

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **HONDURAS**

### **APOYO AL PROGRAMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**(HO-L1186)**

#### **PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos Jácome (ENE/CHO) Jefe de Equipo; Jesus Tejeda, Alberto Levy, Virginia Snyder, Wilkferg Vanegas, Juan Carlos Cárdenas, Stephanie Suber (INE/ENE); Giacomo Palmisano (INE/INE); Claudio Alatorre (CSD/CCS); Astrid Mejía (ENE/CHO); Robert Langstroth, David Baringo (VPS/ESG); Nalda Morales; Maria Cecilia del Puerto (FMP/CHO); Alejandro Aguiluz (CID/CHO); Paola San Martin (SCL/GDI); y Cristina Landazuri-Levey (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

<b>RESUMEN DEL PROYECTO.....</b>	<b>1</b>
<b>I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....</b>	<b>2</b>
A. Antecedentes, Problemática y Justificación .....	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	9
C. Indicadores Clave de Resultados .....	13
<b>II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS .....</b>	<b>14</b>
A. Instrumentos de Financiamiento .....	14
B. Viabilidad y Sostenibilidad .....	14
C. Riesgos Ambientales y Sociales .....	17
D. Riesgos Fiduciarios .....	18
E. Otros Riesgos del Proyecto .....	18
<b>III. RESUMEN DE LOS ARREGLOS DE IMPLEMENTACIÓN .....</b>	<b>19</b>
A. Esquema de Ejecución .....	19
B. Resumen de los Arreglos para el Seguimiento de Resultados.....	21

ANEXOS	
Anexo I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) - Resumen
Anexo II	Matriz de Resultados
Anexo III	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios
ENLACES ELECTRÓNICOS	
<b>REQUERIDOS</b>	
1.	<a href="#">Plan de Ejecución Plurianual (PEP) y Plan Operativo Anual (POA)</a>
2.	<a href="#">Plan de Monitoreo y Evaluación</a>
3.	<a href="#">Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)</a>
4.	<a href="#">Plan de Adquisiciones (PA)</a>
<b>OPCIONALES</b>	
1.	<a href="#">Análisis Económico del Proyecto</a>
2.	<a href="#">Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS)</a>
3.	<a href="#">Análisis de Cumplimiento de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios</a>
4.	<a href="#">Perfil Técnico de la muestra de proyectos. Línea de Transmisión San Pedro Sula Sur-San Buenaventura</a>
5.	<a href="#">Perfil Técnico de la muestra de proyectos. Ampliación de las Subestaciones Laínez y Miraflores y Construcción de 5 km de línea de Transmisión</a>
6.	<a href="#">Borrador del Manual Operativo del Programa</a>
7.	<a href="#">Propuesta de Intervención de Género</a>
8.	<a href="#">Análisis de la Contribución a la Integración Regional Competitiva</a>
9.	<a href="#">Plan de Desembolsos por Componente y Productos</a>
10.	<a href="#">Análisis de Capacidad Institucional de la ENEE</a>
11.	<a href="#">Informe Socialización LT SPSS-SBV</a>
12.	<a href="#">Informe de Socialización SE Miraflores</a>
13.	<a href="#">Informe de Socialización SE Lainez</a>
14.	<a href="#">Informe de Socialización SE Lainez-Miraflores</a>
15.	<a href="#">Filtro de Política de Salvaguardias (SPF) y Formulario de Evaluación de Salvaguardia para la Clasificación de Proyectos (SSF)</a>

ABREVIATURAS	
BAU	<i>Business As Usual</i>
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CIF	<i>Climate Investment Fund</i> (Fondo Estratégico sobre el Clima)
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CT	Cooperación Técnica
DMA	Dirección de Medio Ambiente
EBP	Estrategia del Banco con el País
EEH	Empresa Energía Honduras
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ER	Energía Renovable
ERNOC	Energía Renovable No Convencional
GdH	Gobierno de Honduras
GEI	Gases de Efecto Invernadero
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
LT	Línea de Transmisión
MER	Mercado Eléctrico Regional
MGAS	Marco de Gestión Ambiental y Social
MOP	Manual Operativo del Programa
OdS	Operador del Sistema
PA	Plan de Adquisiciones
PGAS	Planes de Gestión Ambiental y Social
PIB	Producto Interno Bruto
PME	Plan de Monitoreo y Evaluación
POA	Plan Operativo Anual
SBV	San Buenaventura
SE	Subestación Eléctrica
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPF	Filtro de Política de Salvaguardias
SPSS	San Pedro Sula Sur
SREP	<i>Scaling Up Renewable Energy Program</i> (Programa de Impulso a las Estrategias Renovables en Países de Bajos)
SSF	Formulario de Clasificación de Proyecto
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TIR	Tasa Interna de Retorno
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económica
UCP	Unidad Coordinadora de Programa
VPN	Valor Presente Neto

**RESUMEN DEL PROYECTO**  
**HONDURAS**  
**APOYO AL PROGRAMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
**(HO-L1186)**

Términos y Condiciones Financieras				
Prestatario: República de Honduras	Fuente	%	Monto US\$	%
	BID (CO Regular)	60	90.000.000	54,8
Organismo Ejecutor: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	BID (CO Concesional)	40	60.000.000	36,6
	SREP:		5.000.000	3,1
	Local:		9.148.474	5,6
	Total:	100	164.148.474	100,0
	CO Regular (FFF) <sup>(a)</sup>	CO Concesional		SREP <sup>(c)</sup>
Plazo de amortización:	25 años	40 años		40 años
Período de desembolso:	5 años			
Período de gracia:	5,5 años	40 años		10,5 años
Tasa de interés:	Basada en LIBOR	0,25%		
Cargo por servicios:	N/A	N/A		0,1%
Comisión de crédito:	(b)	N/A		N/A
Comisión de inspección y vigilancia:	(b)	N/A		N/A
Vida Promedio Ponderada (VPP):	15,25 años	N/A		N/A
Moneda de aprobación:	Dólares estadounidenses			
Esquema del Proyecto				
<b>Objetivo del proyecto:</b> El objetivo general es reforzar el Sistema de Transmisión Nacional (STN) mediante financiamiento de obras prioritarias del plan de inversiones de la ENEE. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad de interconexión con el MER para potenciar el uso del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC); (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y capacidad institucional de la ENEE; (iii) mejorar la calidad de la transmisión aumentando la confiabilidad del servicio eléctrico; y (iv) facilitar el transporte al STN de electricidad generada con proyectos de Energía Renovable (ER).				
<b>Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento:</b> (i) que se haya aprobado el <a href="#">Manual Operativo del Programa (MOP)</a> en los términos previamente acordados con el Banco (¶3.6); (ii) que la Unidad Coordinadora de Programa (UCP) mantenga el personal mínimo actual y se refuerce con la contratación de los consultores descritos (¶2.15) y el especialista social a que se refiere el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) (¶3.2); y (iii) ver condiciones ambientales y sociales en el <a href="#">IGAS</a> así como condiciones para los temas fiduciarios en el Anexo III.				
<b>Condiciones contractuales especiales de ejecución:</b> ver condiciones ambientales y sociales en el <a href="#">IGAS</a> .				
<b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> Ninguna				
Alineación Estratégica				
Desafíos <sup>(d)</sup> :	SI	PI	EI	
Temas Transversales <sup>(e)</sup> :	GD	CC	IC	

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

<sup>(b)</sup> La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.

<sup>(c)</sup> Programa para el Impulso a la ER en Países de Ingreso Bajo (*Scaling up Renewable Energy Program-SREP*) del Fondo Estratégico sobre el Clima (SCX), uno de los fondos del *Climate Investment Fund* – CIF. El SCX fue aprobado mediante documento GN-2604-3 y su Acuerdo de Procedimiento Financieros fue suscrito con el Banco Mundial el 17 de febrero de 2011. De acuerdo con las *SREP Financing Modalities*, las primeras 20 cuotas semestrales de amortización serán por el 1% del saldo adeudado y las siguientes 40 cuotas semestrales serán por el 2% del saldo adeudado.

<sup>(d)</sup> SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).

<sup>(e)</sup> 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 **Marco legal e institucional del sector eléctrico.** El marco legal y regulatorio del sector está definido por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en vigencia desde julio de 2014. La Ley está orientada a fortalecer las capacidades institucionales, regulatorias y operativas del sector, mejorar su sostenibilidad financiera y reducir su impacto a nivel fiscal. Desde la entrada en vigencia de la LGIE, el Gobierno de Honduras (GdH) inició un proceso de reforma (¶1.16) que estableció una estructura institucional que incluye una Secretaría de Energía como entidad responsable de la planificación estratégica y formulación de políticas energéticas; la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como ente regulador y responsable de la elaboración de reglamentos para la modernización del sector y desarrollo del mercado eléctrico; y un Operador del Sistema (OdS) responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo, y la revisión y aprobación del plan de expansión de la transmisión.
- 1.2 Como parte del proceso de reforma se logró la reestructuración y modernización de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), buscando escindirla en unidades de negocio a través de la conformación del Grupo ENEE compuesto por el *Holding* ENEE y las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución. La reforma propició la formulación e implementación de un esquema tarifario que permite recuperar los costos de la cadena del suministro de la industria eléctrica, focalizar subsidios, implementar buenas prácticas corporativas para atraer inversión sin incurrir en esquemas de incentivos financieros que han provocado debilitamiento de las finanzas en el pasado. Como parte de los resultados de este proceso se destaca la reducción en la contribución de la ENEE al déficit consolidado del sector público con relación al Producto Interno Bruto (PIB), pasando de 1,8% (2013) a 0,6% (2017), y reducción del índice de pérdidas del sector eléctrico de 31,3% (2013) a 27,3%<sup>1</sup> (2017), reducción realizada con participación del sector privado. La LGIE busca la adopción de políticas energéticas alineadas a la diversificación de la matriz energética, promoviendo el uso de Energía Renovable (ER), el uso eficiente de energía y una participación más activa de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional (MER).
- 1.3 Durante el proceso de reforma en el 2016 se contrató a un Operador – Inversionista para la reducción de pérdidas en el sector de distribución. En el sector de transmisión, a pesar de haber llevado a cabo dos procesos de licitación pública internacional durante el 2013 – 2015 para la selección de inversionistas–operadores, no se logró atraer el interés de inversionistas – operadores privados porque el proceso de reforma aún no se había consolidado y no existía un marco regulatorio adecuado que generase confianza para realizar inversiones en el sector. El GdH decidió no avanzar en la contratación de un inversionista- operador para transmisión por su impacto en el incremento de costos de producción de energía. Y decidió hacerlo en función de los avances del programa de reducción

---

<sup>1</sup> La reducción de 4% de pérdidas se dio en el primer año de operación del contrato con EEH. Reporte del consultor independiente *Manitoba Hydro International*.

de pérdidas no técnicas y acordó financiar la realización de obras prioritarias y estratégicas de transmisión a nivel nacional y/o de incidencia regional.

- 1.4 La ENEE es propietaria de casi la totalidad de los sistemas de transmisión y distribución del país y del 15,4% de la capacidad instalada de generación eléctrica. El sector privado participa con 79,1% de la generación a nivel nacional mediante suscripción de contratos de compraventa de energía con la ENEE. Como producto de licitación pública internacional promovida por la Comisión para la Promoción de las Alianzas Público-Privada, en el sector de distribución se seleccionó al inversionista y operador privado del sistema de distribución Empresa Energía Honduras (EEH), consorcio colombiano–hondureño que administra los activos de la ENEE desde agosto 2016.
- 1.5 **La diversificación de la matriz eléctrica.** Honduras se caracteriza por tener elevada dependencia en uso de derivados de petróleo. En 2016 el gasto por importación de derivados del petróleo alcanzó 5,5% del PIB<sup>2</sup>, el porcentaje más alto en Centroamérica. Estos se emplean principalmente el transporte y la generación termoeléctrica. En 2017 la capacidad total instalada de generación fue de 2.571 Megavatios (MW) y la oferta de energía alcanzó 8.957 Giga-Vatio-hora (GWh), abastecida en 37,4% por generación térmica, 20,6% hidráulica, 38,4% por Energía Renovable No Convencional (ERNC) y 3,7% del MER.
- 1.6 Las inversiones en ERNC se han desarrollado como resultado de la Ley de Incentivos a la Generación Eléctrica con Fuentes de ERNC (2007). La potencia instalada de ERNC pasó de 98MW en 2007 a 1.116MW en 2017, logrando incrementar su participación en la matriz de generación del 5% al 38%. En la actualidad están operando proyectos de generación de ERNC, hidroeléctricos, eólicos, solares fotovoltaicos, biomasa y una planta geotérmica. La ENEE, ha avanzado en la construcción de la hidroeléctrica Patuca (104MW), estimando su entrada operacional en el último trimestre de 2018. El desarrollo de generación renovable contribuye al Plan de la Nación al 2022<sup>3</sup> y la Visión de País 2010-2038, cuyas metas de participación de las ER en la matriz de generación son de 60% en 2022 y 80% en 2038.
- 1.7 **El Sistema de Transmisión Nacional (STN).** El STN posee un total de 2.616 kilómetros (km) de Líneas de Transmisión (LT): 1.213km con capacidad de 230kV; 832km de 130kV; y 571km de 69kV. El STN posee 74 Subestaciones (SE): 19 en 230kV; 36 en 138kV; y 19 en 69kV. La capacidad de las SE está en función de la distancia entre los centros de producción y de destino para la utilización de la electricidad; y de la demanda de electricidad.
- 1.8 De acuerdo con la configuración del STN, el sistema de transmisión une la zona sur del país que concentra mayoritariamente la generación térmica y ERNC, con la norte, la zona de mayor demanda industrial<sup>4</sup> y comercial del país. La zona norte se deriva al litoral Atlántico, zona de desarrollo turístico. El STN atraviesa la principal central hidroeléctrica del país, “El Cajón”, cofinanciada por el BID. El marco legal aplicable hasta julio 2014, facultaba que solo el Estado realice

---

<sup>2</sup> Centroamérica y República Dominicana, [estadísticas de hidrocarburos, 2016](#). CEPAL.

<sup>3</sup> El [Decreto Legislativo No. 286-2009 de 2010](#), aprueba la Visión de País 2010-2038 y el Plan de la Nación al 2022.

<sup>4</sup> De acuerdo a la Encuesta Nacional de Hogares del Instituto Hondureño de Estadísticas y Censos, en 2016 el Departamento de Cortés ubicado en la zona norte, concentra el 47% de la población económicamente activa que trabaja en el sector industrial.

inversiones en el STN. La frágil situación financiera de la ENEE por muchos años, impidió la realización de inversiones para modernizar y ampliar el STN, provocando rezago de inversiones, limitando la atención de las crecientes necesidades de expansión del STN para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico, la calidad del servicio, la conexión de nuevos proyectos de generación con ERNC, la reducción de pérdidas técnicas y el cumplimiento oportuno de los compromisos de inversión en el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Con la finalidad de atender necesidades de transformación y transmisión de energía en puntos críticos del STN, la ENEE ha recurrido a alquiler de servicio de SE móviles “temporales” que permiten atender la problemática de momento, a un costo elevado y en ocasiones por períodos de mediano plazo, traducándose en costos que podrían haber financiado soluciones más permanentes como la construcción de nuevas SE con los estándares de ENEE.

- 1.9 Las limitaciones en capacidad de transmisión y transformación saturan las instalaciones del STN, provocando interrupciones en el servicio, daños en la infraestructura y pérdidas económicas, tanto a la ENEE, como al sistema productivo nacional. La inadecuada expansión y desarrollo de infraestructura de transmisión constituye uno de los principales obstáculos para integrar las nuevas fuentes de ERNC al STN y causa de cuellos de botella en el sistema. Las principales obstrucciones se concentran en las zonas de mayor demanda: Valle de Sula y Distrito Central y en la SE Progreso que alimenta al norte y al litoral Atlántico. En el caso de la línea San Pedro Sula Sur (SPSS) - San Buenaventura (SBV), la falta de esta infraestructura en el STN ocasiona que el despacho de energía sea ineficiente y se estiman pérdidas por US\$20,5 millones en 2018, según el operador del sistema.

**Figura 1: Sistema de Transmisión Nacional**





- 1.10 El Plan Estratégico de Expansión de la ENEE<sup>5</sup> estima que los requerimientos de inversión en infraestructura de transmisión superan US\$425 millones (2,3% del PIB). La vulnerabilidad de la red de transmisión, por antigüedad y saturación de equipos de transformación, sumado al crecimiento de la demanda de energía afecta particularmente regiones como la zona norte y el litoral Atlántico.
- 1.11 La reciente diversificación de la generación con ERNC, principalmente eólica y solar, ha tenido mayor concentración en la zona sur. El crecimiento de la capacidad instalada de generación de ERNC en los últimos tres años creció 80% anual, sin acompañamiento de inversiones en el STN<sup>6</sup>. Esta generación reduce el despacho de la energía térmica y renovable de una manera económica y eficiente de la zona sur por la limitada capacidad de transmisión instalada para atender la zona norte y la zona centro, de mayor crecimiento comercial y poblacional del país. Para evacuar la electricidad de sur a norte, existe una única LT con capacidad de 230kV, conectando la SE Agua Caliente en el sur y la SE Progreso en el norte. La limitada capacidad en infraestructura eléctrica presenta restricciones adicionales de transmisión en la zona norte, donde las LT de mayor capacidad llegan solo hasta 138kV.
- 1.12 Tomando en consideración la urgencia de realizar obras en el STN, muchas contempladas hace una década, el GdH tomó la decisión de financiar las inversiones consideradas prioritarias y estratégicas, y que el operador del STN sea ENEE Transmisión. La CREE elaboró la legislación, elemento de la tercera serie programática de reformas del sector (§1.17) que permitirá la participación del sector privado en el financiamiento, construcción y operación de segmentos de STN.
- 1.13 **La integración con el MER.** Honduras forma parte del MER y con el SIEPAC tiene conexiones con Guatemala y El Salvador. La conexión de Honduras con Guatemala se realiza mediante el tramo Panaluya (GU) - San Buenaventura (HN). Mediante el préstamo 3103/BL-HO se financió la construcción de la SE La Entrada, en operación comercial desde agosto de 2017, se conecta a la LT Panaluya–San Buenaventura y permite suministrar las necesidades de la zona de Occidente del país mediante compras al MER. Honduras es el segundo país que más compra energía al MER<sup>7</sup>. El promedio de energía comprada al MER, tanto en el mercado de contratos como de oportunidad, durante 2014-2016 versus 2013, se incrementó en 90%. La capacidad de comercialización de electricidad de

---

<sup>5</sup> Plan estratégico de inversiones ENEE 2018- 2020.

<sup>6</sup> El incremento en la participación a las energías renovables genera un importante reto al sistema de transmisión del país, tal y como se demuestra en el “Estudio de reservas de equilibrio y control de la tensión para la integración de recursos renovables en Honduras” elaborado en 2016 por el Departamento de Estado del Gobierno de los Estados Unidos. Este estudio observó que los problemas de tensión en la parte norte de la red de Honduras empeoran cuando la generación de energía solar aumenta. Aunque esta parte de la red se encuentra alejada de la generación de energía solar, resulta afectada porque la generación de energía solar desplaza una generación más costosa en el norte, por lo que la red pierde parte del soporte de la tensión que es tan necesario y que esos recursos desplazados proporcionan. Otro factor que afecta los niveles de tensión en el norte es que el aumento de la generación de energía solar en el sur incrementa el flujo de potencia a través del corredor sur-norte desde Agua Caliente de 230kV hasta Progreso de 230kV y a través de una red de 138kV hacia San Pedro Sula, lo que reduce la tensión todavía más en el norte.

<sup>7</sup> Los beneficios económicos obtenidos por Honduras entre junio 2013 y diciembre 2015, como consecuencia de las transacciones (importaciones y exportaciones) realizadas en el MER, ascendieron a Honduras US\$68,1 millones. [Integración Eléctrica Centroamericana – Genesis, beneficio y prospectiva del Proyecto SIEPAC. BID 2017.](#)

Honduras con el MER pudo ser mayor, pero se encuentra limitada por la falta de refuerzos nacionales en el STN<sup>8</sup>. Asegurar las transacciones futuras de energía entre Honduras y el MER depende de la ejecución de estas obras de refuerzo, de conformidad con las condiciones y estándares del SIEPAC<sup>9</sup>.

- 1.14 **Perspectiva de género.** Actualmente la ENEE cuenta con 2.112 empleados de los cuales el 33% son mujeres, desempeñando cargos administrativos y técnicos. Solamente 6% de los cargos de liderazgo gerenciales dentro de la institución son ocupados por mujeres y 19% en cargos de dirección y subdirección. ENEE reconoce que incluir una perspectiva de género en la entidad, facilitaría la promoción de igualdad de género en el sector y jugaría un rol esencial en la promoción de la igualdad de género, liderando políticas y proyectos del sector y mejoras en la calidad de vida de la población.
- 1.15 **Estrategia del Banco con el País (EBP).** El programa se enmarca en la Estrategia de País con Honduras (EBP) 2015-2018 (GN-2796-1) a través de los objetivos estratégicos del BID de: (i) mejorar la eficiencia, calidad del servicio eléctrico y diversificación de la matriz de generación; y (ii) incrementar el acceso al servicio de electricidad; sus resultados esperados de: (a) reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de transmisión y distribución de energía eléctrica; (b) mejorar la calidad del servicio mediante la reducción de interrupciones al suministro eléctrico; (c) mejorar y expandir el sistema de transmisión a nivel nacional; (d) incrementar el volumen de transacciones en el mercado eléctrico regional; y (e) incrementar la cobertura eléctrica a nivel nacional. Además, el programa se alinea con dos áreas de aplicación transversal: (i) enfoque de género y de desarrollo con identidad; y (ii) cambio climático y gestión del riesgo de desastres, al promover el diseño e implementación de una política y plan de acción que promueve la equidad laboral de la ENEE y mediante el financiamiento de infraestructura eléctrica que permita desarrollar la capacidad de generación con energías renovables del país. El programa se enmarca en el eje de dinamización del sector productivo del Plan de Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte, al promover los sectores estratégicos de inversión; modernizar y expandir la infraestructura; y facilitar la reducción de costos de energía y mejoramiento de la confiabilidad del servicio eléctrico. La operación se encuentra incluida en el Informe del Programa Operativo 2018 (GN-2915). El Banco considera que el avance del sector en las reformas ha sido significativo. A la fecha se han aprobado dos operaciones programáticas de apoyo a reformas estructurales al sector (3386/BL-HO y 3619/BL-HO), bajo las cuales se toman medidas para reformas y políticas sectoriales encaminadas a mejorar la sostenibilidad financiera, eficiencia operativa y seguridad del suministro eléctrico.
- 1.16 **Conocimiento del sector.** El Banco tiene amplio conocimiento del sector eléctrico hondureño derivado de su apoyo en generación, transmisión y distribución desde 1980. Actualmente el Banco ejecuta dos operaciones en transmisión con la ENEE: Apoyo a Honduras a la Integración al MER (3103/BL-HO) aprobada en 2013, con

---

<sup>8</sup> Honduras requiere realizar inversiones del orden de US\$90 millones para potenciar la capacidad del SIEPAC. De acuerdo al Consejo Directivo del MER, es el país con mayor requerimiento de inversión.

<sup>9</sup> 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. La necesidad de realizar los refuerzos del SIEPAC y desarrollar acuerdos que permitan potenciar el uso del mercado eléctrico regional se planteó en una reunión de alto nivel en Washington DC el 17 de abril de 2018.

la cual se construyó la SE La Entrada; y Repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaveral Río Lindo (3435/BL-HO) aprobada en 2015, ambas operaciones ejecutadas por la ENEE. El Banco apoya también el programa de reforma estructural del sector mediante asistencia técnica y una serie de tres préstamos programáticos basados en política 3386/BL-HO, 3619/BL-HO y 4448/BL-HO, el último fue aprobado en diciembre 2017. Los programas del Banco han contribuido a: (i) incrementar la comercialización de energía entre Honduras y el MER; (ii) aumentar la potencia instalada a partir de fuentes de ER; (iii) mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión; y (iv) fortalecer la capacidad de gestión y planificación del sector por parte de la ENEE.

- 1.17 El Banco viene ejecutando Cooperaciones Técnicas (CT) que servirán de insumo para las actividades a desarrollarse en el marco de la presente operación. El Banco brinda CT al gobierno y asistencia técnica puntual a la ENEE en los procesos de mejora de la eficiencia operativa del sector, mediante diálogos continuos y asistencia técnica especializada en materia de estudios que permiten fortalecer la capacidad financiera y de planificación del sector. El programa se beneficiará de la CT “Apoyo al Desarrollo Sostenible de las Energías Renovables en Honduras” (ATN/SX-16689-HO), con recursos del Programa de Impulso a las Estrategias Renovables en Países de Bajos (SREP), dirigida a fomentar marcos de política y regulatorio sostenibles financieramente para el desarrollo de proyectos de ER conectados al STN.
- 1.18 **Lecciones aprendidas para el diseño de la operación.** El desarrollo de operaciones en el subsector de transmisión requiere la solidez técnica en materia de planificación e ingeniería en transmisión en el executor. La Unidad Coordinadora del Programa (UCP) debe incorporar personal del organismo executor y consultores especializados en el área fiduciaria puesto que esto ha sido fundamental para la buena ejecución de las operaciones anteriores. Una unidad así integrada facilita la preparación de información de carácter técnico y de presupuesto, así como la preparación de los documentos de licitación. En el marco de los préstamos 1584/SF-HO, 2016/BL-HO y 3103/BL-HO se incorporó la práctica de supervisión externa durante la ejecución de las obras, permitiendo una adecuada administración de contratos, evitando sobrepagos y control de tiempos y realización de modificaciones para beneficio de la ejecución de la operación. Desde el punto de vista socioambiental, se requiere de capacidad en una adecuada gestión social en la cadena de la industria del sector eléctrico a fin de evitar que se reduzca el ritmo de inversión en los proyectos de generación privada ocasionados por una inadecuada gestión social. Es muy importante brindar apoyo al ente regulador y a los gobiernos municipales a fin de contribuir con el fortalecimiento y adecuada implementación y cumplimiento de las normas aplicables. Otro aspecto importante es que las operaciones de inversión se acompañen con intervenciones de reforma del sector, teniendo como efecto la reestructuración del executor que implique la reducción del número de empleados. Para la ejecución de este programa se toma en consideración estas lecciones aprendidas, formando un equipo especializado estable para la preparación y ejecución de operaciones.
- 1.19 **El valor agregado de la nueva operación.** La operación contribuirá a mejorar la sostenibilidad financiera de ENEE, mediante obras que: optimizan la compra de energía a nivel nacional y regional, reducen las pérdidas de transmisión, mejoran la confiabilidad del sistema y viabilizan la conexión de ERNC. Adicionalmente, se

dará cumplimiento a compromisos de carácter regional y a fortalecer las capacidades de la ENEE en la gestión de la transmisión, la gestión socioambiental y género. Se optimiza el uso de recursos financieros y humanos al emplear la UCP que fue creada para la ejecución de operaciones existentes financiadas con recursos de Banco.

- 1.20 **Estrategia del país en el sector.** A finales de 2013 el GdH inició el proceso de reforma del sector, adoptando medidas para asegurar su sostenibilidad financiera, eficiencia operativa y suficiencia del suministro eléctrico; incrementar la participación de ER en la matriz energética; y reafirmar su compromiso de impulsar la integración energética mesoamericana. Con el objetivo de apoyar este proceso, el GdH solicitó al Banco financiamiento para el presente programa, que se alinea con la estrategia del país en el sector que incluye el fortalecer la infraestructura de transmisión de la ENEE para potenciar el uso del SIEPAC, mejorar la sostenibilidad financiera de la ENEE, la confiabilidad del sistema, contribuir a evacuar la energía de proyectos de ERNC en operación y desarrollo, y mejorar la productividad de los centros más poblados del país.
- 1.21 De igual manera, Honduras asumió un compromiso de reducir sus emisiones en un 15% con respecto al escenario *Business As Usual* (BAU) para 2030<sup>10</sup>, en el marco de la Contribución Nacional Tentativa de Honduras para el Acuerdo Climático de París 2015 (INDC), lo cual implica reducir significativamente las emisiones del sector de generación eléctrica, al tiempo que se cubren las nuevas necesidades nacionales derivadas del aumento poblacional y económico.
- 1.22 **Alineación estratégica.** El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional (UIS) 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación, al promover el desarrollo económico de las comunidades beneficiadas y la implementación de sistemas de generación a partir de ER; (ii) inclusión social e igualdad, al facilitar el acceso de la población al servicio de electricidad; y (iii) integración económica, al modernizar la infraestructura energética existente facilitando la comercialización interregional de energía eléctrica. El programa se alinea con las áreas transversales de: (i) capacidad institucional y estado de derecho, al fortalecer las capacidades de gestión técnica y socioambientales del sector; (ii) igualdad de género y diversidad, al promover el diseño e implementación de una política y plan de acción que promueve la equidad laboral de la ENEE; y (iii) cambio climático y sostenibilidad ambiental, al facilitar aprovechamiento de ER con baja emisión de CO<sub>2</sub>, contribuyendo a la mitigación del cambio climático. Se estima que un 26,19% de los recursos de la operación se invierten en actividades de mitigación al cambio climático, según la [metodología conjunta de los BMD de estimación de financiamiento climático](#). Estos recursos contribuyen a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con el cambio climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones a fin de año 2020.
- 1.23 El programa se alinea con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (OP-1012, GN-2710-5), al apoyar la construcción y el mantenimiento de una infraestructura

---

<sup>10</sup> Escenario BAU de proyección de emisiones basado en el crecimiento económico, poblacional y en las tendencias de emisiones históricas en ausencia de políticas de cambio climático. El escenario se construyó en 2015 tomando como punto de partida la estimación preliminar de la serie de emisiones cuantificadas durante la preparación del INDC (1995-2012). [INDC-Honduras](#).

social y ambientalmente sostenible que contribuye a mejorar la calidad de vida. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3) en las áreas temáticas sostenibilidad y seguridad energética, al impulsar: la diversificación de la matriz energética mediante el uso de ER y el fortalecimiento de la infraestructura del sistema eléctrico nacional y regional. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3) ya que las inversiones propuestas conllevan una reducción en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

- 1.24 El programa es consistente con los objetivos de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (GN-2716-6), y cumple con las condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica al demostrarse la sostenibilidad y viabilidad de la muestra representativa de las obras inversiones a ser financiadas (§2.2). A partir del análisis de la muestra, se definieron criterios de selección que permitirán asegurar dicha sostenibilidad para las obras que se financien (§1.28).
- 1.25 Las obras propuestas están en línea con el [Plan de Inversiones del SREP](#) para Honduras, el cual considera tres componentes ejecutados por el BID: (i) fortalecimiento de políticas y marco regulatorio para ER (US\$850.000); (ii) energización Rural Sostenible (US\$10.216.000); y (iii) Apoyo al Desarrollo de Energía Renovable Conectada a la Red (US\$18.624.000). Las obras previstas se enmarcan dentro del Componente III del Plan de Inversiones del SREP para Honduras, y contribuyen a sus objetivos de: (i) asegurar la conexión de proyectos de ERNC al Sistema Interconectado Nacional (SIN); (ii) diversificar la matriz energética; y (iii) cumplir con los compromisos de fortalecimiento del sistema nacional de transmisión.

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

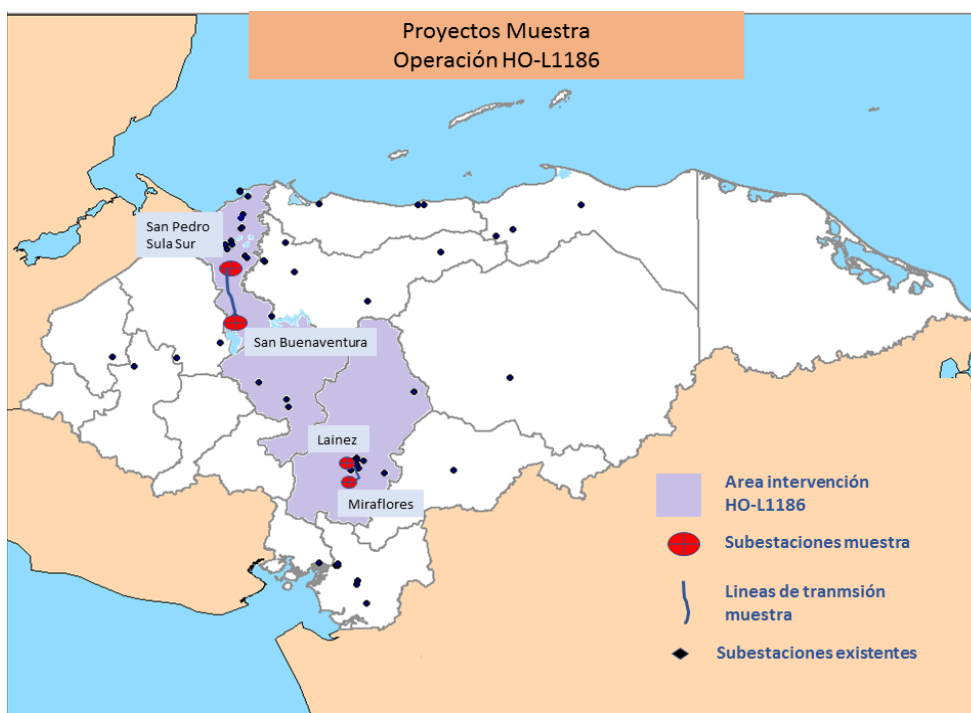
- 1.26 **Objetivo.** El objetivo general es reforzar el STN mediante el financiamiento de obras prioritarias del plan de inversiones de la ENEE. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad de interconexión con el MER para potenciar el uso del SIEPAC; (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y capacidad institucional de la ENEE; (iii) mejorar la calidad de la transmisión aumentando la confiabilidad del servicio eléctrico; y (iv) facilitar el transporte al STN de electricidad generada con proyectos de ER.
- 1.27 **Componente 1: Expansión de infraestructura de transmisión (US\$155,6millones. US\$141,42 millones BID, US\$5 millones SREP, y US\$9.15 contrapartida local).** Desarrollará actividades encaminadas a reforzar la infraestructura del STN y mejorar la sostenibilidad financiera de la ENEE mediante la construcción y conversión de LT, la construcción y ampliación de SE en las zonas norte y centro del país, así como la puesta en servicio de bancos de compensación capacitiva en la red de transmisión. La construcción de LT nuevas requerirán de la obtención de servidumbres de paso. Para nuevas subestaciones se deberá contar con la propiedad del terreno donde se construirá la obra. Las ampliaciones de SE se realizarán en terreno de propiedad de la ENEE que por buena práctica acostumbra a adquirirlos con área mayor a la requerida, contemplando expansión. Con recursos de contrapartida local se financiará la compra de terrenos y el pago de compensación de las servidumbres necesarias, así como los gastos asociados a la supervisión técnico-administrativa, y socioambiental de los subproyectos, que realizará la ENEE con su personal. Las obras permitirán: (i) fortalecer la capacidad del STN logrando descongestionar la

sobrecarga de diferentes subestaciones a nivel nacional y mejorar la calidad de servicio; (ii) atender la demanda creciente de energía y contribuir con el desarrollo económico del país; (iii) optimizar el STN hacia un despacho económico y eficiente; (iv) incrementar la participación de ER en la matriz de generación; y (v) dar cumplimiento parcial a los compromisos de Honduras para el financiamiento de los refuerzos del STN para potenciar el uso del SIEPAC. Las siguientes obras constituyen la muestra representativa (¶2.9) del programa:

- a. [En la Zona Norte](#): (i) ampliación de las SE SPSS, SBV; y (ii) reconstrucción de la LT SBV-SPSS de 138kV sobre nueva estructura e instalación simultáneamente de un nuevo circuito en 230kV (48km). Las SE SPSS y SBV representan refuerzos nacionales en el marco del SIEPAC.
- b. En la [Zona Centro](#): (i) ampliación de las subestaciones Laínez y Miraflores; y (ii) construcción de la LT Laínez Miraflores en 138kV. Los terrenos de las subestaciones de la muestra son de propiedad de la ENEE; mientras que la servidumbre la LT SBV- SPSS está en proceso de obtención.

- 1.28 Las obras de la muestra representativa se han definido completamente. Los proyectos de la muestra cuentan con estudios técnicos, ambientales, económicos, diseños de ingeniería básica y borrador de documentos de licitación, y cumplen con los siguientes criterios, los mismos que deberán cumplir también las demás obras que se financien con recursos del programa: (i) el análisis económico-financiero demuestra la obtención de una Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) superior al 12%; (ii) las obras de la muestra cuentan con un PGAS y las demás obras deberán realizarse de conformidad con lo establecido en el [Marco de Gestión Ambiental y Social \(MGAS\)](#) del programa incluido en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS); (iii) tener calificación socioambiental B o C; (iv) estar localizadas en las zonas centro y norte del país; (v) clasificarse como obra de construcción de una nueva SE, ampliación de una SE existente, construcción o repotenciación de LT; y (vi) que hagan parte de las obras prioritarias del plan de expansión de transmisión del gobierno nacional. Se cuenta con un listado de obras prioritarias pre-identificadas que podrían ser objeto de financiamiento y son parte del plan de expansión de la ENEE.

**Figura 2. Proyectos de Transmisión a ser Financiados por el Banco**



- 1.29 **Componente 2: Fortalecimiento institucional de la ENEE (US\$6,46 millones BID).** Se financiarán actividades destinadas a: (i) elaboración e implementación de una estrategia de comunicación e imagen corporativa, adoptando buenas prácticas implementadas exitosamente en la región y que buscan generar conciencia y sensibilización en los clientes de la ENEE sobre el proceso de re-estructuración institucional, uso eficiente de energía, y los costos en la cadena de suministro eléctrico; (ii); fortalecimiento de la Dirección de Medio Ambiente (DMA)<sup>11</sup>, a través del diseño de un plan para el fortalecimiento de dicha Dirección, adquisición y capacitación en el manejo de equipos y *software*, desarrollo de guías para el análisis socioambiental de proyectos de la ENEE, diseño de una política social<sup>12</sup> que defina mecanismos de compensación y de atención a quejas y reclamos, contratación de asesoría especializada en temas socioambientales y compra de vehículos para la supervisión ambiental de los proyectos; (iii) desarrollo de una “Política Corporativa de Género para la ENEE” para promover la igualdad de género dentro de las prioridades, estructura y metas de la institución. Se espera desarrollar un análisis de género en la ENEE que permita identificar las barreras de las mujeres para entrar al sector y a la empresa en específico, realizar un plan piloto con acciones concretas enmarcadas a promover la inclusión de un enfoque de género en las instituciones seleccionadas para la estrategia, e implementar la política de género a nivel corporativo ([Propuesta de Intervención de Género](#)); (iv) fortalecer la capacidad de gestión en planificación, ejecución de la expansión, operación y mantenimiento de la infraestructura que permita mejorar la sostenibilidad financiera y operativa de la Empresa ENEE Transmisión como actor

<sup>11</sup> La DMA depende directamente del ENEE y presta servicios técnicos y especializados en evaluación ambiental y social a las empresas de Generación, Transmisión y Distribución de la ENEE.

<sup>12</sup> Como parte del proceso de reforma la Secretaría de Energía la misma cuenta con una unidad de responsabilidad social y ambiental la cual dará lineamientos a los agentes del sector incluida la ENEE.



calificado para participar activamente y competir en el mercado eléctrico nacional. Se desarrollarán capacidades de gestión financiera y contable para la transparencia y rendición de cuentas a través de asesoría técnica especializada, adquisición y desarrollo de software, valoración de activos fijos y contratación de auditorías financieras de la ENEE; (v) capacitaciones en gerencia, administración, operación y logística de proyectos, comunicación efectiva y conceptos de energía; y (vi) asesoría técnica especializada para contrataciones, monitoreo y administración de contratos.

- 1.30 **Otros costos (US\$2,12 millones BID).** Se financiará la contratación de consultores previstos para reforzar la UCP, auditorías externas, auditoría social y ambiental, y las evaluaciones de medio término y final. Los costos asociados al programa se detallan en el Cuadro 1.

**Cuadro 1. Costo Total del Programa<sup>13</sup>**

COMPONENTE	BID	SREP	Contrapartida Local	TOTAL
<b>I. Expansión de Infraestructura de Transmisión</b>	<b>141.421.400</b>	<b>5.000.000</b>	<b>9.148.474</b>	<b>155.569.874</b>
<b>Zona Norte</b>	<b>59.534.945</b>	<b>5.000.000</b>	<b>0</b>	<b>64.534.945</b>
Ampliación SE	22.980.865	0	0	22.980.865
Construcción de nuevas SE	19.180.000	0	0	19.180.000
Construcción de LT 138kV	2.470.000	0	0	2.470.000
Repotenciación de LT 230kV	14.904.080	5.000.000	0	19.904.080
<b>Zona Centro</b>	<b>61.344.998</b>	<b>0</b>		<b>61.344.998</b>
Ampliación SE	26.704.414	0	0	26.704.414
Construcción de nuevas SE	32.000.000	0	0	32.000.000
Construcción de LT 138kV	2.640.584	0	0	2.640.584
Adquisición y puesta en servicio de Bancos de compensación capacitiva en la red de transmisión	5.000.000	0	0	5.000.000
Imprevistos [1]/	<b>7.991.457</b>	<b>0</b>		<b>7.991.457</b>
Compra terrenos, gestión servidumbres y supervisión técnica y socioambiental			<b>9.148.474</b>	<b>9.148.474</b>
<b>Supervisión externa de los proyectos</b>	<b>7.550.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7.550.000</b>
<b>II. Fortalecimiento Institucional de la ENEE</b>	<b>6.458.600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6.458.600</b>
Plan estratégico para la sostenibilidad financiera y operativa de ENEE	3.350.800	0	0	3.350.800
Estrategia de comunicación e imagen corporativa	110.000	0	0	110.000
Fortalecimiento de la Dirección Ambiental	868.800	0	0	868.800
Plan Piloto de Inclusión de género a nivel corporativo	494.000	0	0	494.000
Desarrollo de capacidades gestión financiera y contable para la transparencia y rendición de cuentas	540.000	0	0	540.000
Capacitaciones en gestión empresarial, administración y operación	325.000	0	0	325.000
Monitoreo, administración de contratos y adquisiciones	770.000	0	0	770.000
<b>Otros Costos</b>	<b>2.120.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.120.000</b>

<sup>13</sup> El cuadro de costos es de carácter indicativo por tratarse del presupuesto global de un programa de obras múltiples.



COMPONENTE	BID	SREP	Contrapartida Local	TOTAL
Unidad Ejecutora	1.100.000	0	0	1.100.000
Auditoría Externa	750.000	0	0	750.000
Auditoría Ambiental	130.000	0	0	130.000
Evaluación Medio Término y Final	140.000	0	0	140.000
<b>TOTAL</b>	<b>150.000.000</b>	<b>5.000.000</b>	<b>9.148.474</b>	<b>164.148.474</b>

[1] Valor determinado por el organismo ejecutor en función de la experiencia de operaciones previas relacionadas con las obras a llevar a cabo en el marco del componente I.

## C. Indicadores Clave de Resultados

- 1.31 El logro de los objetivos del programa se medirá tomando como referencia los indicadores y metas que se presentan en la Matriz de Resultados presentados en el Cuadro 2.

**Cuadro 2. Resultados Esperados e Indicadores**

Resultados	Indicador
Mejora en la calidad y confiabilidad de la red de transmisión de las zonas centro y norte del país.	Energía no suministrada por fallas en el sistema de transmisión en la zona norte en un año.
	Energía no suministrada por fallas en el sistema de transmisión en la zona centro del país en un año.
Incremento de la capacidad instalada de energía eléctrica renovable.	Capacidad instalada de ER.
Incremento de la energía renovable generada / total energía	Participación de energía renovable en la matriz de generación
Incremento en el suministro de energía debido a reducción de no despacho	Energía adicionada en el sistema de transmisión anteriormente no despachada
Incremento de Energía disponible para comercialización en el MER	Potencia de importación del MER de Guatemala hacia Honduras.
Mejora de la capacidad operativa y financiera de la Empresa de Transmisión de la ENEE	Estados financieros EF sin abstención de opinión
	Margen EBITDA (Margen de ganancias antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones)
	Incremento de energía <sup>14</sup> comercializada en el sistema interconectado nacional producto de optimización del despacho

- 1.32 **Beneficiarios.** El programa beneficiará a todos los usuarios del SIN en sus diferentes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, altos consumidores, gobierno, municipalidades y entes autónomos. En particular, el proyecto pretende beneficiar a 5,1 millones de personas, la población de los departamentos de la zona norte y centro del país. La mejora en calidad del servicio eléctrico permite suministrar un servicio básico y confiable que permite desarrollar actividades productivas de las comunidades beneficiadas, dedicadas principalmente a la industria, comercio y turismo y tener un mayor sentido de posesión nacional reduciendo la migración. Mayor confiabilidad del servicio abrirá oportunidades de modernizar las prácticas productivas, permitiendo mayor valor agregado a sus productos, por medio de la refrigeración y procesamiento post cosecha en agricultura y pesca, y riego en agricultura. En particular, las zonas de

<sup>14</sup> Se refiere a energía comercializada provenientes de centrales de generación de menor precio y que por restricciones de transmisión no puede ser despachada.

intervención concentran municipios de migrantes identificados en el Plan de Alianza para la Prosperidad para el Triángulo del Norte, donde se reportan altos índices de interrupciones.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 **Estructura del financiamiento.** El programa se estructura bajo la modalidad de préstamo de inversión de obras múltiples<sup>15</sup>, dado que financia proyectos de características similares pero independientes entre sí y que cumplen con criterios de elegibilidad predefinidos (¶1.28). Será financiado con recursos *blended* (Capital Ordinario Regular y Capital Ordinario Concesional) del BID y recursos reembolsables del Fondo Estratégico sobre el Clima (SCX) específicamente del programa SREP. Los recursos serán desembolsados en 5 años, de acuerdo al cronograma de desembolsos del Cuadro 3, detallado en el [Plan de Desembolsos](#).

**Cuadro 3. Plan de Desembolsos**

Fuente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	TOTAL
<b>BID</b>	4.354.571	42.043.825	63.757.146	34.936.608	4.907.849	150.000.000
<b>SREP</b>	3.980.816	1.019.184				5.000.000
<b>ENEE</b>	3.129.060	3.653.729	980.071	737.390	648.224	9.148.474
<b>TOTAL</b>	<b>11.464.447</b>	<b>46.716.738</b>	<b>64.737.217</b>	<b>35.673.998</b>	<b>5.556.073</b>	<b>164.148.474</b>
<b>BID</b>	38,0%	90,0%	98,5%	97,9%	88,3%	91,4%
<b>SREP</b>	34,7%	2,2%	0,0%	0,0%	0,0%	3,0%
<b>ENEE</b>	27,3%	7,8%	1,5%	2,1%	11,7%	5,6%

### B. Viabilidad y Sostenibilidad

- 2.2 Para la evaluación del programa se analizaron aspectos socioambientales, económicos, financieros y técnicos en una muestra representativa de aproximadamente el 31% del monto total del programa (¶1.27), porcentaje que es consistente con lo requerido en los préstamos de obras múltiples. Las obras a ser financiadas por el programa deberán cumplir los criterios establecidos en el ¶1.28 que se derivan del siguiente análisis de la muestra representativa.
- 2.3 **Evaluación económica y financiera.** Se realizó un [Análisis Económico del Proyecto](#) del impacto en los objetivos del programa de las inversiones planteadas. Para la selección de las obras, la ENEE realizó un análisis de alternativas de solución técnica para cada uno de los proyectos identificados como críticos para asegurar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico en las zonas de influencia en el corto plazo. Se evaluó el costo y rentabilidad de cada una, seleccionando la alternativa más económica entre las que logran la solución

<sup>15</sup> La modalidad de programas de obras múltiples financia un portafolio de proyectos de características similares pero independientes entre sí, y que cumplan con los criterios de elegibilidad definidos para el programa, incluyendo criterios de calidad y confiabilidad, normalizados por ENEE.

técnica que se busca. A estas soluciones de mínimo costo seleccionadas se les realizó la evaluación económica para verificar su viabilidad.

- 2.4 Se tomaron los costos de las inversiones de acuerdo con los estimados derivados del análisis de factibilidad realizado por la ENEE y evaluados por consultores independientes, reflejado en los perfiles técnicos de cada proyecto. Los costos anuales de operación y mantenimiento de los nuevos sistemas de transmisión que se instalarán se estiman en un 3% de la inversión.
- 2.5 Se evaluaron los beneficios directos del STN fortalecido asociados a las inversiones en la muestra de proyectos, identificando como principales beneficios: (i) reducción de pérdidas de electricidad; y (ii) mejora en la confiabilidad del servicio.
- 2.6 Se realizó una proyección de costos e ingresos incrementales como resultado del proyecto, a precios de mercado para la evaluación financiera y a precios de eficiencia para la evaluación económica. Los flujos netos de los costos y beneficios se utilizaron para calcular las tasas de retorno financiera y económica (Tasa Interna de Retorno -TIR y TIRE) y el Valor Presente Neto (VPN) financiero y el económico, utilizando una tasa de descuento de referencia del 12% y un horizonte de 20 años. El resumen de los resultados se presenta en el Cuadro 4.

**Cuadro 4. Resumen Resultados Evaluación - Caso Base**

	Proyecto LT SPSS-SBV	Proyecto LT Laínez-Miraflores
VPN Financiero (US\$ millones)	284,4	88,3
TIR Financiera (%)	59,0	82,7
VPN Económico (US\$ millones)	276,8	87,8
TIR Económica (%)	58,3	108,1

- 2.7 Los resultados del análisis validan la alta conveniencia financiera y económica de realizar inversiones que reúnan las características técnicas, económicas y financieras representadas en la muestra, para reforzar y ampliar el sistema de transmisión hondureño. Se realizó un análisis de sensibilidad de los resultados ante variaciones adversas con razonable probabilidad de ocurrencia, de las variables más críticas que determinan la rentabilidad de la inversión: costos de inversión, nivel de pérdidas, costo de falla y costo marginal de corto plazo. Los resultados de viabilidad se sostienen en estas simulaciones, validando la robustez de las inversiones propuestas.
- 2.8 Existen beneficios adicionales no cuantificados en el análisis, tales como la mayor posibilidad de participación de Honduras en el MER del SIEPAC y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> resultante de mayor participación de ERNC en la matriz energética. Siendo Honduras importador neto de electricidad, el mejor acceso a compras de energía a precios más competitivos y la inversión en generación nueva que podría evitarse, representan beneficios potenciales importantes desde el punto de vista económico y financiero.
- 2.9 **Viabilidad técnica.** Para el diseño las obras se consideraron: (i) condiciones de demanda y generación; (ii) escenarios de demanda y generación considerando

estacionalidades y valores mínimo, medio y máximo de en el SIN; (iii) niveles de voltaje en barra; y (iv) niveles de carga máxima en líneas y transformadores de transmisión y distribución. Para la selección de las obras se analizaron alternativas sobre la base de estudios de flujo de potencia, niveles de carga y análisis de pérdidas incrementales, tal como se describe en los perfiles técnicos de los proyectos<sup>16</sup>. Como parte de la evaluación técnica de los proyectos de la muestra se puede resaltar que las alternativas seleccionadas para cada tipo de obra permiten ampliar la capacidad de transmisión en las regiones norte y centro del país, reducir el nivel de sobrecarga de varias subestaciones conectadas en la zona de influencia, mejorar la confiabilidad y niveles de operación del sistema eléctrico y reforzar el sistema nacional para potenciar el uso del SIEPAC. Específicamente, las obras de transmisión “San Pedro Sula Sur - San Buenaventura” permitirá descongestionar el cuello de botella de transferencias de electricidad del sur al norte del país con lo cual se incrementarán la transmisión de energía térmica a bajos costos de la zona sur, reducir la operación de centrales térmicas costosas de la zona norte e incrementar el despacho de energía renovable, de esta manera se optimizará el despacho de energía logrando reducción de costos de generación. Por otro lado, las obras en “Lainez – Miraflores” permitirán ampliar la confiabilidad en los Municipios de Comayahua y Tegucigalpa creando un sistema confiable y asegurará la confiabilidad en el suministro de 11 hospitales de la zona y atender el crecimiento de demanda de los dos Municipios.

- 2.10 **Viabilidad institucional para la ejecución del proyecto.** La [evaluación de capacidad institucional](#) realizada concluye que la ENEE es una institución con fortaleza técnica y debilidad administrativa/gerencial, por lo cual para ejecutar esta operación, se continuará con el esquema existente de la UCP. El modelo de UCP aprovecha la fortaleza técnica de la ENEE y las capacidades fiduciarias, gerenciales y de coordinación requeridas. Cabe destacar que ha sido recurrente en todas las contrapartes, tanto externas como internas, así como gerenciales, mandos intermedios y operativos, el establecimiento de esta Unidad de Gerencia de Proyectos, quienes han valorado la ejecución de los programas con la mejora en el desempeño institucional a partir de la participación de la UCP.
- 2.11 **Sostenibilidad.** Los resultados del análisis de viabilidad técnica, económica y financiera demuestran que las obras son sostenibles desde estos aspectos. Las obras y actividades de fortalecimiento institucional contempladas contribuirán a la sostenibilidad técnica, operativa y financiera de la ENEE y del sector (§2.3). La operación y mantenimiento de las obras a ser financiadas será responsabilidad de la ENEE y sus costos serán cubiertos por medio de la tarifa<sup>17</sup>. Las obras permitirán la realización de un despacho económico de la energía, potenciar la comercialización de energía en el MER e incrementar la participación de ERNC

---

<sup>16</sup> [Perfil Técnico de la muestra de proyectos. LT San Pedro Sula Sur-San Buenaventura.](#)  
[Perfil Técnico de la muestra de proyectos. Ampliación de las Subestaciones Lainez y Miraflores y Construcción de 5 km de línea de Transmisión.](#)

<sup>17</sup> El esquema tarifario vigente, aprobado en mayo de 2016 remunera de manera correcta los cargos de transmisión y distribución. Los cargos por generación se han venido actualizando desde mayo 2016 en miras de alcanzar a cubrir todos los costos. Sin embargo, debido al proceso de escisión de la ENEE en tres empresas con autonomía legal y financiera, los cargos por transmisión se manejan de manera independiente de los de generación.

en la matriz de generación. Se estima que las inversiones en transmisión de este año contribuirán a reducir el factor de emisión de GEI en un 12%<sup>18</sup>.

### C. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.12 El programa se clasifica como operación Categoría “B” de acuerdo a la Política Operativa OP-703 al conllevar los impactos y riesgos ambientales y sociales típicamente asociados con la construcción y operación de LT de alto voltaje y de SE. Las medidas de mitigación para cada proyecto de la muestra representativa se describen en su respectivo Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS). Para los proyectos fuera de la muestra se usará el MGAS. El diseño del trazado de las LT de la muestra se realizó sobre la base de análisis de alternativas que minimizan el impacto ambiental y evitan la necesidad de realizar reasentamientos de personas o estructuras<sup>19</sup>. Para la LT SPSS-SBV, se elaboró un Plan de Compensación de Activos para mitigar los impactos derivados de las adquisiciones de las servidumbres de paso. Se ha constatado que esta operación no supone afectaciones a poblaciones indígenas, a pesar de que en el área de influencia del proyecto se ha reportado la presencia de poblaciones indígenas. Se identificaron los siguientes Riesgos Ambientales y Sociales de calificación media: (i) riesgo contextual relacionado con conflictos sociales que actualmente no se vincula a proyectos de transmisión de electricidad, objeto de esta operación, sino más bien a proyectos de generación eléctrica en diferentes áreas rurales del país (en las inmediaciones, más fuera del área de proyecto), en ocasiones, involucrando a poblaciones indígenas; para mitigar el posible riesgo se realizarán consultas significativas y aplicación de buenas prácticas para la gestión social de proyectos; (ii) riesgos de salud y seguridad ocupacional y comunitaria asociados con la construcción y operación de líneas de transmisión y subestaciones, que será mitigado a través de la aplicación de buenas prácticas de la industria y el diseño y la ubicación adecuada de las instalaciones respecto a zonas pobladas; y (iii) exacerbación del riesgo de incendios forestales durante la época seca, para mitigarlo se aplicarán buenas prácticas para la prevención y control de incendios en actividades de construcción y mantenimiento en épocas de sequías.
- 2.13 Las obras a financiar por la operación deberán cumplir plenamente con las políticas del BID, así como con las condiciones y acciones descritas en los PGAS, para los proyectos de la muestra. En el caso de los proyectos fuera de la muestra será necesario aplicar lo señalado en el MGAS incluyendo, en el caso de que se requiera, planes de reasentamiento y planes de pueblos indígenas. Los subproyectos de la muestra cuentan con Evaluaciones Ambientales y Sociales y PGAS. Tanto estos como el MGAS han sido publicados en la página web del Banco. La ENEE concluyó con el proceso de consultas significativas en los proyectos de la muestra el 4 de junio de 2018. Los resultados de cada una de las consultas significativas se han documentado en un informe de consultas, anexos a las versiones finales de las Evaluaciones Ambientales y Sociales y PGAS de los proyectos de la muestra ([EEO#11](#), [EEO#12](#), [EEO#13](#) y [EEO#14](#)). El riesgo de desastres naturales se clasifica como moderado. Los mapas de amenazas

---

<sup>18</sup> Valor estimado en el Plan de Inversiones actualizado del programa SREP. Valor sujeto a revisión en función de los resultados de validación de factor de emisión nacional, financiado con recursos de la Cooperación Técnica ATN/OC-14905-HO.

<sup>19</sup> El trazado de líneas evita atravesar centros poblados y/o respetar los márgenes de seguridad establecidos por estándares internacionales.

naturales indican que los únicos riesgos altos son para sequías y periodos de temperaturas altas. Considerando la presencia de bosques estacionalmente secos en el trazado propuesto de la LT SPSS-SBV, existe un riesgo de exacerbación de incendios forestales si no se aplican buenas prácticas para la prevención y control de incendios en actividades de construcción y mantenimiento en épocas de sequías.

- 2.14 La operación cumple plenamente con las políticas de salvaguardias aplicables del Banco.

#### **D. Riesgos Fiduciarios**

- 2.15 **Riego Fiduciario.** Se identificó un riesgo de incremento en volumen de trabajo en las áreas técnicas de la ENEE, y del área fiduciaria de la UCP actual, calificado como medio. Como medida de mitigación, la ENEE se compromete a fortalecer dicha área, mediante la contratación del siguiente personal técnico adicional, que se financiará con recursos del financiamiento y recursos propios de la institución: uno en el área financiera, al menos uno en el área de adquisiciones, dos asistentes en el área técnica, un especialista en monitoreo y seguimiento de contratos, y el especialista social mencionado en el IGAS. Estos consultores serán contratados de acuerdo con el perfil y los términos de referencia que serán acordados con el Banco. Los consultores apoyarán a la ENEE, que ejecutará el programa utilizando su estructura organizacional y la UCP actual, y sistemas de gestión fiduciarios.

#### **E. Otros Riesgos del Proyecto**

- 2.16 **Gestión pública y gobernabilidad.** Como riesgo alto se identificó la posibilidad de tener techos presupuestarios insuficientes y modificaciones presupuestarias que resulten en retrasos en la ejecución del programa y multas a la ENEE. Como riesgos medios: (i) cambio de autoridades de gobierno y personal interno ENEE; (ii) retraso en el inicio de las obras por la no disponibilidad financiera y presupuestaria de la ENEE para realizar pago de anticipo de obras; y (iii) retrasos en la ejecución dada la falta de coordinación con los entes regionales. Las medidas de mitigación son: (i) reuniones informativas sobre la gestión con la Secretaría de Finanzas y la Oficina Presidencial de seguimiento de proyectos de la Secretaría de Coordinación General de Gobierno; (ii) fortalecimiento del ejecutor y de la UCP en materia de adquisiciones mediante la contratación de personal especializado y realización de reuniones periódicas de seguimiento a los procesos de adquisiciones; y (iii) la ENEE adelantará reuniones periódicas de coordinación con los entes regionales y con la participación de la Secretaría de Energía, de la Oficina Presidencial de seguimiento de proyectos, la cual genera compromisos entre las partes y realiza monitoreo continuo de su cumplimiento.
- 2.17 **De desarrollo.** Como riesgo alto se identificó la posibilidad de retrasos en la adjudicación de contratos resultante de no obtención de servidumbres y no contar con la propiedad de los terrenos donde se construirán las obras a tiempo. Se proponen como las medidas de mitigación: contar con un plan de acción para obtener las servidumbres; coordinación logística para montaje de obras entre la División de ingeniería de la ENEE y el contratista; y realizar el proceso de compra

de terrenos y/o compensación de servidumbres empleando ley *fast track*<sup>20</sup>, con el apoyo de entidades especializadas<sup>21</sup>. Como riesgos medios: (i) retraso en la ejecución y sobrecostos de las obras por malas prácticas constructivas durante el proceso de montaje, o contratistas con limitada capacidad financiera; (ii) resistencia a la adopción de una política de Igualdad y Equidad de Género y Política Social en la ENEE; y (iii) incremento en volumen de trabajo para las áreas técnicas y fiduciarias de la ENEE. Para mitigar estos riesgos se propone: (i) amplia difusión de la Licitación Pública Internacional y contar con tiempo prudencial para elaboración de ofertas; (ii) contratación de un gestor que trabaje directamente con la Gerencia de ENEE y la UCP para implementar la política de igualdad de género y, desarrollo de talleres estratégicos de concientización; y (iii) contratación de personal técnico y fiduciario de apoyo.

### III. RESUMEN DE LOS ARREGLOS DE IMPLEMENTACIÓN

#### A. Esquema de Ejecución

- 3.1 La responsabilidad de la ejecución, administración, monitoreo y evaluación del programa será de ENEE por intermedio de la UCP existente para los préstamos del BID en ejecución. ENEE contratará firmas supervisoras externas para la supervisión de obras.
- 3.2 La ENEE como ejecutor estará encargada de implementar y supervisar el programa, definir y aprobar los Planes Operativos Anuales (POA), proporcionar información que permita al Banco hacer seguimiento y evaluación de los resultados del programa (¶3.7), coordinar y gestionar los desembolsos y llevar los registros contables y financieros, incluyendo los estados financieros anuales requerido del programa. La ENEE cuenta con un equipo técnico capacitado en temas de transmisión de energía y con los estudios de factibilidad y socio-ambientales para el 70% de las obras a ser financiadas. La UCP será responsable del manejo fiduciario de las dos fuentes de financiamiento. **Será condición previa al primer desembolso del financiamiento: (i) que la UCP mantenga el personal mínimo actual y se refuerce con la contratación de los consultores descritos (¶2.15) y el especialista social a que se refiere el [IGAS](#),** a fin de asegurar que se cuenta en todo momento con el equipo necesario para la ejecución del programa.
- 3.3 **Gestión de adquisiciones.** Para la contratación de obras y la adquisición de bienes y servicios de consultoría financiados con recursos del Banco, se aplicarán las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el Banco (GN-2349-9) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco (GN-2350-9). El método de supervisión será una combinación de ex post y ex ante de acuerdo a lo establecido en el Plan de

<sup>20</sup> La Ley especial para la simplificación de los procedimientos de inversión en infraestructura pública, o Ley *Fast track* es una ley que se aplicará para la compra de terrenos en subestaciones y/o compensación de servidumbres y demostró una exitosa aplicación en la adquisición de terrenos de la operación 3103/BL-HO. La Ley permite definir el valor del bien a adquirir o compensar por su valor comercial o de mercado y no por el valor catastral. El proyecto no contempla realizar expropiaciones, ni aplicar la Ley para tal propósito.

<sup>21</sup> El ejecutor ha suscrito un convenio con la UCP de administración de tierras de Honduras – PATH del Instituto de la Propiedad para gestionar la obtención de servidumbres y compra de terrenos. El PATH es el programa con la mejor capacidad a nivel nacional para atender estos temas.



Adquisiciones (PA). Las adquisiciones deben estar incluidas en el PA aprobado por el Banco y seguir los métodos y rangos en él establecidos. Se acordará un PA para los primeros 24 meses de ejecución, al cual se le hará seguimiento y será ejecutado y actualizado a través de las herramientas acordadas con el Banco. El personal de la UCP podrá ser contratado en forma directa, por continuidad "...de un trabajo previo que el consultor ha desempeñado y para el cual el consultor fue seleccionado competitivamente" (5.4.a) en operaciones financiadas previamente por el Banco y ejecutadas por ENEE, previa evaluación positiva de su desempeño, de conformidad con la política de adquisiciones del Banco GN-2350-9. Se tiene prevista la contratación directa de la compra de varias licencias especiales para la gestión de energía, de montos que fluctúan entre los US\$5.000 y US\$40.000. Estas licencias serán adquiridas de los propios desarrolladores de cada *software*, poseedores de los derechos de propiedad de estos, adecuándose de este modo a lo dispuesto en las Políticas de Adquisiciones del Banco "el equipo requerido es patentado o de marca registrada y puede obtenerse de una sola fuente" (GN-2349-9 3.6.c bienes que pueden obtenerse de una sola fuente).

- 3.4 **Adquisiciones anticipadas.** La operación prevé la posibilidad de adelantar los procesos<sup>22</sup>, para la primera licitación de obras y su correspondiente supervisión, utilizando los procedimientos y métodos de selección previstos en las políticas del Banco. El Banco examinará dichos procesos para determinar su elegibilidad para el financiamiento con recursos del préstamo, en los términos previstos en la Política de adquisiciones del Banco. No obstante, se prevé que la adjudicación de estas y la firma de los contratos, sería con posterioridad a la elegibilidad de la operación.
- 3.5 **Gestión financiera.** La ENEE, a través de la UCP, será responsable de la gestión financiera y presentará estados financieros auditados del financiamiento del BID y SREP, dentro de los 120 días del cierre de cada ejercicio fiscal. El último de estos informes será presentado dentro de los 120 días siguientes a la fecha del último desembolso. La ENEE contratará servicios de auditoría externa con base en términos de referencia previamente aprobados por el Banco. Los desembolsos se realizarán según el plan financiero, conforme con lo establecido en la Guía de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el BID (OP-273-6) y sus actualizaciones.
- 3.6 **Manual Operativo del Programa (MOP).** La ejecución del programa se regirá por las disposiciones contenidas en su MOP, previamente acordado con el Banco para garantizar la adecuada ejecución del programa. El MOP incorporará todos los procedimientos a ser utilizados durante la ejecución del programa. Durante la ejecución, el MOP podrá ser modificado con la no-objeción escrita del Banco. El MOP incluirá: (i) esquema detallado de ejecución y roles y responsabilidades institucionales y operativas de las entidades involucradas; (ii) criterios para las obras distintas de las obras de la muestra a fin de que sean financiadas con recursos del programa; (iii) detalle de los procedimientos para la selección y contratación de obras, bienes y servicios; (iv) estrategia de sostenibilidad de las inversiones: reconocimiento de gastos vía aplicación del régimen tarifario vigente, responsabilidades de operación y mantenimiento de las instalaciones; (v) normas

---

<sup>22</sup> La Política de adquisiciones del Banco (GN 2349-9) prevé la contratación anticipada disponiendo que el prestatario asume el riesgo de la contratación en la medida en que el Banco no considere el gasto elegible por no corresponder a los procedimientos del Banco o porque el préstamo para el proyecto no se llegue a otorgar.



y procedimientos para la gestión administrativa y financiera; (vi) procedimientos para el seguimiento y monitoreo; y (vii) medidas, acciones y procedimientos establecidos en el PGAS para las obras de la muestra y el MGAS para obras distintas a las de la muestra, el cual constituirá un anexo del MOP. **Será condición contractual especial previa al primer desembolso del financiamiento, que se haya aprobado el MOP en los términos previamente acordados con el Banco.** El MOP es necesario para garantizar la adecuada ejecución del programa.

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

- 3.7 **Monitoreo y evaluación.** El programa cuenta con un [Plan de Monitoreo y Evaluación \(PME\)](#). El esquema de seguimiento incluirá: (i) [PA](#); (ii) [PEP y POA](#); (iii) verificación anual del cumplimiento de metas establecidas en el Anexo II; y (iv) informes semestrales que contendrán: (a) actividades realizadas en ese periodo, avance en su ejecución, problemas surgidos y la manera de solucionarlos; (b) evaluación de: Matriz de Resultados, PA, y POA; y (c) análisis del Reporte de Monitoreo de Proyecto del Banco, para lo cual se evaluará el cumplimiento de metas de los indicadores de productos y resultados de la Matriz de Resultados. Se evaluará la ejecución de ese periodo y se incluirá la planificación para el siguiente semestre. Los Informes Semestrales se enviarán para aprobación al BID, a más tardar el 30 de julio y el 30 de enero de cada año.
- 3.8 El PME incluye los mecanismos de evaluación del proyecto, cuyo objetivo es verificar el cumplimiento de las metas acordadas en la Matriz de Resultados. La ENEE seleccionará y contratará los servicios de consultoría para llevar a cabo: (i) una evaluación intermedia, una vez desembolsado y justificado el 50% de los recursos del proyecto, o a los 30 meses de ejecución, lo que ocurra primero. Esta evaluación se concentrará en analizar los avances alcanzados; aspectos de coordinación y ejecución; el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales; recomendaciones para lograr las metas propuestas y la sostenibilidad de las inversiones; (ii) una evaluación final, a más tardar 90 días antes de la fecha del último desembolso, cuyo informe final deberá presentarse a más tardar 30 días después de la justificación final de desembolsos del financiamiento, la cual determinará: el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados; el desempeño del ejecutor; factores que incidieron en la implementación; y recomendaciones para futuras operaciones; y (iii) un análisis costo-beneficio ex post siguiendo la metodología aplicada a la evaluación económica ex ante.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID	Si	
Retos Regionales y Temas Transversales	-Inclusión Social e Igualdad -Productividad e Innovación -Integración Económica -Equidad de Género y Diversidad -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 (#)* -Sistemas de transporte masivo ferroviarios y de autobuses construidos o mejorados (km)*	
2. Objetivos de desarrollo del país	Si	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2796-1	Mejorar la eficiencia, calidad del servicio eléctrico y diversificación de la matriz de generación, e Incrementar el acceso al servicio de electricidad.
Matriz de resultados del programa de país	GN-2915	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2018.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
II. Development Outcomes - Evaluability	Evaluable	
3. Evaluación basada en pruebas y solución	7.2	
3.1 Diagnóstico del Programa	3.0	
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas	1.7	
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados	2.5	
4. Análisis económico ex ante	10.0	
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, o resultados clave identificados para ACE	3.0	
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados	3.0	
4.3 Supuestos Razonables	1.0	
4.4 Análisis de Sensibilidad	2.0	
4.5 Consistencia con la matriz de resultados	1.0	
5. Evaluación y seguimiento	8.5	
5.1 Mecanismos de Monitoreo	2.5	
5.2 Plan de Evaluación	6.0	
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad	Medio	
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad	Si	
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales	Si	
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación	Si	
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales	B	
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Si	Administración financiera: Contabilidad y emisión de informes.
No-Fiduciarios	Si	Sistema Nacional de Monitoreo y Evaluación.
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:		
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto	Si	HO-T1249 en preparación con recursos del SREP, dirigida a fomentar marcos de política y regulatorio para lograr la sostenibilidad a largo plazo de proyectos de electrificación rural y de ER aislados y conectados en red. Esta CT brindará insumos para que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) actualice los pliegos tarifarios y se incorpore legislación secundaria en el esquema legal vigente, de ser necesario

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

El objetivo general de esta operación es reforzar el Sistema de Transmisión Nacional (STN) mediante financiamiento de obras prioritarias del plan de inversiones de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad de interconexión con el Mercado Eléctrico Regional (MER) para potenciar el uso del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC); (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y capacidad institucional de la ENEE; (iii) mejorar la calidad de la transmisión aumentando la confiabilidad del servicio eléctrico; y (iv) facilitar el transporte al STN de electricidad generada con proyectos de Energía Renovable (ER).

La documentación está bien estructurada—se describe el marco legal e institucional del sector eléctrico, y se identifican y cuantifican los retos principales del sector, la diversificación de la matriz eléctrica, el sistema de transmisión nacional (STN), y el rol del sector eléctrico de Honduras dentro del MER.

El programa se estructura bajo la modalidad de préstamo de inversión de obras múltiples, ya que financia proyectos de características similares pero independientes entre sí y que cumplen con criterios predefinidos. La solución propuesta está claramente vinculada con los problemas y retos identificados. La matriz de resultados (MR) refleja los objetivos del proyecto y muestra una lógica vertical clara para cada uno de los dos componentes. Los indicadores de resultado se derivan del análisis económico ex ante y los indicadores de nivel inferior reflejan el diseño de los dos componentes. La MR incluye indicadores SMART a nivel de producto, resultados, e impacto, la mayoría con sus respectivos valores de línea de base, metas, y medios para coleccionar la información.

El análisis económico es en función a una muestra representativa del 31% del monto del programa, el cual se basa en un ejercicio de Costo-Beneficio. Los beneficios principales son en función a la reducción de pérdidas de electricidad y a la mejora en la confiabilidad del servicio. Los resultados muestran una tasa interna de retorno (TIR) entre el 58.3% y 108.1%, y un valor presente neto (VPN) entre US\$87.8 millones y US\$276.6 millones. Se realiza un análisis de sensibilidad bajo escenarios alternativos modificando las variables principales que pueden afectar los costos y beneficios. El escenario conservador encuentra un TIR de 31.4%, con un VPN de US\$31.8 millones.

El plan de monitoreo y evaluación propone una evaluación reflexiva (Antes-Después), lo cual es apropiado dada la naturaleza de esta intervención, y esta se complementa con un análisis económico ex post.

Los riesgos identificados en la matriz de riesgo parecen razonables y se clasifican como de riesgo medio (10) y Alto (2). Los riesgos incluyen acciones de mitigación e indicadores de cumplimiento.

**MATRIZ DE RESULTADOS**

<b>Objetivos</b>	El objetivo general es reforzar el Sistema de Transmisión Nacional (STN) mediante financiamiento de obras prioritarias del plan de inversiones de la ENEE. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad de interconexión con el MER para potenciar el uso del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC); (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y capacidad institucional de la ENEE; (iii) mejorar la calidad de la transmisión aumentando la confiabilidad del servicio eléctrico; y (iv) facilitar el transporte al STN de electricidad generada con proyectos de Energía Renovable (ER).
------------------	--

<b>Impacto</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>	<b>Base 2016</b>	<b>Meta Final 2023</b>	<b>Medios de Verificación / Metodología de Cálculo</b>
Reducción del factor de emisiones de CO <sub>2</sub> en el sector eléctrico.	CO2 ton/MWh	CO2 ton/MWh	0,63	0,55	Informes de la unidad de estudios ambientales de la ENEE.

<b>Resultados</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>	<b>Base 2016</b>	<b>Meta Final 2023</b>	<b>Medios de Verificación / Metodología de Cálculo</b>
Mejora en la calidad y confiabilidad de la red de transmisión de las zonas centro y norte del país.	Energía no suministrada por fallas en el sistema de transmisión en la zona norte en un año.	MWH	1.028	731	Informe de fallas de la gerencia de despacho / $\sum$ carga momentánea (MW) x cantidad de tiempo que el elemento estuvo desconectado de las SE en la zona norte.
	Energía no suministrada por fallas en el sistema de transmisión en la zona centro del país en un año.	MWH	1.713	1.170	Informe de fallas de la gerencia de despacho / $\sum$ carga momentánea (MW) x cantidad de tiempo que el elemento estuvo desconectado de las SE en la zona centro.
Incremento de la capacidad instalada de energía eléctrica renovable.	Capacidad instalada de ER.	MW	1.596	2.000	Informe mensual de operación ENEE.
Incremento de la energía renovable generada / total energía	Participación de energía renovable en la matriz de generación	%	49	53	Informe anual energético de gerencia.
Incremento en el suministro de energía debido a reducción de no despacho	Energía adicionada en el sistema de transmisión anteriormente no despachada	GWh/año	0	70	Informe anual energético de gerencia.
Incremento de Energía disponible para comercialización en el MER	Capacidad de importación del MER de Guatemala hacia Honduras.	MW	60	100	Informe ente operador regional máxima capacidad de transferencia.

Resultados	Indicadores	Unidad	Base 2016	Meta Final 2023	Medios de Verificación / Metodología de Cálculo
Mejora de la capacidad operativa y financiera de la Empresa de Transmisión de la ENEE Mejora de la capacidad financiera de la Empresa de Transmisión de la ENEE	Estados financieros EF sin abstención de opinión - AO	EF sin AO	0	1	Informe de estados financieros auditados por firmas independiente <sup>1</sup> .
	Margen EBITDA (Margen de ganancias antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones)	%	*	*	Margen EBITDA = EBITDA/Ingresos Operacionales  EBITDA = Utilidad Operacional + Depreciaciones + Amortizaciones.  Información de estados financieros auditados por firmas independiente.
	Incremento de energía <sup>2</sup> comercializada en el sistema interconectado nacional producto de optimización del despacho	GWh	0	260	Informe del Operador del Sistema

\* La línea base y la meta final del Margen Ebitda serán definidos cuando se cierren los primeros Estados Financieros Auditados de la ENEE Transmisión.

Productos/Indicadores	Unidad	Base 2016	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Meta Final	Medio de Verificación
<b>Componente 1. Expansión de infraestructura de transmisión.</b>										
SE Ampliadas.	No.	0				1	1		2	Informe de Seguimiento Semestral del Proyecto (ISSP), elaborado por la ENEE.
SE construidas.	No.	0					6		6	
LT a 230kV construidas.	Km	0				48			48	
LT a 138kV construidas.	Km	0					6,1		6,1	

<sup>1</sup> La ENEE no ha contado con la capacidad de emitir estados financieros auditables. En los últimos tres ejercicios existe abstención de opinión.

<sup>2</sup> Se refiere a energía comercializada provenientes de centrales de generación de menor precio y que por restricciones de transmisión no puede ser despachada.

Productos/Indicadores	Unidad	Base 2016	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Meta Final	Medio de Verificación
<b>Componente 2. Fortalecimiento Institucional de la ENEE.</b>										
Plan estratégico para la sostenibilidad financiera y operativa de la Empresa de Transmisión de la ENEE formulado e implementado	Plan	0						1	1	Informe de Seguimiento Semestral del Proyecto (ISSP), elaborado por la ENEE.
Estrategia de comunicación e imagen corporativa formulada e implementada	Estrategia	0						1	1	
Reporte de información contable y financiera para la transparencia y rendición de cuentas emitido.	Reporte	0						1	1	
Plan de fortalecimiento de la Dirección Ambiental diseñado e implementado.	Plan	0						1	1	
Política corporativa de género en ENEE Holding, incluido ENEE transmisión	Política	0				1			1	
Capacitaciones en gerencia y administración, operación y logística, comunicación efectiva y materia de energía dirigidas a los equipos técnicos, directivos y logísticos de la Corporación ENEE impartidos.	Capacitaciones	0				3	1		4	
Planes de monitoreo, administración de contratos y adquisiciones implementados.	Plan	0						3	3	

## ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

<b>País:</b>	Honduras
<b>Proyecto:</b>	HO-L1186. Apoyo al Programa Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica
<b>Organismo Ejecutor (OE):</b>	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
<b>Equipo Fiduciario:</b>	Nalda Morales, Gestión Financiera; María Cecilia del Puerto, Adquisiciones FMP/CHO

### I. RESUMEN EJECUTIVO

- 1.1 Los factores de riesgo relacionados con la capacidad institucional del sector público en Honduras, para la ejecución de operaciones durante el desarrollo de la estrategia actual del Banco en el país, están siendo mitigados con acciones de apoyo técnico y fortalecimiento al sector público en diversos órdenes. Respecto a los sistemas de gestión fiduciaria, principalmente en la modernización del marco institucional y la integración del Sistema Integrado de Administración Financiera (SIAFI) subsistemas de presupuesto, tesorería, contabilidad y reportes, y el desarrollo e implementación del módulo de Unidades Ejecutoras de Proyectos con Fuente Externa (UEPEX) actualmente utilizado para la emisión de los estados financieros, solicitudes de desembolso, conciliación de la cuenta del anticipo, y demás reportes requeridos por el Banco. La auditoría interna gubernamental ha sido fortalecida en algunas instituciones que ejecutan operaciones del Banco; sin embargo, su utilización es limitada. La función de control externo ejercida por Tribunal Superior de Cuentas (TSC) ha pasado por un proceso de fortalecimiento, conllevando que en 2014 se suscribiera una alianza estratégica, habilitando su uso en el desarrollo de las auditorías financieras de las operaciones financiadas por el Banco en el país, además de utilizar firmas auditoras privadas. Con relación al sistema de contratación pública, el país presenta fortalezas identificadas en el diagnóstico *Methodology for Assessing Procurement Systems/Organisation for Economic Co-operation and Development* del año 2010, especialmente con respecto a un marco legal ajustado a la mayoría de las mejores prácticas internacionales. No obstante, en el país aún existen desafíos para alcanzar estándares que permitan al Banco utilizar el sistema nacional en las operaciones que financia. El Banco ha apoyado durante este año, la actualización del referido diagnóstico, sin embargo, el mismo aún no ha sido publicado. En el Informe respectivo se muestran avances respecto al diagnóstico anterior, pero aun resultan insuficientes como para la adopción general del sistema.

### II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 2.1 El OE de la operación es la ENEE. Actualmente la ENEE tiene implementado el SIAFI, con sus subsistemas de presupuesto, contabilidad y tesorería y el UEPEX, el cual está siendo utilizado en la gestión financiera contable de los préstamos 3103/BL-HO y 3435/BL-HO, además del 1584/SF-HO y el 2016/BL-HO, ambos cerrados en 2014. Por ley, el sistema es de uso obligatorio para la gestión

- financiera y contable de las operaciones con financiamiento externo en el sector público hondureño.
- 2.2 En consideración a los resultados del análisis institucional del OE que muestra una baja capacidad para los aspectos fiduciarios, se considera acertado continuar con el modelo actual de ejecución de la UCP-ENEE, el cual conlleva la permanencia de la actual unidad coordinadora de programa para la ejecución de actividades fiduciarias, con la contraparte de la ENEE en la gestión técnica. Dada la carga actual de operaciones a cargo de la UCP, la misma deberá fortalecerse con consultores especializados para poder asumir esta nueva operación.
  - 2.3 Con relación a adquisiciones, como se ha mencionado, la utilización del sistema nacional de contrataciones de Honduras no se haya aprobado por el Banco, por lo que el mantener personal con amplia experiencia en la aplicación de las políticas de adquisiciones del BID en la unidad coordinadora, mitigará los eventuales riesgos en su aplicación. No obstante, la publicación de los procesos a nivel nacional se hará en el HONDUCOMPRAS, sitio oficial del estado para difundir las oportunidades de compras y contrataciones del estado y se utilizarán los documentos estándares de Licitación Pública Nacional (LPN) y de comparación de precios, para la adquisición de bienes y obras, acordados por el BID y la Oficina Normativa de Contrataciones y Adquisiciones del Estado (ONCAE).

### **III. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN**

- 3.1 Con base a la información disponible y considerando se mantenga el modelo de ejecución mixto UCP-ENEE, el equipo fiduciario determina que el riesgo del proyecto asociado a la gestión financiera y de las adquisiciones es MEDIO.
- 3.2 Los principales riesgos fiduciarios se relacionan con el incremento en volumen de trabajo para las áreas técnicas y fiduciarias de la ENEE, lo cual se mitiga debido a que el OE cuenta con experiencia previa en el uso del SIAFI/UEPEX y los controles internos nacionales que se derivan de su uso; además del fortalecimiento de la actual UCP con la contratación de técnicos y especialistas fiduciarios, cuyo perfil y términos de referencia que serán acordados con el Banco. Adicionalmente, el esquema de supervisión fiduciario financiero incluirá los servicios de auditoría anual con informes preliminares semestrales, con los que se apoyará el seguimiento a la gestión fiduciaria y a la evolución de los riesgos en este ámbito.
- 3.3 Respecto a las adquisiciones, igualmente se mitigarán los riesgos identificados sobre la capacidad del OE para realizar compras bajo los procedimientos del BID, manteniendo personal especializado en adquisiciones a lo largo de la ejecución en la UCP que será quien haga la ejecución fiduciaria del proyecto. Adicionalmente, se implementará un sistema de seguimiento y monitoreo que abarcará la planificación de las adquisiciones requeridas para el logro de los objetivos, mediante el uso del Sistema de Ejecución del PA, acordado con el Banco, el cual deberá ser reflejo de las demás herramientas de planificación (PEP-POA). Se requerirá a la UCP un exhaustivo seguimiento a las fechas planificadas para llevar adelante los procesos, y muy especialmente en la definición y aprobación de especificaciones técnicas con la calidad requerida.

#### **IV. ASPECTOS A SER CONSIDERADOS EN ESTIPULACIONES ESPECIALES A LOS CONTRATOS**

- 4.1 Los aspectos a ser considerados en las estipulaciones especiales del contrato de préstamo son:
- a. **Condiciones contractuales previas al primer desembolso del financiamiento:** (i) que haya entrado en vigencia un convenio subsidiario entre el Prestatario y la ENEE en el que se pacten los términos en que se transfieren los recursos del financiamiento así como las demás obligaciones de ejecución; (ii) que se haya aprobado el [Manual Operativo del Programa \(MOP\)](#) en los términos previamente acordados con el Banco; (iii) que la UCP mantenga el personal mínimo y se refuerce con: uno en el área financiera; al menos uno en el área de adquisiciones; dos asistentes en el área técnica; un especialista de seguimiento y monitoreo de contratos; y un especialista social. Estos consultores se contratarán de conformidad con el perfil y términos de referencia que serán acordados con el Banco a fin de asegurar que se cuenta en todo momento con el equipo necesario para la ejecución del programa.
  - b. **Tipo de cambio acordado con el OE/Prestatario para la rendición de cuentas.** Para efectos de lo estipulado en el Artículo 4.10 (b) de las Normas Generales del Contrato de Préstamo, el tipo de cambio aplicable será el indicado en el inciso (b) (ii) de dicho artículo. En este caso, se aplicará el tipo de cambio vigente el día en que el beneficiario, el OE, o cualquier otra persona natural o jurídica a quien se le haya delegado la facultad de efectuar gastos, efectúe los pagos respectivos.
  - c. **Estados financieros y otros informes auditados.** El ejecutor deberá presentar los siguientes informes: dentro del plazo de 120 días siguientes al cierre de cada ejercicio económico del OE, comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año y durante el plazo establecido para el desembolso del financiamiento, los estados financieros auditados del proyecto, debidamente dictaminados por auditores independientes aceptables al Banco. El último de estos informes será presentado dentro de los 120 días siguientes a la fecha estipulada para el último desembolso del Financiamiento o en la fecha que se acuerde con el Banco. El Banco podrá requerir la presentación de informes preliminares semestrales o con otra periodicidad, con base en la evolución el riesgo fiduciario.

#### **V. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES**

- 5.1 Los acuerdos y requisitos fiduciarios en adquisiciones establecen las disposiciones que aplican para la ejecución de todas las adquisiciones previstas en el proyecto.
- A. Ejecución de las Adquisiciones**
- 5.2 El OE, a través de la UCP ejecutará los procesos de selección, contratación, supervisión y recepción de las adquisiciones del proyecto, las cuales se llevarán



a cabo de conformidad con las Políticas de Adquisiciones del Banco GN-2349-9 y GN-2350-9 y lo dispuesto en el PA de la operación, en el cual se detallan: (i) los contratos para obras, bienes y servicios de consultoría requeridos para cumplir los objetivos del proyecto; (ii) los métodos propuestos para la contratación de bienes y para la selección de los consultores; y (iii) los procedimientos aplicados por el Banco para el examen de cada uno de los procesos de adquisiciones. Para la planificación de las adquisiciones, el ejecutor deberá actualizar el PA anualmente, o según las necesidades del proyecto, empleando el sistema de ejecución y seguimiento de PA que determine el Banco, tanto para planificar como para reportar avance. Toda modificación del PA deberá ser presentada al Banco para su aprobación. La UCP acordará con el Banco un PA para los primeros 18 meses de la ejecución.

- 5.3 **Adquisiciones de obras, bienes y servicios diferentes de consultoría.** Los contratos de obras, bienes y servicios diferentes de consultoría<sup>1</sup> generados bajo el proyecto y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI), se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a LPN se ejecutarán usando documentos de licitación nacional acordados con el Banco y serán publicados en el sitio web de la ONCAE <http://www.honducopras.gob.hn/>.
- 5.4 El personal de la UCP podrá ser contratado en forma directa, por continuidad de sus servicios prestados en operaciones financiadas previamente por el Banco y ejecutadas por ENEE, previa evaluación positiva de su desempeño, de conformidad con la política de adquisiciones del Banco GN-2350-9. Se tiene prevista además, la compra directa de varias licencias especiales para la gestión de energía, de montos que fluctúan entre los US\$5.000 y US\$40.000. Estas licencias serán adquiridas de los propios desarrolladores de cada software, poseedores de los derechos de propiedad de estos, adecuándose de este modo a lo dispuesto en las Políticas de Adquisiciones del Banco (GN-2349-9 3.6.c bienes que pueden obtenerse de una sola fuente).
- 5.5 **Selección y contratación de consultores.** Los contratos de servicios de consultoría generados bajo el proyecto se ejecutarán utilizando la solicitud estándar de propuestas emitida o acordada con el Banco.
- 5.6 **Selección de los consultores individuales.** Cuando se desconocieran consultores idóneos para la consultoría respectiva a quienes cursar invitación, a criterio del OE, la contratación de consultores individuales se podría solicitar mediante anuncios locales o internacionales a fin de conformar una lista corta de individuos calificados. Los consultores contratados para asistir al OE durante el periodo de ejecución de la operación podrán ser contratados por todo el periodo de ejecución, con la obtención de la No Objeción (NO) al proceso competitivo de selección inicial, sin necesidad de requerimiento de una por cada periodo de ejecución presupuestaria, independientemente de la firma de más de un contrato coincidente con cada periodo. Ello, sin detrimento de la evaluación de desempeño de la que pudiera derivar una rescisión del contrato de consultoría y por tanto en la necesidad de un nuevo pedido de NO al nuevo proceso.

---

<sup>1</sup> Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el BID (GN-2349-9), ¶1.1: Los servicios diferentes a los de consultoría tienen un tratamiento similar a los bienes.

- 5.7 **Adquisiciones anticipadas.** La operación prevé la posibilidad de adelantar los procedimientos, bajo su propio riesgo, para la primera licitación de obras y su correspondiente supervisión, utilizando los métodos de selección previstos en las políticas del Banco, los cuales deberán ser examinados por el Banco para que éste considere la elegibilidad para el financiamiento de los subsecuentes contratos. No obstante, se prevé que la adjudicación de estas y la firma de los contratos, sería con posterioridad a la elegibilidad de la operación.
- 5.8 **Preferencia Nacional:** No se considerará la inclusión de la preferencia nacional.

## B. Montos Límites (miles US\$)

- 5.9 Los umbrales que determina el uso de la LPI y la integración de la lista corta con consultores internacionales serán puestos a disposición del OE, en la página [www.iadb.org/procurement](http://www.iadb.org/procurement). Por debajo de dichos umbrales, el método de selección se determinará de acuerdo con la complejidad y características de la adquisición o contratación, lo cual deberá reflejarse en el PA aprobado por el Banco.

## C. Adquisiciones Principales

- 5.10 El OE a través de la Unidad Ejecutora será responsable de la preparación del PA2,3, el Especialista de Adquisiciones del Banco proveerá asistencia para prever que los procedimientos sean adecuados conforme las políticas de adquisiciones del Banco. Las adquisiciones principales previstas en esta operación se resumen a continuación. Ver [Plan General de Adquisiciones](#).

**Cuadro 1. Adquisiciones Principales**

Actividades	Tipo de Licitación	Fecha Estimada	Monto Estimado US\$
<b>Obras</b>			
Construcción de la ampliación subestación SPSS, ampliación subestación SBV y construcción LT 230kV SPSS - SBV.	LPI	Diciembre 2018	35.594.945
Contratación de obras: lote 1. Proyectos zona centro y lote 2. Proyecto zona norte	LPI	Agosto 2019	90.294.998
<b>Firmas Consultoras<sup>4</sup></b>			
Supervisión externa: ampliación subestaciones SPSS y SBV, construcción LT 230kV SPSS - SBV.	SBCC	Febrero 2018	7.550.000
<b>Bienes</b>			
Adquisición de equipo para el fortalecimiento de la supervisión ENEE y mantenimiento del Sistema de Transmisión ENEE.	LPI	Octubre 2019	2.284.000,00

<sup>2</sup> GN-2349-9, ¶1.16 y GN-2350-9, ¶1.23: el prestatario debe preparar y, antes de las negociaciones del préstamo, someter al Banco para su aprobación, un PA aceptable para el Banco para el periodo inicial de por lo menos 18 meses.

<sup>3</sup> Ver [Guía para la Preparación y Aplicación del PA](#).

<sup>4</sup> En servicios de consultoría, significa la integración de la lista corta por firmas de diversas nacionalidades. Ver GN-2350-9, ¶2.6.

#### **D. Supervisión de Adquisiciones**

- 5.11 De acuerdo con el análisis de riesgo fiduciario en adquisiciones, el método de supervisión será combinación de ex post y ex ante de acuerdo con lo establecido en el PA.
- 5.12 Toda la selección directa de servicios de consultoría a realizar por firmas o individuos, y la adquisición de servicios diferentes de consultoría, bienes u obras serán supervisadas de forma ex ante por parte del Banco, sin importar el monto del contrato.

#### **E. Disposiciones Especiales**

- 5.13 **Medidas para reducir las probabilidades de corrupción.** Atender las disposiciones de la GN-2349-9 y GN-2350-9 en cuanto a prácticas prohibidas (listas de empresas y personas físicas inelegibles de organismos multilaterales).
- 5.14 **Otros procedimientos especiales.** El Banco podrá cambiar, a su discreción, el esquema de supervisión de adquisiciones, basado en la experiencia de la ejecución y las actualizaciones de capacidad institucional realizada, o las visitas fiduciarias llevadas a cabo.

#### **F. Registros y Archivos**

- 5.15 La UCP será la encargada de mantener los archivos y documentación de soporte original de los procesos de adquisiciones que se realicen con recursos del proyecto, así como de efectuar los registros, utilizando los procedimientos establecidos. El manual operativo documentará los flujos internos de trabajo y la segregación de funciones.

### **VI. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA GESTIÓN FINANCIERA**

- 6.1 Programación y presupuesto. Mediante la implementación del SIAFI y la cuenta única del tesoro, se ha logrado una gestión más prudencial y disciplinada de los recursos en caja y una mayor descentralización de la función de tesorería. Para determinados alcances, las reprogramaciones y ampliaciones de los presupuestos para los proyectos con fuente externa, no requieren de aprobación legislativa, sino de acuerdos y modificaciones que pueden ser aprobadas al nivel de la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas, sujetas a la disponibilidad de espacio presupuestario. Este subsistema será utilizado para la gestión presupuestaria de la operación.
- 6.2 **Contabilidad y sistemas de información.** Para los informes financieros y rendición de cuentas de los proyectos que el Banco financia, se utiliza el Módulo SIAFI/UEPEX. Las transacciones financieras y contables del proyecto se apoyarán en las prácticas de este sistema nacional. La modalidad de registro de la contabilidad es con base de caja.
- 6.3 **Desembolsos y flujo de caja.** Para el desembolso de los fondos, el OE abrirá una cuenta especial en el Banco Central de Honduras a nombre de la operación. El monto máximo de cada anticipo de fondos será fijado por el Banco conforme el

análisis del flujo de caja o plan financiero para el periodo de meses que se acuerde con el OE. Debido a que los trámites de incorporaciones y modificaciones presupuestarias anuales están expuestos a retrasos, se recomienda que el porcentaje de rendición de cuentas del anticipo de fondos sea del 70%.

- 6.4 **Control interno y auditoría interna.** En la actualidad, el Banco y la Oficina Nacional de Desarrollo Integral del Control Interno de las Instituciones Públicas están coordinando esfuerzos para mejorar el ámbito del control interno en las entidades a cargo de las operaciones financiadas por el Banco en Honduras, y la utilización de las Unidades de Auditoría Interna de las instituciones en la medida que éstas sean fortalecidas por el Banco. En este caso particular, no se prevé su uso.
- 6.5 **Control externo e informes.** La auditoría externa de la operación podrá ser efectuada por el TSC o por una firma de auditoría externa elegible al Banco.
- 6.6 Con base a lo anterior, se han definido los acuerdos y arreglos financieros siguientes:
- a. Contar con los servicios de auditoría financiera externa anuales e informes preliminares a la fecha de corte que se acuerde con el Banco.
  - b. Se aplicará la Política de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el Banco (OP-273), el Instructivo de Desembolsos, y el Instructivo de Informes Financieros y Gestión de Auditoría Externa vigentes al momento de la aprobación de la operación.
  - c. El costo estimado de la auditoría financiera es de US\$150.000 y será financiado con recursos del préstamo. La selección y contratación de los servicios de auditoría se realizará según el método y términos de referencia acordados con el Banco.
- 6.7 **Plan de supervisión financiera.** El Banco supervisará la gestión financiera del proyecto, dando seguimiento a las acciones del prestatario o el OE para superar las observaciones y hallazgos que pudieran ser identificados como parte de las auditorías externas. Adicionalmente, realizará visitas y reuniones para el seguimiento a la implementación de las recomendaciones de las auditorías externas y el monitoreo de los riesgos fiduciarios. La supervisión será efectuada por el/la Especialista en Gestión Financiera del Banco asignado a la operación, con apoyo en los servicios de auditoría externa y consultores, en coordinación con el Jefe de Equipo. La revisión de desembolsos se hará en forma ex post como parte de los trabajos de la auditoría externa que se contrate.
- 6.8 **Mecanismo de ejecución.** La ejecución del proyecto estará a cargo de la ENEE a través de la UCP actual a cargo de las operaciones de préstamo 3103/BL-HO y 3435/BL-HO, que será fortalecida con consultores en el área fiduciaria y de monitoreo, mismos que deberán cumplir con el perfil y términos de referencia aceptables al Banco.
- 6.9 **Otros acuerdos y requisitos de gestión financiera.** Se dará seguimiento a los riesgos fiduciarios identificados durante el desarrollo del proyecto, se propondrán las acciones de fortalecimiento necesarias para contar con la seguridad razonable del uso adecuado y eficiente de los recursos y se harán las modificaciones a los arreglos fiduciarios que sean necesarios para asegurar este objetivo.

**APOYO AL PROGRAMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**HO-L1186**

**CERTIFICACIÓN**

La Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento (ORP/GCM) certifica que la operación ha recibido la carta de compromiso para financiamiento del **Fondo Estratégico Sobre el Clima (SCX)** hasta la suma de **US\$5.000.000** confirmado por Alvaro Flores (ORP/GCM), 28 de junio de 2018.

Certificado por:

Original Firmado

07/06/2018

\_\_\_\_\_  
Sonia M. Rivera

\_\_\_\_\_  
Fecha

Jefe

Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento  
ORP/GCM

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/18

Honduras. Préstamo \_\_\_\_/BL-HO a la República de Honduras  
Apoyo al Programa Nacional de Transmisión  
de Energía Eléctrica

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 al Programa Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica”. 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\$60.000.000, sujeto a términos y condiciones financieras concesionales (“CO Concesional”); y (ii) hasta por la suma de US\$90.000.000, 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 2018)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/18

Honduras. Préstamo \_\_\_\_/SX-HO a la República de Honduras  
Apoyo al Programa Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, en su calidad de entidad implementadora del Programa de Impulso a las Energías Renovables en Países de Bajos Ingresos (SREP) del Fondo Estratégico sobre el Clima (SCX), 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 al Programa Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica”. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$5.000.000, que formen parte de los recursos del SCX/SREP, administrado por el Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2018)