016	4.651.200.00
3.-Servicios de Consultoría Firmas			
Supervisión, socialización y fiscalización de obras. Ver PA ampliado	SBCC	2º-semester-2017	2.826.277,54
4.-Servicios de Consultoría Individual			
Fiscalizaciones de obras. Ver PA ampliado	Comparación de Calificaciones	2º-semester-2016	207.473,21
5.-Transferencias			
Implementación del PNCE	Capitalización FCE	2º-semester-2016	50.000.000,00

- 6.4 **Supervisión de adquisiciones.** Los contratos sujetos a revisión ex post por parte del BID, serán los detallados a continuación 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. Las visitas de revisión ex-post por el BID se realizarán, al menos una vez cada 12 meses y los reportes incluirán al menos una visita de inspección física, cuando corresponda.

Tabla VI-3. Limite de Révision 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 BID en la medida que tal capacidad varíe.

- 6.5 **Disposiciones especiales.** Medidas para reducir las probabilidades de corrupción: Atender las disposiciones de la GN-2349-9 y GN-2350-9 en cuanto a prácticas prohibidas (listas de empresas y personas físicas inelegibles de organismos multilaterales).
- 6.6 **Registros y archivos.** El ejecutor deberá mantener los registros actualizados y los archivos debidamente ordenados con la documentación inherente a adquisiciones y contrataciones en carpeta única; que sea perfectamente diferenciable de los procesos financiados con recursos del aporte local o financiados con recursos del programa.

VII. ACUERDOS Y REQUISITOS DE GESTIÓN FINANCIERA

- 7.1 **Programación y presupuesto.** El Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas establece las normas generales que rigen la programación, formulación, aprobación, ejecución, control, evaluación y liquidación de los presupuestos. Estas normas generales son aplicadas a la ejecución de los programas que financia el BID. El sistema integrado eSIGEF, instrumenta y estandariza la aplicación de estas normas generales en la gestión pública nacional. El presupuesto del programa será calculado sobre la base del Plan Operativo del Programa (POA), y servirá de base para la inclusión formal del mismo en el presupuesto general del MEER incluido en la proforma presupuestaria, 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 eSIGEF, el cual fue parametrizado de acuerdo al plan de cuentas contables gubernamental expedido por el MF. La contabilidad oficial de proyectos que reciben financiamiento externo se lleva a través del 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 (CO) y otras fuentes de financiamiento (Ej: Fondo Coreano), éstos no consideran a nivel de detalle y apertura todos los aspectos específicos necesarios por lo cual se requiere informes separados que revelen el estado y evolución de los proyectos.
- 7.4 Por lo anterior, se acordó utilizar el SIGPRO para el seguimiento técnico y financiero del programa.
- 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 cuentas para el programa en el BCE, correspondiendo una al financiamiento BID-CO y la otra a la Facilidad Coreana para el Cofinanciamiento del Desarrollo de Infraestructura en América Latina y el Caribe (KIF)⁹. Todos los pagos del programa serán ejecutados a través del sistema eSIGEF mediante débito a la CUT.

⁹ Previo acuerdo entre el Banco Japonés de Cooperación Internacional (JBIC, por sus siglas en inglés) y el GdE, se espera un financiamiento paralelo de hasta US\$50.0 millones para apoyar el avance del PNCE, a través del FCE.

- 7.7 Adicionalmente, para el manejo de los recursos del Componente III. Implementación del PNCE, se creará una cuenta de Fondo de Terceros en el Banco Central de Ecuador para administrar el FCE. La recepción de los recursos y los pagos para este propósito serán ejecutados a través de esta cuenta.
- 7.8 Los desembolsos del programa se realizarán de acuerdo a las necesidades reales de liquidez del programa tomando en cuenta las fuentes de financiamiento por separado, mediante la modalidad de Anticipo de Fondos de acuerdo a un plan financiero (PF) para un periodo de 9 (nueve) meses. Los PFs se deben preparar al inicio del programa y actualizar de acuerdo con su evolución.
- 7.9 El ejecutor presentará al BID cada solicitud de desembolso acompañada por el PF, flujo de caja y la conciliación de los fondos disponibles 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". Los desembolsos se justificarán en la próxima solicitud, una vez que el saldo de anticipos esté ejecutado en un mínimo de 80%.
- 7.10 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 BID.
- 7.11 **Control interno y auditoría interna.** La Constitución de la República del Ecuador establece que la CGE es el ente encargado de dirigir el sistema de control del Sector Público. Como parte de dicho sector, el MEER cuenta con un área de auditoría interna propia que depende directamente de la CGE, sin embargo, el BID no utilizará sus servicios debido a que ésta no incluye dentro de sus planes de auditoría la revisión del proyecto. El MOP incluirá los principales procesos de control interno necesarios para asegurar que los controles estén funcionando en forma adecuada.
- 7.12 **Control externo e informes.** Debido a que la Coordinación General de Planeación (CGP) no cuenta, por el momento, con la capacidad suficiente para ejercer el control sobre proyectos financiados con recursos de endeudamiento externo, la auditoría externa será efectuada por auditores independientes aceptables por el BID 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 días siguientes a la fecha de cierre de cada ejercicio económico, los informes financieros auditados del programa y reportes de elegibilidad de los gastos de acuerdo con los lineamientos del BID y sobre la base de términos de referencia previamente aprobados. Los costos de la auditoría serán cubiertos con recursos de financiamiento BID (CO).
- 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 BID los informes auditados del programa.

Tabla VII-1. Plan de supervisión

Actividad de supervisión	Naturaleza y alcance	Frecuencia	Responsable	
			BID	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		
Financiera	Visitas de inspección	Anual	Especialista fiduciario	
	Revisión de informes financieros auditados y no auditados			MEER
	Revisión ex-post desembolsos			
	Revisión solicitudes de desembolso	Periódica	Equipo fiduciario y sectorial	
Adquisiciones	Revisión ex ante adquisiciones	Inicialmente el primer año	Jefe de equipo y especialista de adquisiciones	MEER
	Actualización PA	Anual		
Cumplimiento	Cumplimiento condiciones previas	Una vez	Equipo fiduciario y sectorial	
	Revisión de asignación presupuestal	Anual		MEER
	Presentación de informes financieros auditados	Anual	Jefe de Equipo y Especialista fiduciario	

- 7.14 **Mecanismo de ejecución.** El MEER es responsable de la administración financiera y control interno del programa.
- 7.15 Internamente en el MEER, será la CGP quien lidere tanto la ejecución del programa así como la contratación y revisión de los estudios si fueran necesarios.
- 7.16 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 CGP, quien hará el seguimiento 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. Es necesario que la UGP sea integrada por profesionales con experiencia relevante en ejecución de este tipo de programas y contar con personal capacitado para realizar las funciones de contabilidad y reporte financiero.
- 7.17 La UGP preparará sus proyecciones de flujo de fondos, solicitudes respectivas y justificaciones de uso de fondos, presentando al BID los documentos correspondientes de acuerdo a los formatos y requerimientos solicitados; tendrá la responsabilidad de llevar el liderazgo del programa frente al BID, coordinando con las partes intervinientes y preparando toda la información de gestión a ser presentada, incluyendo reportes del progreso, POA, PEP e informes de auditoría y de evaluación.

- 7.18 Debido a la existencia de financiamiento externo de fuentes distintas (Fondos CO y KIF) dentro del mismo programa, la información financiera y de gestión mencionada en el párrafo anterior deberá respetar la apertura por fuente, de forma tal que se pueda planificar, monitorear y rendir cuentas por cada una de ellas y de forma consolidada.
- 7.19 En el MOP se establecerá en detalle el mecanismo de ejecución del programa, la composición de la UGP, así como los mecanismos de registro, comunicación y reporte.
- 7.20 Plan de Adquisiciones:
<https://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40193625>.

Plan de Inversiones en Apoyo al Cambio de la Matriz Energética de Ecuador

EC-L1160

CERTIFICACIÓN

La Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento (ORP/GCM) certifica que ha recibido la no objeción del Sr. Sungsik Jeon, del Ministerio de Estrategia y Finanzas de la República de Corea fecha 31 de mayo de 2016, por la suma de **US\$25,000,000** con cargo a la Facilidad de Corea para el Co financiamiento del Desarrollo de la Infraestructura de América Latina y el Caribe (KIF).

Original Firmado

Sonia M. Rivera

Jefe

Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento
ORP/GCM

06/17/2016

Fecha

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/16

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

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República del Ecuador, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de Ecuador. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$118.000.000, 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 2016)

EC-L1160
LEG/SGO/CAN/IDBDOCOS#40340589-16

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/16

Ecuador. Préstamo ____/KI-EC a la República del Ecuador
Plan de Inversiones en Apoyo al Cambio de la Matriz
Energética de Ecuador

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, actuando como Administrador de la Facilidad de Corea para el Cofinanciamiento del Desarrollo de la Infraestructura de América Latina y el Caribe (en adelante “la Facilidad”), 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 plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de Ecuador. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$25.000.000, que formen parte de los recursos de la Facilidad, 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 2016)

EC-L1160
LEG/SGO/CAN/IDBDOCS#40336350