

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

HONDURAS

APOYO PROGRAMÁTICO A REFORMAS ESTRUCTURALES DEL SECTOR ELÉCTRICO. TERCER PRÉSTAMO

(HO-L1189)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos Jacome (ENE/CHO), Jefe de Equipo; Alberto Levy, Jefe de Equipo alterno, Michelle Carvalho, Wilkferg Vanegas y Stephanie Suber (INE/ENE); Nalda Morales y María Cecilia del Puerto (FMP/CHO); Alejandro Aguiluz (CID/CHO); y María Cristina Landázuri (LEG/SGO).

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

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO	1
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A. Antecedentes, Problemática y Justificación.....	2
B. Objetivos, Componentes y Costo	14
C. Indicadores Claves de Resultados	17
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	19
A. Instrumentos de Financiamiento	19
B. Riesgos Ambientales y Sociales	19
C. Riesgos Fiduciarios	19
D. Otros Riesgos del Proyecto	19
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....	20
A. Resumen de los Arreglos de Implementación	20
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados	21
IV. CARTA DE POLÍTICA	21

ANEXOS	
Anexo I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) - Resumen
Anexo II	Matriz de Políticas

ENLACES ELECTRÓNICOS
REQUERIDOS
1. Carta de Política (*)
2. Matriz de Medios de Verificación (*)
3. Matriz de Resultados (*)
OPCIONALES
1. Análisis Económico del Proyecto
2. Plan de Seguimiento y Evaluación
3. Análisis del Cumplimiento con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios
4. Ley General de la Industria Eléctrica
5. Plan Estratégico del Gobierno de Honduras
6. Análisis de la Contribución a la Integración Regional Competitiva
7. Matriz Comparativa

(*) A solicitud del país prestatario, la información contenida en estos enlaces electrónicos opcionales es confidencial de conformidad con la excepción de información específica de países contemplada en el párrafo 4.1 i de la Política de Acceso a Información del Banco (documento GN-1831-28) y no se divulgará hasta que el Contrato de Préstamo haya sido suscrito por las partes y entrado en vigencia.

ABREVIATURAS	
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CO	Capital Ordinario
CONAEN	Consejo Nacional de Energía
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CT	Cooperación Técnica
EBP	Estrategia del Banco en el País
EE	Eficiencia Energética
EEH	Empresa Energía Honduras
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
ER	Energía Renovable
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOSODE	Fondo Social de Desarrollo Eléctrico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
JICA	Agencia de Cooperación Internacional del Japón
kW	Kilovatio
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MWh	Megavatio-hora
MER	Mercado Eléctrico Regional
MiAmbiente	Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas
OdS	Operador del Sistema
PBP	Préstamo de Apoyo a Reformas de Política Programática
PIB	Producto Interno Bruto
PCR	Informe de Terminación de Proyecto
PSE	Plan de Seguimiento y Evaluación
SEFIN	Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central
STN	Sistema de Transmisión Nacional

**RESUMEN DEL PROYECTO
HONDURAS
APOYO PROGRAMÁTICO A REFORMAS ESTRUCTURALES DEL SECTOR ELÉCTRICO. TERCER PRÉSTAMO
(HO-L1189)**

Términos y Condiciones Financieras			
Prestatario: República de Honduras	Fuente	Monto (US\$)	%
	BID (Capital Ordinario-CO Regular)	30.000.000	60
Organismo Ejecutor: Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (SEFIN)	BID (CO Concesional)	20.000.000	40
	Total	50.000.000	100
	CO Regular (FFF) ^(a)	CO Concesional	
Plazo de amortización:	20 años	40 años	
Período de desembolso:	1 año		
Período de gracia:	5,5 años	40 años	
Tasa de interés:	Basada en LIBOR	0,25%	
Comisión de crédito:	(b)	N/A	
Comisión de inspección y vigilancia:	(b)	N/A	
Vida Promedio Ponderada (VPP):	12,75 años	N/A	
Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos de América		
Esquema del Proyecto			
Objetivo del proyecto/descripción: el objetivo general de la serie programática y específicamente de la tercera y última operación programática es apoyar al Gobierno de Honduras (GdH) en la implementación de reformas y políticas sectoriales necesarias para mejorar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad del suministro en su sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial; (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa; y (iii) adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.			
El programa se estructura bajo la modalidad de préstamo PBP, siendo ésta la última de una serie de tres operaciones de préstamos vinculadas técnicamente entre sí, pero financiadas de forma independiente.			
Condiciones contractuales especiales previas al desembolso único del financiamiento: cumplir, a satisfacción del BID, las condiciones de política señaladas en el Anexo II (Matriz de Políticas) (¶3.2), en adición al cumplimiento de las demás condiciones establecidas en el Contrato de Préstamo.			
Excepciones a las políticas del Banco: ninguna.			
Alineación Estratégica			
Desafíos ^(c) :	SI <input type="checkbox"/>	PI <input checked="" type="checkbox"/>	EI <input checked="" type="checkbox"/>
Temas Transversales ^(d) :	GD <input type="checkbox"/>	CC <input checked="" type="checkbox"/>	IC <input checked="" type="checkbox"/>

- (a) Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FN-655-1), el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales, de manejo de riesgos, las condiciones prevalecientes de mercado, así como el nivel de concesionalidad del préstamo, de acuerdo con las políticas aplicables y vigentes del Banco en la materia.
- (b) 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.
- (c) SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- (d) 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 **Situación macroeconómica.** El Producto Interno Bruto (PIB) de Honduras creció 3,6% en 2016, similar al valor de 2015, pero inferior al promedio del periodo 2000-2015 (4,1%). Los sectores de mayor crecimiento fueron los de intermediación financiera (6,7% del PIB), agricultura (12,2% del PIB) y electricidad y agua (2,6% del PIB), que presentaron un orden de crecimiento de 8,7%, 4,2% y 4,1%, respectivamente. En el mediano plazo se prevé un crecimiento real del PIB de 3,8%.
- 1.2 La política monetaria prudente y la estabilidad en los precios internacionales de materias primas han permitido tener control sobre la inflación. Al primer semestre de 2017, la inflación fue 3,65%, debajo de la meta-rango de 4,75%-5,75% establecida por el Banco Central de Honduras, aunque con un leve incremento de 1,2 puntos porcentuales con respecto a lo observado en el mismo periodo del año anterior (2,45%). Esta dinámica inflacionaria es explicada por el debilitamiento del efecto a la baja en el ajuste de los precios del petróleo y el aumento en precios de bienes y servicios relacionados con educación (6,2%), cuidado personal (5,9%), hoteles, cafeterías y restaurantes (5,8%), transporte (4,1%), entre otros.
- 1.3 Al primer semestre de 2017 el balance de cuenta corriente es 1,1% del PIB (US\$241,7 millones), superior al -0,5% del primer semestre de 2016 (-US\$117 millones). Esta mejora se explica por una mejora del déficit comercial (US\$176 millones) y un importante repunte de las remesas (US\$2.380 millones). Entre 2012 y 2016, la cuenta corriente presentó una situación deficitaria, con importaciones que no descienden 58,7% del PIB (2016) y exportaciones que no superan 51,0% del PIB (2012). La brecha corriente más baja recientemente observada, corresponde a -3,0% en 2005.
- 1.4 Con relación al déficit del gobierno central, este se ha reducido de 7,2% del PIB en 2013¹ a 2,7% del PIB en el 2016. Lo anterior muestra un notable avance con respecto a lo observado entre 2010-2013 cuando el gobierno central tuvo déficits fiscales superiores al 4,0% del PIB. Luego del impacto negativo de la crisis financiera global de 2008 y de la inestabilidad política de 2009, los cuales se tradujeron en un déficit financiero de 6,0% del PIB, Honduras logró, en 2010-2011, revertir parcialmente el deterioro de las cuentas fiscales.
- 1.5 La política fiscal de los últimos años tuvo como objetivo restablecer el equilibrio de las finanzas públicas y estabilizar la deuda pública. Entre 2014 y 2015, las autoridades implementaron reformas para fortalecer la recaudación tributaria, reducir el gasto y asegurar la sostenibilidad financiera de las empresas públicas. Estas acciones se orientan igualmente a mejorar la función estabilizadora de la política fiscal, hacer más eficiente la acción pública y promover el crecimiento de mediano plazo.
- 1.6 El gobierno ha contado desde 2014 con el apoyo del Fondo Monetario Internacional (FMI). El programa de apoyo de tres años, adoptado en noviembre 2014, contempla acciones y metas enfocadas en asegurar la sostenibilidad de las medidas fiscales implementadas por las autoridades. El FMI aprobó la tercera y cuarta revisión el 26 de octubre de 2016. Se espera la aprobación de la quinta y

¹ En el mismo año el sector eléctrico fue el sector con mayor incidencia contribuyendo con 1,8% del PIB.

sexta revisión del programa antes de finalizar el 2017, lo que implica una conclusión exitosa del acuerdo.

- 1.7 **El sector eléctrico.** En los últimos cinco años la demanda de energía eléctrica en el país ha crecido a una tasa promedio de 3,83% anual y la potencia en 55MW/año. Este incremento refleja el crecimiento económico y el de cobertura eléctrica en el país. Sin embargo, el crecimiento de la demanda conlleva a retos importantes para la oferta de electricidad. En 2016 la capacidad de generación fue 2.439MW, y la oferta de energía alcanzó 8.978GWh, abastecida en 49% por generación térmica, 15,2% hidráulica estatal, 33,6% por Energía Renovable no Convencional (ERNC) y 2.2% por el Mercado Eléctrico Regional (MER) del Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC). Honduras es el segundo país de la región que más compra energía en el MER, el promedio de energía comprada en el MER tanto en el mercado de contratos como el de oportunidad durante 2014-2016 versus 2013, se incrementó en 90%, a pesar de limitaciones en los refuerzos del sistema nacional de transmisión.
- 1.8 La elevada dependencia de derivados de petróleo generó que para el año 2015 el gasto por importación de derivados del petróleo representara 7,3% del PIB colocándolo como el valor más alto en Centroamérica². Los derivados de petróleo se emplean en el sector de transporte, seguidos del eléctrico para la generación termoeléctrica. Es por este motivo que el gobierno tiene como visión de país alcanzar una matriz energética con 80% de participación renovable al 2038, con metas intermedias que reduzcan la participación de generación térmica proveniente de combustibles fósiles importados.
- 1.9 Dentro del sector eléctrico de Honduras la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)³ es uno de los principales actores y es propietaria de casi la totalidad de los sistemas de transmisión y distribución y del 15,4% de la capacidad instalada de generación. En la generación el sector privado participa con el 82,4% a nivel nacional y lo realiza mediante la suscripción de contratos de compra-venta de energía con la ENEE, el MER aporta con 2.2% de la oferta de energía. En el sector de distribución, producto de una licitación pública internacional promovida por la Comisión para la Promoción de las Alianzas Público-Privada, se seleccionó a la Empresa Energía Honduras (EEH)⁴ como el gestor/inversionista privado que actuará como operador del sistema de distribución. La EEH es un consorcio colombiano-hondureño que administra los activos de la ENEE desde agosto 2016.
- 1.10 **Problemas estructurales que propiciaron el proceso de reforma del sector.** Hasta el 2013, el sector eléctrico hondureño adoleció de serias debilidades regulatorias e institucionales que dificultaban la formulación de una política energética, ausencia en la elaboración e implementación de regulación y otros mecanismos de control, necesarios para una operación efectiva y la toma de decisiones dirigidas a asegurar la sostenibilidad financiera del sector y el

² Informe de estadísticas del sector de hidrocarburos en Centroamérica para el 2015. CEPAL. El informe también reporta que Honduras es el segundo país de la región con la tasa más alta en la factura petrolera vs. las exportaciones totales.

³ El Grupo Empresarial ENEE, creado en 2017 en cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada en 2014, está conformado por *Holding ENEE* y las Empresas de Transmisión, Generación y Distribución.

⁴ Como parte de las responsabilidades del contrato suscrito entre EEH y el fideicomiso de distribución administrado por Banco Ficohsa para que se desarrollen las siguientes tareas: (i) la reducción de pérdidas comerciales; (ii) la medición; (iii) facturación; (iv) cobro de la energía vendida por el sistema de distribución; (v) la atención a los usuarios; y (vi) la operación y mantenimiento del sistema de distribución.

suministro de energía. Las principales debilidades regulatorias e institucionales que presentaba el sector fueron: (i) carencia de una política energética y de una estructura institucional consolidada; (ii) elevado nivel de subsidios tanto en la oferta como la demanda de energía; (iii) desbalance y rezago tarifario, insuficientes para cubrir los costos a lo largo de la cadena de la industria eléctrica; y (iv) falta de una planificación para la expansión de la generación del sector que detonó en una suscripción de varios acuerdos de compra de energía descuidando la sostenibilidad financiera del sector. Adicionalmente, existían problemas de gestión financiera y operativa en la ENEE producto de: (i) excesivo nivel de pérdidas de electricidad; (ii) elevada dependencia de generación térmica a partir de derivados líquidos de petróleo, particularmente en periodos de alta volatilidad del precio; (iii) falta de revisión en las condiciones de los contratos de compra de energía; (iv) limitada participación en el MER; y (v) estancamiento de inversiones en los sub-sectores a cargo de la ENEE por falta de recursos para preservar sus activos y llevar a cabo obras de expansión en la transmisión principalmente sacrificando la calidad de servicio del suministro eléctrico. Todos estos problemas ocasionaron que con un déficit financiero de 1,8% del PIB, el sector eléctrico tuviera la mayor incidencia en el déficit fiscal consolidado de 2013. Es por ello que a finales de 2013 el Gobierno de Honduras (GdH) tomó la decisión de iniciar un proceso de reforma regulatoria e institucional del sector con las medidas necesarias para asegurar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad de suministro eléctrico, las cuales se vienen consolidando en la actual administración.

1.11 **Estrategia del programa.** El presente Programa de Apoyo Programático al proceso de Reformas (§2.1) busca apoyar al GdH en la implementación de un proceso de reformas de política encaminadas a la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector eléctrico, con un impacto positivo sobre las finanzas públicas y el crecimiento a largo plazo y al proceso de integración eléctrica de la región, beneficiando a la población en su conjunto. Más específicamente, el programa considera compromisos de política encaminados a:

- a. **Fortalecimiento institucional dirigido a contar con:** (i) un marco legal, regulatorio e institucional que permita asegurar la sostenibilidad del sector; (ii) puesta en marcha de la nueva estructura institucional de la autoridad superior del sector eléctrico, de manera que cuente con una estructura organizacional con el personal capacitado requerido, la asignación de presupuesto necesario y un plan de trabajo anual; (iii) con capacidad institucional que permita regular las actividades del sector eléctrico; y (iv) un marco regulatorio para la operación y planificación del sistema eléctrico nacional en concordancia con las reglas operativas y comerciales del MER.
- b. **Mejora en la eficiencia del sector a través de medidas orientadas a:** (i) reestructurar la ENEE para mejorar el desempeño operativo y financiero del sector; (ii) promover la competencia en el sector eléctrico y fortalecer el mercado de electricidad, mejorando los procedimientos de compra de energía; y (iii) contar con un régimen tarifario que permita remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena, unas tarifas competitivas al usuario final y focalización del subsidio directo a usuarios de bajo consumo.
- c. **Mejora en la eficiencia de la operación del sector y su expansión a través de un marco regulatorio que:** (i) promueva la diversificación de fuentes de

energía limpia y la reducción de costos de generación; (ii) promueva la Eficiencia Energética (EE); y (iii) que esté armonizado con el MER.

- 1.12 **Avances de los resultados del programa.** Los indicadores de impacto y de resultados reportados en la Matriz de Resultados de la primera y segunda operación de la serie programática, muestran avances importantes en: (i) el indicador de impacto, “Contribución de la ENEE al Déficit Consolidado del Sector Público/PIB (%)” en diciembre de 2016 en 0,3% del PIB (meta 0,7% del PIB); (ii) el indicador de resultado “Índice de pérdidas del sector eléctrico” mediante la incorporación del operador en distribución el nivel de pérdidas acumulado hasta septiembre 2017 es 27,34% (meta en el 2016 28%⁵); (iii) el indicador de resultado “Generación proveniente de Energías Renovables (ER)/Generación total de energía eléctrica” llegó a 48,8% en 2016 (meta 48%); y (iv) el indicador de resultado “Cantidad de energía transada en el MER/energía disponible” llegó a 2,2% en 2016 (meta 2%).
- 1.13 **Avances en las reformas del programa.** Como parte del programa se han logrado avances significativos en el proceso de reformas del sector comenzando con la entrada en vigencia de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) a partir del 4 de julio de 2014. Entre las reformas introducidas están: (i) creación y operación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), incluyendo la emisión de reglamentos para la modernización del sector y desarrollo del mercado eléctrico; (ii) creación y operación de la Secretaría de Estado como cabeza del sector eléctrico, responsable de la formulación de políticas energéticas; (iii) conformación del Operador del Sistema (OdS) eléctrico nacional responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la operación del sistema; (iv) participación del sector privado en el segmento de distribución; (v) reorganización y modernización del grupo empresarial ENEE y escisión de las empresas de generación, transmisión, distribución; y (vi) creación del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE) para el financiamiento de proyectos de interés social. Los principales avances en el proceso de reformas se detallan a continuación:
- 1.14 **Avances en el fortalecimiento de la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial.** En la primera y segunda operación de préstamo del programa, aprobadas en 2014 y 2015 respectivamente, se creó y puso en funcionamiento la CREE. Se elaboraron, socializaron y publicaron los reglamentos: (i) general de la LGIE; (ii) de compra de energía y potencia; y (iii) de operación del sistema y administración del mercado mayorista. Para esta tercera operación se consolida la entidad, contando con el recurso humano para su operación, elaboración y socialización de reglamentos según lo establecido en el plan de acción de la segunda operación de la serie programática. Entre la legislación desarrollada constan los reglamentos de: (i) servicio de distribución; (ii) servicio de transmisión; y (iii) reglamento provisional de tarifas, lo cual ha sido fundamental para la recuperación financiera de la ENEE. Adicionalmente, se ha iniciado la contratación de servicios especializados para el desarrollo de reglamentos que originalmente no estaban contemplados y que contribuirán a incrementar la recaudación, como por ejemplo el de compensación de servicios auxiliares. Asimismo, para esta tercera operación de la serie programática se

⁵ El contrato con el operador privado recién inició en agosto 2016 y la línea base de pérdidas se definió en noviembre 2016. Contractualmente en cada noviembre se deben cumplir las metas de reducción.

constituyó el OdS, entidad privada sin fines de lucro, cuya gobernanza incorpora la participación del sector público y privado de los agentes de generación, transmisión nacional y regional y de distribución. Considerando que para su operación se requiere de un centro de control, y que la entidad recién inicia actividades, el Centro Nacional de Despacho de la ENEE prestará los servicios establecidos en el plan de operación del OdS, mientras el OdS se capitaliza hasta construir un nuevo Centro Nacional de Control de Energía. El OdS ha revisado y aprobado los planes de expansión de generación y transmisión y calcula el costo marginal en función del despacho. Finalmente, a pesar que la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas (MiAmbiente) se ha venido desempeñando hasta la presente como líder del subsector eléctrico cumpliendo las tareas definidas en la LGIE, el GdH en el año 2017 tomó la decisión de crear una Secretaría de Energía responsable de la planificación y formulación de políticas energéticas y que contiene una estructura organizacional que consolida las actividades del sector y que anteriormente se encontraban de manera dispersa en diferentes instituciones del estado, dificultando la consolidación y manejo de información y elaboración de políticas públicas. La nueva Secretaría es la entidad rectora del sector energético nacional y lidera sus actividades. La creación de la Secretaría de Energía constituye un hito relevante en materia de planificación para el país.

- 1.15 **Avances en la mejora de la sostenibilidad financiera de la ENEE.** La implementación de una serie de medidas de parte del GdH ha logrado reducir el impacto de la situación financiera de la ENEE en el déficit consolidado del sector público, pasando de 1,8% del PIB al final de 2013, a 0,4% en diciembre de 2015 y 0,1% en junio de 2017. El indicador de ingresos operativos vs gasto corriente pasó de 0,82 en el 2013, a 1,06 en 2015 y 1,0 en junio de 2017. Entre las principales acciones de ajuste que contribuyen a estos resultados se destacan: (i) ajustes tarifarios continuos en las dos primeras operaciones de préstamo e implementación de un nuevo reglamento de tarifas aprobado el 31 de mayo de 2016; (ii) focalización del subsidio directo empleando variables socioeconómicas y que permiten caracterizar a los abonados por umbral de pobreza⁶, y eliminación de subsidios cruzados; (iii) optimización del recurso humano de la ENEE, durante la ejecución del programa se logró una reducción mayor al 50% de la nómina; (iv) reducción de pérdidas comerciales de parte del operador privado (EEH) en cumplimiento de las metas establecidas en el contrato⁷; (v) readecuación de la deuda bonificada, mediante la colocación del bono soberano de US\$700 millones en el mercado internacional en condiciones muy favorables, en enero 2017; (vi) optimización de procesos operativos y financieros durante el programa; y (viii) negociación y reducción de los cargos fijos y variables de contratos de generación térmica, realizado en enero 2014 con asistencia técnica del BID.

⁶ La focalización de subsidios se desarrolla en clientes residenciales con un consumo menor a 75kWh/mes y sobre una metodología que cruza información de bases de datos de la ENEE, el registro nacional de las personas y la ficha socioeconómica única del registro único de participantes. La metodología de determinación de pobreza, umbral de pobreza monetaria y umbral de pobreza multidimensional empleada ha logrado reducir en 47% lo determinado por ENEE, con lo cual el número de beneficiarios es 151.598.

⁷ El contrato con EEH establece que durante la ejecución del contrato se reducirán 17 puntos porcentuales de pérdidas. En el primer año reducirán, 4%; en los años dos al cuatro, el 3%; entre el año cinco y seis, 2%; y en el año siete, 1%.

- 1.16 **Avances en la mejora operativa del sector.** Durante la ejecución del programa se reportaron inversiones a lo largo de la cadena de la industria eléctrica acompañadas de un fortalecimiento institucional para asegurar la operación del sector eléctrico. Gran parte de las acciones se han desarrollado en la ENEE y el proceso de escisión⁸ que ha experimentado la empresa separando las áreas de negocio de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía ha facilitado el poder llevar a cabo programas de inversión y de asistencia técnica. Cabe señalar que, si bien existe una separación administrativa, contable, y operativa, como condición de las operaciones anteriores de la serie, con esta tercera operación las empresas serán sociedades mercantiles legalmente.
- 1.17 En la generación se reportan inversiones en ERNC principalmente promovidas por la ley de incentivos a la generación eléctrica con fuentes de ERNC⁹ ocasionando que la potencia instalada de ERNC pasara de 98MW en 2007 a 454MW en 2014, y 1003MW en 2016, logrando incrementar la participación en la matriz de generación del 5% al 34% en ese período. En la actualidad se encuentran en operación proyectos de generación de ERNC, pequeñas hidroeléctricas, eólicos, solares fotovoltaicos, biomasa y recientemente entró en operación comercial una planta de geotermia. El desarrollo de los diferentes proyectos de generación renovable contribuirá a la Visión de País 2010-2022 (Decreto Legislativo No. 286-2009 de 2010). Adicionalmente, el GdH a través de la ENEE ha avanzado en el desarrollo de la construcción del proyecto hidroeléctrico Patuca (104MW) previendo su entrada en operación en el segundo semestre del 2018. En complemento, la gerencia de generación ha avanzado en los trabajos de reparación de fisuras de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán, la planta más importante del sistema eléctrico nacional y colocando los niveles de filtración muy por debajo de los niveles de inicio de operación de la central lo cual asegura su operación y evita problemas operativos en temporada de inviernos fuertes. La ENEE avanza en el proyecto de rehabilitación y repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaveral – Río Lindo, segundo en importancia a nivel nacional, mediante la ejecución de los préstamos del cofinanciamiento BID-Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) (3435/BL-HO).
- 1.18 A nivel del sector de transmisión son limitadas las inversiones que se han realizado. Asimismo, es importante indicar que a través del fideicomiso de transmisión por dos ocasiones se intentó seleccionar a un operador-inversionista del sistema de transmisión, fracasando en los dos intentos y por ello el GdH tomó la decisión a inicios del presente año de financiar obras prioritarias de transmisión toda vez que se había alcanzado una recuperación financiera de la ENEE. A pesar del limitado financiamiento, desde enero 2015 se encuentran en operación comercial la subestación La Amarateca financiado por el BID (2016/BL-HO), subestación eléctrica más importante del país; en agosto 2017 entró en operación comercial la Subestación La Entrada financiado por el BID (3103/BL-HO), que forma parte de la conexión de Honduras con Guatemala y contribuye a la integración con el MER. El Banco está preparando la operación HO-L1186 mediante la cual se prevé financiar obras en el Sistema de Transmisión Nacional

⁸ Mediante la escisión las empresas del grupo ENEE tendrán autonomía financiera y operativa, actuando como agentes independientes.

⁹ De acuerdo al reporte de status global de la ER de 2016, Honduras es el segundo país del mundo con la más alta tasa de inversión en ER vs el PIB.

(STN) que constituyen compromisos de integración regional y el desarrollo de obras prioritarias en la zona norte y centro del país para descongestionar las principales subestaciones, dar confiabilidad y seguridad de suministro en el sistema eléctrico y asegurar la productividad en los principales municipios priorizados en el Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo del Norte.

- 1.19 Para esta tercera operación, a nivel de distribución se avanzó con la contratación del Consorcio EEH a fin de mejorar la calidad de servicio a los clientes, reducir las pérdidas comerciales, mejorar los ingresos por facturación y cobranza y reducir la mora. Las acciones desarrolladas adicionales a las definidas explícitamente en los objetivos del contrato buscan optimizar los costos operacionales, ampliar el portafolio de clientes, desarrollar un sistema de información eficiente que perdure en el tiempo y que sea transferible a la ENEE luego que el tiempo de concesión de siete años finalice. Entre los principales logros evaluados por el Supervisor independiente Manitoba se destacan la reducción de la frecuencia (30%) y el tiempo de interrupciones (45%) en un año de operación; sin embargo, los valores reportados se ubican todavía por encima de los recomendados en la región. Estos indicadores de mejora en la calidad del servicio eléctrico consideran a 1,7 millones de clientes de la ENEE. A nivel de reducción de pérdidas, desde el inicio del contrato reporta un nivel de pérdidas del 30,8% hasta alcanzar un valor de 27,3% a la actualidad realizando un mejor control con medidas de control administrativo principalmente. Los resultados de las inversiones del presente año, que se instalarán principalmente en este último trimestre, permitirán alcanzar los resultados esperados.
- 1.20 A nivel de alumbrado público la ENEE, toda vez que finalizó el fideicomiso de alumbrado público, en 2017 se avanzó en la adquisición e instalación de alrededor de 91.000 luminarias LED en diferentes niveles de potencia para reemplazar luminarias existentes e incrementar la calidad y cobertura de alumbrado público a nivel nacional como una medida que permita garantizar la seguridad a la ciudadanía.
- 1.21 De conformidad con lo establecido en la LGIE se responsabiliza a la ENEE en la administración del FOSODE, dirigido a financiar los estudios y las obras de electrificación de interés social. Previo a la emisión de la ley, en la estructura de la ENEE que actualmente es FOSODE, se desarrollaban proyectos de electrificación rural mediante extensión de red y se supervisaba la construcción de proyectos de electrificación rural con sistemas de generación renovable de proyectos realizados por el Fondo Hondureño de Inversión Social. Con el apoyo del BID y con recursos no reembolsables del programa para el Impulso a la ER en Países de Ingreso Bajo (SREP por sus siglas en inglés), se prevé financiar el Programa de Electrificación en Lugares Aislados (HO-G1247), el cual apoyará la construcción de micro redes en lugares aislados de Honduras y proyectos de generación aislada en la zona sur del país. Adicionalmente, considerando que se puso de manifiesto en el periodo que existe una cobertura eléctrica en el país del 81% se trabajará en la planificación de acceso universal de energía con el objetivo de definir con criterios técnicos, económicos y financieros la expansión sostenible de la cobertura eléctrica en el país.
- 1.22 El GdH ha progresado en el desarrollo de políticas y acciones para contar con una matriz energética con menor dependencia de derivados del petróleo, promover la EE e incentivar una mayor comercialización con el MER. El GdH a través de su política de incentivos a la participación de generación eléctrica con ERNC ha

logrado incrementar la participación (¶1.17) de ERNC en su matriz de generación, y se ha mantenido a pesar de una temporada de precios bajos de petróleo. Los esfuerzos son resaltados en diferentes medios como el Reporte Global de ER del año 2015 de REN21, que reporta a Honduras como el segundo país a nivel mundial con mayores inversiones por PIB. Por otro lado, Honduras es el primer país no insular del mundo con la mayor participación de energía fotovoltaica en su matriz de generación¹⁰, que representa un logro a nivel operativo. En materia de EE el GdH ha promulgado un marco tarifario que promueve la EE por la definición de cargos diferenciados en horas de mayor demanda de energía, el desarrollo de campañas de ahorro y uso eficiente de energía en los edificios públicos, y por haber iniciado el programa de alumbrado público con tecnología LED.

- 1.23 En materia de integración regional a través de SIEPAC Honduras participa activamente de transacciones en el MER. De acuerdo a los reportes estadísticos del Ente Operador Regional (EOR) Honduras es el segundo país de la región que más compra energía en el MER. El promedio de energía comprada en el MER, tanto en el mercado de contratos como de oportunidad, durante 2014-2016 versus 2013, se incrementó en 90%, la comercialización en el MER podría ser mayor pero se limita por la falta de refuerzos de transmisión nacional¹¹. La comercialización en el MER se incrementa debido a la creciente demanda de energía y a la oportunidad de precios en el mercado. Sin embargo, en el año 2014 se registró la mayor compra de energía en el MER producto de problemas de desabastecimiento en el país que contribuyeron a una mayor compra, que se redujo en el 2015 por la entrada en operación de varios proyectos de generación renovable que limitan la capacidad de transmisión del STN con el MER, por ser proyectos de despacho obligatorio. Para potenciar el uso del SIEPAC a su capacidad de diseño es importante llevar a cabo los refuerzos nacionales. Por este motivo mediante la operación HO-L1186 en preparación, se buscará financiar los principales refuerzos del sistema de transmisión nacional para potenciar el uso del SIEPAC y dar cumplimiento con compromisos de integración regional.

- 1.24 **Justificación del desarrollo de la tercera y última operación del préstamo.** Las acciones contempladas en la matriz de políticas incluyen condiciones que consolidan las reformas de las operaciones anteriores y que permiten contar con un esquema institucional del sector que define los entes reguladores, formulador de políticas, y operativo alcanzando el objetivo de contar con un marco legal, regulatorio e institucional adecuado para el sector. Los esfuerzos que se realicen en materia de ajustes tarifarios, focalización de subsidios, mejoras en las condiciones de financiamiento de la ENEE, reducción de pérdidas por parte del inversionista privado, optimización de procesos, asignación de personal, y mejoras operativas son factores claves para alcanzar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector y que corresponde a uno de los objetivos en el proceso de reforma. Finalmente, las acciones encaminadas a fortalecer la participación de Honduras en el MER eliminando las barreras de infraestructura y regulatorias para la comercialización de energía a nivel regional, así como la mayor diversificación en la matriz de generación y de ejecución de acciones

¹⁰ *PV-magazine*, versión enero, 2017. Adicionalmente, la edición de la revista reporta que Honduras también es el primer país en Centroamérica con mayor capacidad instalada de la región centroamericana.

¹¹ Los refuerzos nacionales son aquellas obras en el STN necesarias en un país para posibilitar el transporte de electricidad a nivel internacional a través del SIEPAC de conformidad con las condiciones y estándares para el que fue diseñado. Por la falta de los refuerzos la capacidad de transmisión de energía del MER en Honduras no supera los 120MW de los 300MW que está diseñado el SIEPAC.

encaminadas a promover la EE son aspectos que en esta última operación se consideran a fin de garantizar la seguridad en el suministro.

- 1.25 **Principales retos del sector después de la implementación del programa.** Una vez implementadas las reformas, los principales aspectos que deberá priorizar el GdH hacia la sostenibilidad del sector son:
- 1.26 **Reducción de pérdidas eléctricas.** La reducción de pérdidas es un factor clave para la recuperación financiera de la ENEE. El gestor/inversionista tiene un gran desafío en lograr reducir 17 puntos porcentuales de pérdidas totales de energía en los siete años de gestión hasta alcanzar niveles de 13,81%¹², así como, incrementar los niveles de recaudo y mejorar la calidad de servicio. Por los resultados descritos en el (¶1.12) se visualiza el cumplimiento de metas del operador de distribución, en la reducción de pérdidas mayoritariamente no técnicas. Para alcanzar las metas de reducción de pérdidas es importante tener un trabajo coordinado entre la ENEE, el gobierno y el gestor/inversionista. Esto permitirá consolidar la recuperación financiera de la ENEE. También es importante alcanzar un consenso en la tarifa mensual que la ENEE debe reconocer al consorcio por los servicios.
- 1.27 **Mejora de la infraestructura de transmisión.** El marco legal vigente hasta julio 2014 establecía que solo el Estado podía realizar inversiones en el sector de transmisión; sin embargo, la frágil situación financiera de la ENEE provocó restricciones en las inversiones en la empresa incluyendo las inversiones en el sector de transmisión significativos rezagos en las inversiones. Esta situación ha limitado la atención a las crecientes necesidades de expansión del STN para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico, la calidad del servicio, la conexión del creciente parque de generación de proyectos de ERNC, la reducción de pérdidas eléctricas y el cumplimiento oportuno de los compromisos de inversión en el SIEPAC¹³. La expansión y desarrollo de nueva infraestructura de transmisión constituye uno de los principales retos para la conexión de nuevas fuentes de ERNC al SNT.
- 1.28 El desarrollo de los proyectos de inversión en transmisión, incluidos en el Plan Estratégico de Expansión de la ENEE¹⁴ y recientemente priorizados por el gobierno, permitirá evitar mayores rezagos en infraestructura y descongestionar el sistema nacional de transmisión que contribuirá a mejorar la confiabilidad del sistema, la calidad del servicio eléctrico, y la reducción de pérdidas técnicas, así como, el cumplimiento de compromisos con el MER. Adicionalmente, la mejora de la infraestructura de transmisión nacional posibilitará que el despacho de energía se realice de manera económica. Se prevé que en el mediano plazo el sector

¹² De acuerdo al Informe “Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe”. Jimenez et. Al. Honduras en el país de Centroamérica con los mayores niveles de pérdidas.

¹³ La V reunión conjunta CDMER, CRIE, EOR, de julio 2015 en Panamá en su propuesta de estrategia - mecanismos de planificación y ejecución de refuerzos nacionales, estableció que “es competencia de los gobiernos de los países miembros realizar los refuerzos nacionales en transmisión necesarios para las transacciones regionales, de conformidad con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central”. Este compromiso fue ratificado en la XVI cumbre de Jefes de Estado y Gobierno del mecanismo de diálogo y concertación de Tuxtla, celebrada en San José, Costa Rica el 29 de marzo de 2017.

¹⁴ Las inversiones en transmisión contempladas en el Plan superan US\$425 millones, equivalentes al 2,3% del PIB. Del total de inversiones la ENEE ha contemplado que para el periodo 2017-2021 realizar inversiones el sector de US\$243 millones, con lo cual se atenderían el 57% de las necesidades identificadas.

privado también participe en la expansión de la red de transmisión en virtud de la reglamentación desarrollada.

- 1.29 **Incremento de la cobertura eléctrica.** A raíz de la publicación del Censo 2015 se pone al descubierto un problema de baja cobertura de electricidad del país (81% a nivel nacional), ubicándolo en las posiciones más bajas de la región¹⁵. La falta de acceso a electricidad representa una limitante al desarrollo y productividad y se concentra en los municipios priorizados en el marco de la Iniciativa de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo del Norte.
- 1.30 **Ejecución de procesos de licitación pública para la compra de energía y potencia.** Avanzar con los procesos de licitación pública internacional competitivos para: (i) la compra de energía y potencia de contratos que vencen a finales de 2017 e inicios de 2018; y (ii) satisfacer las necesidades crecientes de energía en los próximos cinco años. Honduras puede aprovechar esta oportunidad realizando procesos competitivos, transparentes y tomando en consideración su mejoría macroeconómica que se traduce en un menor riesgo a inversionistas para reducir los costos promedios de generación, diversificar su matriz de generación impulsando la introducción de fuentes de generación más limpias e identificar tecnologías compatibles para fortalecer la introducción de ER variable y de utilización en otros subsectores adicionales al eléctrico.
- 1.31 **Apoyo del Banco.** El Banco ha acompañado al gobierno en el proceso de reforma sectorial desde su inicio en 2013 mediante la preparación y aprobación en diciembre de 2014 y diciembre de 2015, de las dos primeras operaciones de préstamo del programa “Apoyo Programático a Reformas Estructurales del Sector Eléctrico” (3386/BL-HO) y (3619/BL-HO), bajo la modalidad de Programático Basado en Política (PBP). Dicho acompañamiento ha incluido asistencia técnica en temas como por ejemplo: (i) la preparación de reglamentación para tarifas que ha sido clave para la recuperación financiera del sector, soporte para la revisión de los cargos fijos y variables de los contratos de compra de energía térmica que vencieron en el 2014 y en la preparación de los documentos de licitación de los contratos de generación que vencen entre 2016 y 2017; (ii) el proceso de escisión de la ENEE; (iii) la elaboración de escenarios de expansión de la generación y adopción de programas de uso eficiente de energía; (iv) la elaboración del reglamento de tarifas vigentes; (v) el fortalecimiento institucional a las gerencias de ENEE Generación y al centro nacional de despacho mediante las operaciones (3103/BL-HO) y (3435/BL-HO), respectivamente; y (vi) el desarrollado las capacidades para el desarrollo de proyectos de electrificación rural y micro-redes empleando ER en lugares aislados.
- 1.32 El proceso de reforma se complementa con el apoyo que el Banco también ha brindado al GdH en la modernización de la infraestructura del sector a través de inversiones claves como las operaciones Apoyo a la Integración de Honduras al MER (3103/BL-HO), con la construcción y entrada en operación de la subestación La Entrada, y la operación Rehabilitación y Repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaveral – Río Lindo (3435/BL-HO) cofinanciado con JICA y ejecutado por ENEE.
- 1.33 Actualmente y en línea con los esfuerzos realizados a la fecha, el Banco se encuentra preparando la operación Programa Nacional de Transmisión

¹⁵ Informe de Rivas Salvador, Análisis de la situación de acceso de energía para América Latina. UNDP *Regional Center for Latin America*, Julio, 2016.

(HO-L1186), al igual que la operación de financiamiento no reembolsable HO-G1006, complementaria a la operación 3103/BL-HO en ejecución. Estas operaciones contribuirán a financiar obras que han experimentado un importante rezago¹⁶. De la misma manera, el Banco seguirá brindando apoyo al GdH en materia de planificación de incremento de acceso de electricidad mediante la Cooperación Técnica (CT) ATN/OC-16427-HO, y en materia de incremento en la participación de ER en la matriz de generación y de acompañamiento a la reforma con la CT HO-T1274 actualmente en preparación.

- 1.34 El BID también participa activamente y ha presidido la coordinación de la mesa de energía del G16¹⁷, creada a sugerencia del BID a partir del proceso de reforma del sector eléctrico. Mediante este espacio se ha logrado distribuir actividades en materia de asistencia técnica y mantener un diálogo permanente con las autoridades del GdH y también se han provocado sinergias con otras agencias de cooperación internacional. A través de esta mesa se trabaja con las agencias para brindar apoyo a ciertas instituciones y temas sectoriales en específico; por ejemplo, con el Departamento de Estado de los Estados Unidos de América ha brindado apoyo permanente a la CREE, mientras que en materia de EE se coordina con el Banco Mundial y la Agencia Alemana de Cooperación Técnica.
- 1.35 **Lecciones aprendidas para el diseño de la operación.** El Banco cuenta con amplia experiencia y lecciones aprendidas en la estructuración de este tipo de operaciones en el sector, como en República Dominicana (2610/OC-DR), Nicaragua, (3068/BL-NI), Surinam (2848/OC-SU) y Perú (2847/OC-PE). En general y de acuerdo con el informe de cierre de proyecto de la operación 2847/OC-PE, se concluye que las operaciones programáticas son instrumentos adecuados para acompañar reformas sectoriales que involucren múltiples actores y que con la posibilidad de una oferta de energía diversificada y sostenible, los consumidores finales constituyan los principales beneficiarios de este tipo de intervenciones.
- 1.36 De estas intervenciones se resaltan las siguientes lecciones aprendidas, las cuales fueron tomadas en cuenta al diseñar este PBP: (i) las reformas institucionales y regulatorias *per se* no son suficientes para garantizar el funcionamiento eficiente del sector, por lo cual para el programa también se incluyeron medidas de fortalecimiento institucional y otros aspectos técnicos como el establecimiento de metas y planes sectoriales; (ii) es fundamental que las instituciones creadas puedan ejercer las funciones de ley con autonomía de los poderes ejecutivo y legislativo; (iii) las medidas de política, en particular las regulatorias, requerirán de gradualidad en su implementación y para su seguimiento deberán contar con un cronograma definido y asignación de responsabilidades; (iv) el éxito de los programas de reducción de pérdidas y mejora de la eficiencia operativa sectorial, depende de un compromiso político y coordinación de los agentes; (v) las inversiones en los diferentes subsectores se deben realizar en la medida de la recuperación financiera; (vi) la participación del sector privado es importante en la medida que existe recuperación financiera; (vii) tener una estructura institucional donde el distribuidor ejecuta los programas de reducción de pérdidas, rinda cuentas de las inversiones que hace y de los

¹⁶ El Plan Estratégico de la ENEE de 2011 reporta una demanda de inversiones en proyectos de transmisión equivalente al 2,3% del PIB.

¹⁷ Grupo de seguimiento a la declaración de Estocolmo conformado por los embajadores de EEUU, Canadá, México, Brasil, Unión Europea y Japón, y los representantes de BID, BM y FMI.

resultados que obtienen, a la administración del *holding* que se está creando; y (viii) acompañamiento con asistencia técnica al gobierno durante el proceso de implementación de los cambios institucionales y de las medidas de política, a través de asistencia técnica.

- 1.37 **Estrategia del Banco en el país (EBP).** La operación es consistente con la EBP con Honduras 2015-2018 (GN-2796-1), la cual prioriza la sostenibilidad y competitividad del sector energético, apoyando el proceso de reforma del sector eléctrico y manteniendo un diálogo permanente con las autoridades sectoriales sobre las reformas prioritarias a ser implementadas; y está alineada con su objetivo de mejorar la eficiencia, la calidad del servicio eléctrico y diversificar la matriz de generación. La operación está incluida en el Informe sobre el Programa de Operaciones 2017 (GN-2884). El asegurar la sostenibilidad financiera del sector y la reducción en el impacto fiscal abre el espacio para la realización de inversiones de infraestructura que contribuirán a la dinamización del sector productivo, el cual es un objetivo del Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte al promover los sectores estratégicos de inversión; modernizar y expandir la infraestructura; y facilitar la reducción de los costos de energía y el mejoramiento de la confiabilidad del servicio eléctrico.
- 1.38 **Alineación estratégica.** El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional del BID (UIS) 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación, al promover un esquema tarifario competitivo por medio de la introducción de nuevas tecnologías y fuentes de energía de menor costo (Gas Natural y ER), en la matriz energética, y la estructuración de un esquema tarifario basado en costos eficientes de suministro; y (ii) integración económica bajo el criterio de subsidiaridad nacional, al fomentar mejoras normativas e institucionales que promuevan la integración del mercado eléctrico hondureño con el MER y faciliten el aumento de los intercambios eléctricos regionales a través de la línea SIEPAC. El programa se alinea con las áreas transversales de: (i) cambio climático y sostenibilidad ambiental, al contribuir a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a través de los compromisos del programa asociados al desarrollo de EE y ER en el país; y (ii) capacidad institucional y estado de derecho, dado que el programa fortalecerá la planificación y gobernanza de las instituciones del sector eléctrico.
- 1.39 Aproximadamente el 18,18% de los recursos de la operación se asocian con políticas que promocionarán actividades de mitigación al cambio climático, según la [metodología conjunta de los BMD de estimación de financiamiento climático](#). Estos recursos contribuyen a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con el cambio climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones a fin de año 2020. Adicionalmente, el programa está alineado con el Marco de Resultados Corporativos (CRF) 2016-2019 (GN-2727-6) a través de los indicadores de reducción de emisiones y, agencias de gobierno beneficiadas y fortalecidas con herramientas de gestión para mejorar la prestación de servicio públicos.
- 1.40 El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3) en las áreas temáticas de acceso, sostenibilidad, seguridad y gobernanza energética, al impulsar reformas políticas que promueven: (i) desarrollo sostenible del sector; (ii) diversificación de la matriz energética mediante el uso de ER; (iii) uso eficiente de la energía; y (iv) integración regional. El programa es consistente con el Marco

Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3) ya que las reformas de política energética propuestas conllevan una reducción en las emisiones de GEI.

- 1.41 **Consistencia con la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Integración Competitiva Regional y Global (GN-2565-4).** Según la GN-2565-4 y con base en el alcance del programa, se evidencia que esta operación contribuye con la focalización multinacional - en línea con los objetivos de SIEPAC. El programa busca propiciar el desarrollo de políticas energéticas que promuevan la participación activa de Honduras en el MER, y que se ha alcanzado en virtud de las acciones desarrolladas tanto en materia de política como de priorizar el financiamiento para la construcción de refuerzos nacionales del sistema eléctrico nacional. Es decir, el alcance de las reformas promovidas en el programa, contribuyen a la armonización de las reglas para el intercambio de energía entre países de Centroamérica y por tanto se articulan con los objetivos del MER ([EEO#6](#)).
- 1.42 **Consistencia con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5).** El programa está alineado con las áreas prioritarias de la GN-2710-5, mediante reformas que promueven la racionalización del uso de la infraestructura energética mediante la EE, integración regional y expansión de cobertura eléctrica.
- 1.43 **Consistencia con las políticas del Banco.** El programa es consistente con los principios de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (GN-2716-6) y contribuye con las condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica, tal y como se indica en el Análisis del Cumplimiento de esta política. Las reformas promovidas por el programa reflejan el compromiso del gobierno de continuar con los ajustes necesarios en el marco legal, institucional y reglamentario del sector, para conducir al establecimiento de un régimen tarifario que refleje los costos reales correspondientes a la generación, transmisión y comercialización de la energía eléctrica, así como la focalización del subsidio directo a usuarios de bajo consumo ([EEO#3](#)).

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.44 El objetivo general de la serie programática y específicamente de la tercera y última operación programática es apoyar al GdH en la implementación de reformas y políticas sectoriales necesarias para mejorar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad del suministro en su sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial; (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa; y (iii) adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.
- 1.45 **Estabilidad macroeconómica.** El programa requiere como condición general, el mantenimiento de un marco macroeconómico estable con el objetivo de asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa, según lo establecido en la Matriz de Políticas.
- 1.46 **Componente I. Marco legal, regulatorio e institucional adecuado para el sector eléctrico.** Con esta tercera operación de la serie programática se apoyará el fortalecimiento institucional del sector a través de los siguientes compromisos: (i) que la LGIE y los reglamentos emitidos con ocasión de las operaciones anteriores de la serie programática se encuentran vigentes y que la CREE haya

completado la emisión de las siguientes disposiciones reglamentarias requeridas por la LGIE y establecidas en el Plan de Acción entregado como parte de la segunda operación individual de la serie programática: reglamento de tarifas y ajuste tarifario, norma técnica del servicio de distribución, incluyendo calidad de servicio y contribuciones, y la norma técnica del servicio de transmisión, incluyendo el régimen de precios aplicables por uso de la red; (ii) que se haya iniciado la contratación de consultorías para la elaboración de: (a) norma técnica de servicios complementarios; (b) norma técnica de usuarios regulados autoprodutores; y (c) reglamento de régimen tarifario; (iii) que el CONAEN presente un Informe sobre el avance del proceso de implementación de la reforma, incluyendo una evaluación independiente del funcionamiento del sector y sus instituciones bajo el marco de la LGIE, y las medidas adicionales que se deban adoptar de ser necesario; (iv) que MiAmbiente se encuentre funcionando como ente rector del sector eléctrico asegurando la definición y puesta en marcha y seguimiento de las políticas públicas que orientan las actividades del sector eléctrico durante la transición de funciones a la nueva Secretaría de Estado en el Despacho de Energía; (v) que se haya creado la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía como institución rectora del sector energético nacional y de la integración energética regional e internacional y que: (a) se cuente con el personal directivo básico; y (b) cuente con la asignación de presupuesto requerida y un plan de trabajo anual; (vi) que se haya creado y esté operativo el Consejo Nacional de Energía (CONAEN) para llevar adelante la articulación estratégica y coordinación intersectorial del sector energético; (vii) que se haya constituido y se encuentre en funcionamiento la Secretaría Técnica del CONAEN y esta tenga la función de apoyo técnico y administrativo del CONAEN; (viii) que la CREE se encuentre funcionando como ente encargado de regular las actividades del sector eléctrico; (ix) que la CREE cuente con los recursos financieros, el personal directivo y haya seleccionado el personal técnico necesario para la regulación del sector; (x) que las decisiones adoptadas por la CREE estén siendo publicadas de acuerdo con lo establecido en la LGIE; (xi) que se haya presentado al Poder Ejecutivo y al Congreso el informe anual de la CREE indicando el funcionamiento del sector y las medidas adicionales que será necesario adoptar; (xii) que se haya conformado el Operador del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con lo dispuesto en la LGIE; (xiii) que se haya establecido el Comité de Agentes del Mercado; (xiv) que el Operador del Sistema haya definido y se haya publicado el plan de expansión de generación y transmisión; (xv) que el OdS cuente con los recursos financieros, el personal directivo y la infraestructura para supervisar y controlar las operaciones del Sistema Interconectado Nacional y administrar el mercado de oportunidad; (xvi) que el OdS calcule y publique: (a) el costo marginal en función del despacho al mínimo costo; (b) niveles de energía producidos por diferentes tipos de tecnologías; (c) verifique los costos variables a los generadores; y (d) elabore el plan operativo anual para el siguiente año, según corresponda (2018 o el año siguiente a aquel en que se realice el desembolso); y (xvii) que el Comité de Agentes del Mercado realice evaluaciones periódicas del desempeño y presente propuestas de medidas susceptibles de mejorar para el funcionamiento del sistema eléctrico y del mercado.

- 1.47 **Componente II. Mejora en la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector eléctrico.** Con esta tercera operación de la serie programática se apoyará la mejora en la eficiencia del sector a través de los siguientes compromisos: (i) que se haya fortalecido la unidad de negocio de generación de

- la ENEE y esta participa competitivamente en el mercado; (ii) que se haya establecido el contrato con el operador privado para el segmento de distribución de la ENEE; (iii) que el sector de distribución de la ENEE se encuentre operando con un operador privado y que el mismo mismo esté e cumpliendo con las metas de resultados definidas en el contrato de operación; (iv) que la ENEE esté cumpliendo con las metas de déficit consolidado establecidas en el plan de acción del gobierno; (v) que las empresas del Grupo ENEE se hayan escindido legalmente; (vi) que la ENEE haya fortalecido su capacidad de elaborar estados financieros conforme a los requerimientos de auditoría independiente; (vii) que las compras de energía se estén realizando mediante procedimientos competitivos de licitación, con base en los contratos estándar acordados, y en consistencia con el plan de expansión de generación aprobado; (viii) que se haya desarrollado y se encuentre en vigencia el Reglamento de tarifas provisionales; (ix) que el Reglamento de tarifas provisionales contenga los cargos para remunerar las actividades de transmisión y distribución de cada empresa; (x) que la CREE haya aprobado el pliego tarifario provisional y que el mismo se esté aplicando para los clientes no residenciales y que los costos de generación y transmisión incorporados en las tarifas se estén actualizando con la periodicidad aprobada por la CREE; y (xi) que los subsidios se estén entregando con base en el reglamento de subsidios y sus disposiciones para la focalización del subsidio.
- 1.48 **Componente III. Políticas energéticas para garantizar la seguridad del suministro.** Con esta tercera operación de la serie programática se apoyará la mejora en la eficiencia de la operación del sector y su expansión a través de los siguientes compromisos: (i) que el plan de expansión de generación incluya proyectos de generación de energía de fuentes renovables no convencionales; (ii) que se haya realizado subastas de compra de energía; (iii) que los planes de eficiencia y ahorro energético se estén implementando satisfactoriamente en al menos diez de las instituciones de la administración pública y se reporten los ahorros obtenidos por la implementación de los mismos; (iv) que el esquema tarifario vigente contemple la posibilidad de facturar el consumo en horas de valle e incrementos en hora de punta (tarifas multi-horarias en el sector comercial e industrial); y (v) que las licitaciones de compras de energía realizadas hayan establecido la participación de generación proveniente de países del MER.
- 1.49 **Modificaciones a la Matriz de Políticas.** Los compromisos de política reflejados en la Matriz de Políticas para esta tercera operación en su mayoría corresponden a los compromisos indicativos incluidos en el diseño original de la serie programática. Las condiciones modificadas no afectan el logro de los objetivos del programa. El Prestatario, en algunos casos, como se explica más adelante, ha avanzado aún más de lo previsto por lo que se han incluido compromisos adicionales a los originalmente planteados. En la [matriz comparativa](#) se detallan cada una de estas modificaciones y a continuación, se describen las principales:
- 1.50 **Componente I.** En este componente se refleja la decisión del GdH de crear una Secretaría de Energía que tendrá un papel muy importante en la planificación y organización del sector energético en general, y consecuentemente en el eléctrico cuando inicialmente se partió de una Subsecretaría parte de MiAmbiente. Adicionalmente, la CREE avanza en la formulación de la reglamentación adicional a la prevista, entre la que se destaca la de servicios auxiliares y complementarias que permitirá una mayor recuperación financiera del Grupo Empresarial ENEE

que busca reconocer cargos adicionales por los servicios complementarios que entrega para lograr una mayor inserción de ERNC.

- 1.51 **Componente II.** El compromiso sobre el ajuste periódico de las tarifas con base en la metodología aprobada por la CREE fue modificado para reflejar que la CREE aprobó el pliego tarifario provisional y que el mismo se está aplicando para los clientes no residenciales. Así mismo la condición modificada refleja que la tarifa debe incorporar los costos de generación y transmisión y que se debe actualizar con la periodicidad aprobada por la CREE. La modificación reconoce los avances realizados por el gobierno en relación con la tarifa. La modificación no afecta los resultados esperados en las mejoras de sostenibilidad financiera de la ENEE.
- 1.52 Con relación al compromiso de que se haya establecido el contrato con el operador privado para el segmento de distribución y de transmisión de la ENEE”, este fue modificado con relación a lo aprobado en la segunda operación de préstamo. El cambio obedece a que aunque inicialmente se previó que se realizarían contratos con operadores/gestores privados para los segmentos de transmisión y distribución de la ENEE, la condición actual solo considera el segmento de distribución dado que el GdH tomó la decisión de contratar a un operador privado de distribución, mientras que en el sector de transmisión seguirá invirtiendo en obras prioritarias, en virtud de lo explicado en (¶1.18) y porque la reducción de pérdidas en el sector de distribución y comercialización, principalmente pérdidas no técnicas, son las que contribuyen con la recuperación financiera del sector. El sector de transmisión al tener un porcentaje de pérdidas totales del 2%, a diferencia de distribución (28%), no contribuye significativamente a las pérdidas financieras de la ENEE. Finalmente, luego de los análisis realizados por el BID, se determinó que la incorporación de un operador de transmisión en esquema similar al de distribución provocaría un incremento en el precio final de la energía, cuya recuperación financiera vía tarifas tendría problemas de sostenibilidad financiera.
- 1.53 **Componente III.** En este componente se eliminó el compromiso de elaboración de la metodología para la medición y facturación bidireccional cuya falta en este momento no se considera afecta el logro del objetivo de incorporar ER. Si bien el marco legal posibilita la elaboración de esta metodología, se ha tomado la decisión de posponer su elaboración por la incidencia tanto a nivel operativo que ha tenido la alta participación de ER variable - sobre todo la energía fotovoltaica en el STN – como por la necesidad de avanzar con el plan de inversiones del operador-inversionista en distribución, debido a que es imprescindible contar con una infraestructura mínima en el sistema de distribución que asegure la incorporación efectiva de ERNC producida a nivel distribuido en el sistema eléctrico nacional. El GdH ha considerado que sus metas de incorporación de ER en la matriz de generación se están cumpliendo y por ello ha decidido desarrollar acciones previas necesarias para garantizar que la metodología que se desarrolle sea adecuada y evitar que esta se convierta en problemas operativos y financieros para el sector. Con el apoyo de la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y el Banco Mundial se tiene definido un plan de trabajo que permita la elaboración de la metodología a más largo plazo.

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.54 Para evaluar el logro de los objetivos del programa se toman como referencia los indicadores y metas que se presentan en la [Matriz de Resultados](#), la cual

responde al alcance integral del PBP, mediante sus tres operaciones individuales reflejadas en la Matriz de Política (Anexo II). Como resultado del programa se espera: (i) mejora en la eficiencia operativa y comercial del sector eléctrico; (ii) aumento en la participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica; y (iii) aumento en las transacciones en el MER.

- 1.55 Como impacto del programa se espera que las mejoras de la sostenibilidad financiera del sector conduzcan a una reducción de la contribución de la ENEE al déficit consolidado del sector público, permitiendo una reducción de las transferencias fiscales a la ENEE, favoreciendo en general a toda la población hondureña. Se espera que las reformas promovidas beneficien el proceso de integración eléctrica de la región a través de: (i) precios más competitivos para la ER en comparación con la energía térmica; y (ii) la armonización del marco regulatorio con reglamentos para las licitaciones de compras de energía en el MER. A continuación, se presentan los indicadores de impacto y de resultados establecidos para el programa:

Cuadro I.2. Resultados Esperados

Impacto	Indicador
Mejora de la sostenibilidad financiera del sector.	Contribución de la ENEE al Déficit Consolidado del Sector Público / PIB (%).
Resultado	Indicador
Mejora en la eficiencia operativa y comercial del sector eléctrico.	Índice de pérdidas del sector eléctrico (%).
Aumento de la participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica.	Generación proveniente de ER/Generación total de energía eléctrica (%).
Aumento en las transacciones de energía en el MER.	Cantidad de energía transada en el MER/Energía Disponible (%).
Mejora en las capacidades de planificación y gestión del sector energético.	Secretaría de Energía establecida.

- 1.56 **Evaluación económica.** Se realizó una [evaluación económica](#) y financiera del impacto de las reformas planteadas en el programa. El análisis tomó en consideración los principales beneficios asociados la reducción de pérdidas comerciales que incide en la reducción de oferta de energía y en la recaudación; incremento de tarifas; focalización de subsidios e integración de ER. Se evaluó el impacto económico de las reformas planteadas en el programa, considerando la diversificación de la matriz de generación, la focalización de subsidios y la reducción de las pérdidas de energía. La evaluación incluye un análisis de sensibilidad sobre variables críticas, tales como la elasticidad precio de la demanda, las tarifas, el costo de la electricidad térmica, la tasa de descuento y el costo de la inversión. Considerando las inversiones en los proyectos de generación y de reducción de pérdidas inducidos por las reformas propuestas, el resultado del análisis muestra una Tasa Interna de Retorno agregada del 30% y un Valor Presente Neto de US\$978 millones. La evaluación incluye un análisis de sensibilidad sobre variables críticas, tales como la elasticidad precio de la demanda, el nivel de pérdidas y el costo de la electricidad.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El programa se estructura bajo la modalidad de préstamo PBP, siendo ésta la última de una serie de tres operaciones de préstamos vinculadas técnicamente entre sí, pero financiadas de forma independiente. El programa apoya la implementación de las reformas estructurales del sector eléctrico, con medidas necesarias para alcanzar la sostenibilidad financiera y operativa del sector. Se seleccionó la estructura programática por la flexibilidad que proporciona en la consecución de objetivos de largo plazo, mediante la implementación de medidas secuenciales de corto y medio plazo, las cuales se van acordando entre el gobierno y el Banco, de acuerdo con los avances realizados y la coyuntura macroeconómica y sectorial que se va enfrentando en las diferentes etapas.
- 2.2 Esta operación tendrá un monto de US\$50 millones (US\$30 millones del Capital Ordinario Regular y US\$20 millones del Fondo de Capital Ordinario Concesional). De acuerdo con lo establecido en el párrafo 3.27, literal (b) del documento de “Préstamos en Apoyo de Reformas de Política: Directrices sobre Preparación y Aplicación” (CS-3633-1), el dimensionamiento de la operación se realizó en función de las necesidades de recursos fiscales que enfrenta el país. Para 2017, las necesidades de financiamiento del gobierno central están en el orden de los US\$830 millones. El monto de la operación está destinado a cubrir parte de este financiamiento, representando el 6% de las necesidades de financiamiento totales. El financiamiento es coherente con el programa *Stand by* con el FMI, el cual contempla el apoyo presupuestario del Banco como eje central del proceso de reformas en el sector eléctrico.

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.3 De acuerdo con la Directiva B.13 de la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias del Banco (GN-2208-20 y OP-703), no se requiere de clasificación de impacto sobre el medio ambiente. Las reformas propuestas no generan impactos ambientales ni sociales negativos.

C. Riesgos Fiduciarios

- 2.4 Honduras tiene extensa trayectoria en el manejo de recursos de crédito externo y no se visualizan riesgos de gestión financiera. La Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (SEFIN) cuenta con amplia experiencia ejecutando procesos de reforma y brindará apoyo a las autoridades sectoriales que lideran el proceso que este PBP apoya en el sector de energía. El PBP propuesto provee fondos de libre disponibilidad para apoyo presupuestario bajo un marco de política fiscal responsable.

D. Otros Riesgos del Proyecto

- 2.5 Se identificó como un riesgo de preparación medio, la ocurrencia de posibles retrasos en el cumplimiento de ciertas condiciones de política de este tercer préstamo. Como medida de mitigación para este riesgo, se establece el desarrollo de reuniones de seguimiento bajo la coordinación de la Secretaría técnica del CONAEN y las autoridades de alto nivel de la SEFIN, CREE, la Secretaría MiAmbiente, la Secretaría de Energía y ENEE con el objetivo de dar seguimiento al cumplimiento de estas condiciones. Como riesgo medio de gestión pública y gobernabilidad, se identificó la posibilidad de que se presente resistencia por parte

de algunos grupos de interés que se consideren afectados por las medidas de la reforma, entre ellos los usuarios industriales que puedan percibir un incremento en el costo del servicio. Este riesgo será mitigado a través de las comunicaciones que el gobierno ha venido adelantando con diferentes grupos sobre la necesidad de las medidas planteadas con el fin de garantizar la sostenibilidad del sector.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 El prestatario será la República de Honduras y el organismo ejecutor será la SEFIN, la cual a través de la Dirección General de Políticas Macroeconómicas y mediante el desarrollo de reuniones periódicas de análisis y seguimiento, coordinará con ENEE, la Secretaría MiAmbiente, la Secretaría de Energía, la CREE y otras entidades, el cumplimiento de los compromisos programáticos y la consolidación de la reforma sectorial. Como ejecutor del programa, la SEFIN tiene las siguientes responsabilidades: (i) impulsar el logro de los objetivos de política; (ii) proveer evidencia del cumplimiento de las condiciones de política acordadas; y (iii) recopilar y proveer la información que permita al gobierno y al Banco medir y evaluar los resultados del programa.
- 3.2 La transferencia de recursos de esta operación constituye un apoyo presupuestario directo. Los recursos serían transferidos a la Tesorería Nacional siguiendo los procedimientos de administración financiera establecidos en la legislación nacional. Se prevé efectuar un desembolso único una vez se haya verificado el cumplimiento de las condiciones contractuales especiales y generales previas al primer desembolso. **El desembolso único estará sujeto al cumplimiento, a satisfacción del BID, de las condiciones de política señaladas en el Anexo II (Matriz de Políticas), en adición al cumplimiento de las demás condiciones establecidas en el Contrato de Préstamo¹⁸.** Se confirmará este cumplimiento mediante los instrumentos identificados en la [Matriz de Medios de Verificación](#). El Banco podrá solicitar auditoría externa del programa ya sea por el Tribunal de Cuentas de Honduras o por una firma auditora independiente, en caso de considerarlo pertinente.
- 3.3 Para apoyar el cumplimiento de los resultados establecidos para el programa y la continuidad en la implementación de las medidas logradas por el mismo y tomando en consideración que el proceso de reforma es continuo y va más allá a lo contemplado en el presente programa, el Banco se encuentra en proceso de preparación de la CT no reembolsables HO-T1274. Con esta CT se financiarán actividades encaminadas a: (i) fortalecer la ENEE en sistemas de gestión empresarial, adopción de buenas prácticas, preparación e documentos de licitación e implementación de esquemas tarifarios; (ii) fortalecer al operador del sistema para mejorar su capacidad de planificación y difusión de información del sector; y (iii) fortalecer la Secretaría de Energía en generación y gestión de información, así como de sus capacidades.

¹⁸ Se espera que para la fecha de aprobación de la operación por parte del Directorio Ejecutivo del BID, el 90% de los compromisos de política estarán cumplidos satisfactoriamente.

B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados

- 3.4 Se ha elaborado un detallado [Plan de Seguimiento y Evaluación \(PSE\)](#), en el que se incluyen los indicadores de resultados e impactos de mediano y largo plazo, consistente con el proceso de reforma de políticas acordado en la Matriz de Políticas (Anexo II). Estos indicadores se reflejan en la [Matriz de Resultados](#). El PSE contempla reuniones de seguimiento y coordinación entre las agencias gubernamentales involucradas en la ejecución de las reformas de política, para determinar la evolución y resultados en los avances de las reformas. El GdH y el Banco han acordado efectuar reuniones periódicas para el seguimiento y evaluación de la Matriz de Resultados.
- 3.5 Se llevará a cabo una evaluación ex post del programa dos años después de desembolsado el monto de la operación. La metodología será similar a la evaluación económica ex ante adelantada del programa. Un Informe de Terminación de Proyecto (PCR por sus siglas en inglés) será preparado por el BID después de que sea aprobado el préstamo, según las guías OP-1242-5 del Banco.

IV. CARTA DE POLÍTICA

- 4.1 Las autoridades del prestatario enviaron al Banco la [Carta de Política](#) donde describe las políticas macroeconómicas y del sector eléctrico. La operación es consistente con los principales componentes de la estrategia descrita y demuestra el compromiso del gobierno con la reforma que se plantea en esta operación.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID	Sí	
Retos Regionales y Temas Transversales	-Productividad e Innovación -Integración Económica -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental -Capacidad Institucional y Estado de Derecho	
Indicadores de desarrollo de países	-Reducción de emisiones con apoyo de financiamiento del Grupo BID (millones de toneladas anuales de CO2 equivalente)* -Agencias gubernamentales beneficiadas por proyectos que fortalecen los instrumentos tecnológicos y de gestión para mejorar la provisión de servicios públicos (#)*	
2. Objetivos de desarrollo del país	Sí	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2796-1	Mejorar la calidad, eficiencia y sostenibilidad de la infraestructura productiva
Matriz de resultados del programa de país	GN-2884	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2017.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Evaluable	
3. Evaluación basada en pruebas y solución	7.2	
3.1 Diagnóstico del Programa	1.8	
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas	2.4	
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados	3.0	
4. Análisis económico ex ante	8.5	
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	0.0	
4.5 Análisis de Sensibilidad	1.5	
5. Evaluación y seguimiento	6.1	
5.1 Mecanismos de Monitoreo	2.3	
5.2 Plan de Evaluación	3.9	
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad	Medio	
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad	Sí	
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales	Sí	
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación	Sí	
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales	B.13	
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)		
No-Fiduciarios		
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:		
Igualdad de género		
Trabajo		
Medio ambiente		
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto	Sí	Para apoyar el cumplimiento de los resultados establecidos para el Programa, el Banco se encuentra en proceso de preparación de la Cooperación Técnica no reembolsables HO-T1274.
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.

Esta es la tercera y última operación de una serie PBP cuyo objetivo general es apoyar al GdH en la implementación de reformas y políticas sectoriales para mejorar la sostenibilidad financiera, eficiencia operativa y seguridad del suministro eléctrico. En particular, el programa busca: (i) fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial; (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa; y (iii) adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

La propuesta de préstamo presenta un diagnóstico adecuado de los problemas y sus determinantes, consistente con las intervenciones propuestas. El documento incluye referencias e información de lecciones aprendidas de otras operaciones realizadas en el país, pero no cuenta con evidencia (obtenida mediante evaluaciones de impacto) sobre la efectividad de intervenciones similares.

La matriz de resultados cuenta con una lógica vertical clara para los componentes propuestos, es consistente con las matrices de las dos operaciones anteriores, y los indicadores son SMART. El proyecto además incluye una Matriz de Política y de Medios de Verificación que permite analizar los resultados alcanzados a la fecha.

El proyecto tiene un análisis de costo-beneficio para resultados del programa. El mismo, cuantifica los beneficios económicos producto de i) la Reducción de pérdidas comerciales, ii) la Focalización de subsidios, y iii) la Instalación de Energía Renovable. El análisis muestra una TIR agregada del 30% y un VPN de US\$978 millones, e incluye un estudio de sensibilidad sobre variables críticas, tales como la elasticidad precio de la demanda, el nivel de pérdidas y el costo de la electricidad.

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

Matriz de Políticas

Objetivo: el objetivo general de la serie programática y específicamente de la tercera y última operación programática es apoyar al Gobierno de Honduras (GdH) en la implementación de reformas y políticas sectoriales necesarias para mejorar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad del suministro en su sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial; (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa; y (iii) adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Compromisos Programático III
MARCO GENERAL DE POLÍTICAS MACROECONÓMICAS			
Estabilidad del Marco General de Políticas Macroeconómicas	Marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política sectorial.	Marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política sectorial.	Marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política sectorial.
I. MARCO LEGAL, REGULATORIO E INSTITUCIONAL ADECUADO PARA EL SECTOR ELÉCTRICO			
I-1 Contar con un marco legal, regulatorio e institucional que permita asegurar la sostenibilidad del sector eléctrico.	<p>Que se haya aprobado y se encuentre vigente la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) que define un nuevo marco legal, regulatorio e institucional para el sector.</p> <p>Que se haya creado un Comité de Conducción (<i>Steering Committee</i>) para coordinar estratégicamente la implementación de los objetivos y disposiciones establecidas en la nueva LGIE, el cual contará con una Unidad Técnica que actuará como Secretaría Ejecutiva.</p> <p>Que se haya elaborado el borrador del Reglamento General de la LGIE.</p>	<p>Que los siguientes reglamentos hayan sido aprobados y se encuentren en vigencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reglamento General de la LGIE; • Reglamento de Operación del sistema y Administración del mercado Mayorista de electricidad. • Reglamento de Compra de capacidad firme y energía. <p>Que la CREE haya aprobado el Plan de Acción para contar, a más tardar en los primeros doce meses de su constitución, con las disposiciones reglamentarias requeridas por la LGIE, incluyendo entre otros al menos los siguientes reglamentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reglamento de Tarifas y Ajuste de Tarifas. • Reglamento del servicio de distribución, incluyendo, calidad de servicio, medición bidireccional, y contribuciones. 	<p>Que la LGIE y los reglamentos emitidos con ocasión de las operaciones anteriores de la serie programática se encuentran vigentes y que la CREE haya completado la emisión de las siguientes disposiciones reglamentarias requeridas por la LGIE y establecidas en el Plan de Acción entregado como parte de la segunda operación individual de la serie programática:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reglamento de tarifas y ajuste tarifario. • Norma Técnica del servicio de distribución, incluyendo calidad de servicio, y contribuciones. • Norma Técnica del servicio de transmisión, incluyendo el régimen de precios aplicables por uso de la red. <p>Que se haya iniciado la contratación de consultorías para la elaboración de: (i)</p>

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Compromisos Programático III
		<ul style="list-style-type: none"> Reglamento del servicio de transmisión, incluyendo el régimen de precios aplicables por uso de la red 	<p>Norma Técnica de servicios complementarios; (ii) Norma técnica de usuarios regulados autoproductores; y (iii) Reglamento de régimen tarifario.</p> <p>Que el Consejo Nacional de Energía (CONAEN) presente un Informe sobre el avance del proceso de implementación de la reforma, incluyendo una evaluación independiente del funcionamiento del sector y sus instituciones bajo el marco de la LGIE, y las medidas adicionales que se deban adoptar de ser necesario.</p>
I-2 Contar con capacidad institucional y personal capacitado que permitan asegurar la definición y puesta en marcha de políticas públicas para el sector eléctrico.	<p>Que haya sido designada la autoridad superior del sector eléctrico responsable de definir las políticas para el sector.</p>	<p>Que se haya establecido y puesto en marcha la nueva estructura institucional de la Secretaría MiAmbiente, como autoridad superior del sector eléctrico, esto es que:</p> <ul style="list-style-type: none"> cuenta con una estructura organizacional con el personal básico y capacitado; cuenta con la asignación de presupuesto requerida y un plan de trabajo anual. 	<p>Que MiAmbiente se encuentre funcionando como ente rector del sector eléctrico asegurando la definición y puesta en marcha y seguimiento de las políticas públicas que orientan las actividades del sector eléctrico durante la transición de funciones a la nueva Secretaría de Estado en el Despacho de Energía.</p> <p>Que se haya creado la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) como institución rectora del sector energético nacional y de la integración energética regional e internacional y que:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) se cuente con el personal directivo básico; y (ii) cuente con la asignación de presupuesto requerida y un plan de trabajo anual. <p>Que se haya creado y esté operativo el CONAEN para llevar adelante la articulación estratégica y coordinación intersectorial del sector energético.</p>

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Compromisos Programático III
			Que se haya constituido y se encuentre en funcionamiento la Secretaría Técnica del CONAEN y esta tenga la función de apoyo técnico y administrativo del CONAEN.
I-3 Contar con capacidad institucional y personal capacitado que permitan regular las actividades del sector eléctrico.	<p>Que se haya avanzado en el establecimiento de la CREE, mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La reglamentación de la Junta Nominadora. • La integración de la Junta Nominadora. • La selección de la lista corta de candidatos para comisionados por parte de la Junta Nominadora. 	<p>Que se hayan nombrado los comisionados de la CREE.</p> <p>Que se haya establecido la CREE y se le hayan trasladado los recursos materiales y financieros de la Comisión Nacional de Energía.</p> <p>Que se haya aprobado y se encuentre vigente el Reglamento Interno de la CREE.</p> <p>Que la CREE haya definido su estructura organizativa, el perfil de puestos y funciones y su estructura presupuestaria.</p> <p>Que la CREE haya definido y aprobado el reglamento de operación del sistema eléctrico y del mercado eléctrico nacional.</p>	<p>Que la CREE se encuentre funcionando como ente encargado de regular las actividades del sector eléctrico.</p> <p>Que la CREE cuente con los recursos financieros, el personal directivo y haya seleccionado el personal técnico necesario para la regulación del sector.</p> <p>Que las decisiones adoptadas por la CREE estén siendo publicadas de acuerdo con lo establecido en la LGIE.</p> <p>Que se haya presentado al Poder Ejecutivo y al Congreso el informe anual de la CREE indicando el funcionamiento del sector y las medidas adicionales que será necesario adoptar.</p>
I-4 Contar con una entidad y con los reglamentos necesarios para la operación y planificación del sistema eléctrico nacional.	Que, como parte de la LGIE, se haya definido la creación de un Operador del Sistema Eléctrico Nacional independiente, con la función de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta operación del sistema.		<p>Que se haya conformado el Operador del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con lo dispuesto en la LGIE</p> <p>Que se haya establecido el Comité de Agentes del Mercado.</p> <p>Que el Operador del Sistema haya definido y se haya publicado el plan de expansión de generación y transmisión.</p> <p>Que el Operador del Sistema cuente con los recursos financieros, el personal directivo y la infraestructura para supervisar y controlar las operaciones del</p>

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Compromisos Programático III
			<p>Sistema Interconectado Nacional y administrar el mercado de oportunidad. Que el Operador del Sistema calcule y publique: (i) el costo marginal en función del despacho al mínimo costo; (ii) niveles de energía producidos por diferentes tipos de tecnologías; (iii) verifique los costos variables a los generadores; y (iv) elabore el plan operativo anual para el siguiente año, según corresponda (2018 o el año siguiente a aquel en que se realice el desembolso).</p> <p>Que el Comité de Agentes del Mercado realice evaluaciones periódicas del desempeño y presente propuestas de medidas susceptibles de mejorar para el funcionamiento del sistema eléctrico y del mercado.</p>
II. MEJORA EN LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA Y EFICIENCIA OPERATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO			
II-1 Reestructurar la ENEE para mejorar el desempeño operativo y financiero del sector.	<p>Que se haya aprobado la implementación de un plan de acción de recuperación financiera y reestructuración de la ENEE.</p> <p>Que se hayan definido metas de control para limitar la contribución de la ENEE al déficit consolidado.</p> <p>Que se haya completado la separación contable de las distintas áreas de la ENEE y se cuente con un informe con estados financieros de cada uno de los distintos segmentos de generación, transmisión y distribución.</p> <p>Que se avance en la implementación de las acciones previstas para</p>	<p>Que la ENEE haya sido reestructurada y se haya constituido como empresa matriz de empresas subsidiarias para los negocios de generación, transmisión, distribución y operación del sistema.</p> <p>Que la ENEE cumpla con las metas de déficit consolidado, establecidas en el plan de acción del gobierno.</p> <p>Que la ENEE cuente con la capacidad de elaborar estados financieros conforme a los requerimientos de auditoría independiente.</p>	<p>Que se haya fortalecido la unidad de negocio de generación de la ENEE y esta participa competitivamente en el mercado.</p> <p>Que se haya establecido el contrato con el operador privado para el segmento de distribución de la ENEE.</p> <p>Que el sector de distribución de la ENEE se encuentre operando con un operador privado y que el mismo esté cumpliendo con las metas de resultados definidas en los contratos de operación.</p> <p>Que la ENEE esté cumpliendo con las metas de déficit consolidado establecidas en el plan de acción del gobierno.</p>

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Compromisos Programático III
	reestructurar el área de distribución de la ENEE e implementar el sistema de gestión integral de pérdidas con base en las recomendaciones del proyecto PROMEF.		Que las empresas del Grupo ENEE se hayan escindido legalmente. Que la ENEE haya fortalecido su capacidad de elaborar estados financieros conforme a los requerimientos de auditoría independiente.
II-2 Promover la competencia en el sector eléctrico y fortalecer el mercado de electricidad, mejorando los procedimientos de compra de energía.	Que se hayan revisado las condiciones de precio y suministro de los Acuerdos de Compra de Energía (PPAs) suscritos con generadores térmicos privados cuyos contratos vencen en 2014. Que se haya avanzado hacia realizar procedimientos competitivos de compra de energía mediante la elaboración de borradores de contratos estándar para la compra de energía térmica.		Que las compras de energía se estén realizando mediante procedimientos competitivos de licitación, con base en los contratos estándar acordados, y en consistencia con el plan de expansión de generación aprobado.
II-3 Contar con un régimen tarifario que permita remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena, unas tarifas competitivas al usuario final y focalizar el subsidio directo a usuarios de bajo consumo.	Que, como parte de las reformas del sector eléctrico, se haya definido un régimen tarifario, fiscal e impositivo transparente y adecuado para el sector. Que se haya revisado y actualizado la fórmula de ajuste por combustible a las tarifas. Que se haya definido el procedimiento y responsabilidades institucionales para la implementación de la focalización del subsidio al consumidor de energía eléctrica a partir del año 2015.	Que las tarifas continúen siendo ajustadas periódicamente con base en las metodologías vigentes, mientras la CREE emite nuevas metodologías. Que se hayan reducido los subsidios directos y eliminado los subsidios cruzados, como parte del proceso de focalización del subsidio.	Que se haya desarrollado y se encuentre en vigencia el Reglamento de tarifas provisionales. Que el Reglamento de tarifas provisionales contenga los cargos para remunerar las actividades de transmisión y distribución de cada empresa. Que la CREE haya aprobado el pliego tarifario provisional y que el mismo se esté aplicando para los clientes no residenciales y que los costos de generación y transmisión incorporados en las tarifas se estén actualizando con la periodicidad aprobada por la CREE. Que los subsidios se estén entregando con base en el reglamento de subsidios y

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Compromisos Programático III
			sus disposiciones para la focalización del subsidio.
III. POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO			
III- 1 Contar con un marco regulatorio que promueva la diversificación de fuentes de energía limpia y la reducción de costos de generación.	<p>Que, como parte de las reformas del sector eléctrico, se haya definido que todos los procesos de contratación de energías renovables se llevarán a cabo mediante procesos de licitación competitivos.</p> <p>Que se haya iniciado la ejecución del Proyecto de Fortalecimiento del Marco de Políticas e Institucional para las Energías Renovables para proponer las metodologías necesarias para los procesos competitivos, mediante la contratación de un coordinador para el proyecto.</p>	<p>Que se haya homologado el marco legal de la LGIE con la Ley de Incentivos a la Generación de Energía Renovable para incentivar la producción de energía limpia y con costos competitivos.</p> <p>Que se hayan mejorado los procedimientos de revisión para la aprobación de proyectos de generación incluyendo los requisitos ambientales.</p>	<p>Que el plan de expansión de generación incluya proyectos de generación de energía de fuentes renovables no convencionales.</p> <p>Que se haya realizado subastas de compra de energía.</p>
III-2 Contar con un marco regulatorio y unas políticas que promuevan la Eficiencia Energética.	<p>Que se haya ordenado elaborar planes de eficiencia y ahorro energético en las instituciones de la administración pública.</p> <p>Que se haya ordenado el establecimiento de un esquema tarifario que incentive el consumo en horas de valle e incrementos en hora de punta (tarifas multi-horarias).</p>	<p>Que se hayan elaborado y aprobado planes de eficiencia y ahorro energético en al menos 10 instituciones de la administración pública.</p>	<p>Que los planes de eficiencia y ahorro energético se estén implementando satisfactoriamente en al menos 10 de las instituciones de la administración pública y se reporten los ahorros obtenidos por la implementación de los mismos.</p> <p>Que el esquema tarifario vigente contemple la posibilidad de facturar el consumo en horas de valle e incrementos en hora de punta (tarifas multi-horarias en el sector comercial e industrial).</p>
III-3 Contar con un marco regulatorio armonizado con el Mercado Eléctrico Regional.	<p>Que se encuentren vigentes las interfaces entre el mercado eléctrico hondureño y el MER.</p>	<p>Que el marco regulatorio existente permita que las licitaciones de compra de energía posibiliten la participación de generación proveniente de países del MER.</p>	<p>Que las licitaciones de compras de energía realizadas hayan establecido la participación de generación proveniente de países del MER.</p>

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/17

Honduras. Préstamo ____/BL-HO a la República de Honduras
Apoyo Programático a Reformas Estructurales del
Sector Eléctrico. Tercer Préstamo

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 de Honduras, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del proyecto “Apoyo Programático a Reformas Estructurales del Sector Eléctrico. Tercer Préstamo”. Dicho financiamiento será con cargo a los recursos del Capital Ordinario (CO) del Banco, de la siguiente manera: (i) hasta por la suma de US\$20.000.000, sujeto a términos y condiciones financieras concesionales (“CO Concesional”); y (ii) hasta por la suma de US\$30.000.000, sujeto a los términos y condiciones financieras aplicables a las operaciones financiadas con los recursos del programa regular del CO del Banco (“CO Regular”), según se indican en el Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo, y sujeto a las Condiciones Contractuales Especiales de dicho Resumen.

(Aprobada el __ de _____ de 2017)