

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

HONDURAS

PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN LUGARES AISLADOS

(HO-G1247)

PROPUESTA DE FINANCIAMIENTO NO REEMBOLSABLE

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos Jácome (ENE/CHO) Jefe de Equipo; Natacha Marzolf (INE/ENE) Jefe de Equipo Alterno; Wilkferg Vanegas, Stephanie Suber, Cecilia Seminario, y Juan Carlos Cárdenas (INE/ENE); Claudio Alatorre (CSD/CCS); Cristina Landazuri-Levey (LEG/SGO); Roberto Leal (VPS/ESG); Nadia Rauschert (FMP/CHO); Maria Cecilia del Puerto (FMP/CHO); Astrid Mejía (ENE/CHO).

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

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO.....	1
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A. Antecedentes, Problemática y Justificación	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	12
C. Indicadores Clave de Resultados	13
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	16
A. Instrumentos de Financiamiento	16
B. Riesgos Ambientales y Sociales	16
C. Riesgos Fiduciarios	17
D. Otros Riesgos y temas claves del Proyecto	17
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....	18
A. Resumen de los Arreglos de Implementación.....	18
B. Resumen de los Arreglos para el Seguimiento de Resultados.....	19

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

ENLACES ELECTRÓNICOS	
REQUERIDOS	
1.	Plan de Ejecución Plurianual (PEP) y Plan Operativo Anual (POA)
2.	Plan de Monitoreo y Evaluación
3.	Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)
4.	Plan de Adquisiciones (PA)
OPCIONALES	
1.	Análisis Económico del Proyecto
2.	Análisis Ambiental y Social - Plan de Gestión Ambiental y Social
3.	Análisis de cumplimiento de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios
4.	Perfil Técnico Proyecto Aislado Brus Laguna
5.	Perfil Técnico Proyecto Aislado Isla Guanaja
6.	Sistemas Aislados - Acceso a Comunidades Rurales en el Sur del País
7.	Metodología para la Selección de Beneficiarios
8.	Plan de Inversiones para Honduras del Programa SREP
9.	Filtro de Política de Salvaguardias y Formulario de Evaluación de Salvaguardia para la Clasificación de Proyectos

ABREVIATURAS	
ALC	América Latina y el Caribe
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CIF	<i>Climate Investment Funds</i> (Banco Mundial)
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CT	Cooperación Técnica
EE	Eficiencia Energética
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ER	Energía Renovable
ERNC	Energía Renovable No Convencional
FHIS	Fondo Hondureño de Inversión Social
FOMIN	Fondo Multilateral de Inversiones
FOSODE	Fondo Social de Desarrollo Eléctrico
IB	Islas de la Bahía
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MER	Mercado Eléctrico Regional
MOP	Manual Operativo del Programa
OE	Organismo Ejecutor
O&M	Operación y Mantenimiento
PA	Plan de Adquisiciones
PGAS	Planes de Gestión Ambiental y Social
PIB	Producto Interno Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
POA	Plan Operativo Anual
SCX	Fondo Estratégico sobre el Clima
SEforAll	<i>Sustainable Energy For All</i> (Energía Sostenible para Todos)
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SREP	<i>Scaling Up Renewable Energy Program</i> (Programa de Impulso a las Estrategias Renovables en Países de Bajos Ingresos)
UCP	Unidad Coordinadora de Proyecto

RESUMEN DEL PROYECTO
HONDURAS
PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN LUGARES AISLADOS
(HO-G1247)

Términos y Condiciones Financieras				
País Beneficiario: Honduras			Financiamiento No Reembolsable	
Organismo Ejecutor (OE): Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)			Período de desembolso:	4 años
Fuente	Monto (US\$)	%		
BID (Fondo Estratégico sobre el Clima, SCX) ^(a)	6.420.000	100	Moneda de aprobación:	Dólares de EE.UU.
Total:	6.420.000	100		
Esquema del Proyecto				
Objetivo del proyecto/descripción: El objetivo general del programa es apoyar al incremento de la cobertura eléctrica en Honduras, mediante la implementación de proyectos de generación de Energía Renovable (ER) descentralizada y distribuida en micro-redes. Los objetivos específicos son: (i) incremento al acceso de electricidad en poblaciones aisladas y que no cuentan con el servicio; (ii) reducir el costo de la energía eléctrica a poblaciones que cuentan con suministro eléctrico basado en micro-redes con generación diésel; y (iii) desarrollar capacidades institucionales del sector para el diseño, construcción, Operación y Mantenimiento (O&M) de estos proyectos.				
Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento: (i) que se haya aprobado y se encuentre en vigencia el Manual Operativo del Programa (MOP), en los términos acordados con el Banco (¶3.5); y (ii) ver otras condiciones contractuales previas al primer desembolso en el Anexo III.				
Condiciones contractuales especiales de ejecución: (i) previo a que se adjudique la primera de las obras del Componente 1, el esquema tarifario para sistemas aislados con sistemas de ER debe estar aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) (¶3.6); y (ii) ver condiciones ambientales y sociales en el Anexo B del Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) .				
Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna				
Alineación Estratégica				
Desafíos ^(b) :	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	PI	<input checked="" type="checkbox"/>
			EI	<input type="checkbox"/>
Temas Transversales ^(c) :	GD	<input type="checkbox"/>	CC	<input checked="" type="checkbox"/>
			IC	<input checked="" type="checkbox"/>

^(a) Programa de Impulso a las Estrategias Renovables en Países de Bajos Ingresos (SREP). Estos recursos serán provistos con carácter no reembolsable. En febrero de 2011 (documento GN-2604-3), el Directorio Ejecutivo autorizó que el Banco sea una entidad implementadora del CIF para lo cual se suscribió el Acuerdo de Procedimientos Financieros con el Banco Mundial, como administrador del *Climate Investment Funds* (CIF), el 17 de febrero de 2011 y se creó el SCX en el Banco.

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

^(c) 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 La iniciativa de Energía Sostenible para Todos (SEforALL) es una alianza estratégica entre los gobiernos, el sector privado y la sociedad civil. Impulsada por el Secretario General de la Naciones Unidas en 2011, tiene tres objetivos a alcanzarse en 2030: (i) garantizar el acceso universal a servicios modernos de energía¹; (ii) duplicar la cuota de Energía Renovable (ER) en la matriz energética global; y (iii) duplicar la tasa mundial de mejoras en Eficiencia Energética (EE).
- 1.2 La Organización Latinoamericana de Energía estimaba a 2017² una cobertura de 97% en América Latina y el Caribe (ALC), donde el 3% de la población (19,2 millones de personas) que no cuentan con servicios de electricidad, estaba concentrada mayormente en ocho países, entre ellos Honduras. De manera particular, y según las estadísticas del 2017 de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, el índice de electrificación por países en la región fue: Costa Rica 99,4%; El Salvador 96,6%; Guatemala 92,2%; Honduras 77,2%; Nicaragua 94%; Panamá 92,9%; y República Dominicana 97,3%.
- 1.3 **Cobertura eléctrica en Honduras.** El importante avance logrado en la región, es producto de políticas energéticas encaminadas a incrementar el acceso a electricidad. Honduras, hasta mediados de 2015 reportaba un valor de cobertura de 93%, por uso desactualizado de información en el cálculo de cobertura por parte de la Dirección de Planificación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Al publicarse los datos del Censo de Población y Vivienda de 2013, ENEE actualizó la información y determinó que la cobertura eléctrica de la red de la ENEE era realmente del 74%³. El último reporte de cobertura del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)⁴, ubica a Honduras como el segundo país de ALC con menor cobertura eléctrica y el cuarto en el uso de leña para cocción.⁵

¹ Forma parte de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. Los servicios modernos de energía incluyen el suministro de electricidad y combustibles limpios para la cocción (no sólidos como carbón y leña).

² OLADE, SIELAC, BID. Estadísticas energéticas, Anuario 2017.

³ La metodología de cálculo considera los sistemas que tienen acceso a la red o acceden en condiciones similares. No se consideran los sistemas aislados alimentados con generadores independientes. Al incluir los sistemas privados, motor propio y panel solar la cobertura a nivel nacional alcanzaría 81%.

⁴ Rivas Salvador - Análisis de la situación de acceso de energía para América Latina. *UNDP Regional Center for Latin America, Julio, 2016.*

⁵ De acuerdo con datos del Censo de Población y Vivienda 2013, a nivel nacional el uso de leña para la cocción es de 55% en hogares, empleándose en el 89% en las zonas rurales.

- 1.4 El Índice de Cobertura de la ENEE 74% en 2015⁶, reporta una fuerte disparidad a nivel nacional. La población rural del país, estimada en 46%, tiene un Índice Promedio de Cobertura de 64,4%, frente a 81,3% en zonas urbanas. Los departamentos con menor cobertura eléctrica son: Santa Bárbara, Lempira, La Paz, Choluteca, Olancho, con coberturas entre el 50% y 70%, y Gracias a Dios, que forma parte de La Mosquitia⁷, con cobertura del 45% atendida mediante sistemas aislados. Estos departamentos concentran municipios con altos niveles de pobreza⁸. La ENEE estima que para alcanzar un nivel universal de cobertura, se tendría que invertir a nivel global aproximadamente US\$712,5 millones, considerando una tasa de crecimiento anual de 4%⁹.
- 1.5 De acuerdo a reportes de la ENEE¹⁰ el no incremento de la cobertura se debe a que no existe viabilidad económica para extender la red por largas distancias desde el último punto de la red hacia las comunidades que no poseen servicio eléctrico; así como el grado de aislamiento, complejidad topográfica y elevado nivel de dispersión de viviendas en comunidades sin servicio de electricidad. Esto sumado a la frágil situación financiera de la ENEE, los problemas fiscales en el país y la falta de planificación para la expansión de la cobertura han provocado que no se hallan desarrollado programas de inversión para el incremento de cobertura.
- 1.6 Debido a problemas en las cifras de acceso de energía a nivel nacional el Gobierno de Honduras (GdH) no tenía priorizado una política de acceso, ni existía el arreglo institucional a nivel gubernamental para llevarlo a cabo. En los diez últimos años se aprobaron inversiones por US\$130 millones en proyectos de electrificación rural (¶1.20), mayoritariamente mediante la extensión de red¹¹ y no mediante la inclusión de microrredes. Sin embargo, los programas de extensión de red se realizaron sin llevar a cabo inversiones de expansión de transmisión, debido a las restricciones financieras de la ENEE, entidad responsable de la expansión y operación de la red de transmisión. Las necesidades de inversiones en transmisión según estimaciones de ENEE superan el 2% del Producto Interno Bruto (PIB)¹². La falta de un plan adecuado de expansión de la red ha ocasionado

⁶ Usando resultados del Censo 2013, la ENEE actualizó sus datos de cobertura en el [Informe de cobertura 2015](#). Este no incorpora clientes residenciales conectados informalmente al SIN. Para una adecuada planificación de la electrificación, la ENEE continúa revisando su metodología de cálculo, reduciendo inconsistencias con los datos socio-económicos oficiales a nivel nacional. Para apoyar al gobierno en la definición de una metodología de cálculo de cobertura estandarizada y en la actualización de la base de datos de clientes, la cual realiza el operador Consorcio Energía Eléctrica de Honduras, bajo el mandato de reducción de pérdidas, con responsabilidad de formalizar la conexión de usuarios informales mediante instalación de medidores eléctricos, el Banco financiará, con cooperación la técnica ATN/OC-16427-HO, una actualización de la línea base, preparación de metodología de cálculo estandarizada y apoyo en la planificación de la expansión.

⁷ La Mosquitia es el segundo bosque tropical más grande de América, seguido únicamente por la Amazonia.

⁸ Algunos municipios de los Departamentos forman parte de los territorios priorizados en la Iniciativa de Alianza para la Prosperidad del Triángulo del Norte.

⁹ ENEE, Dirección de Planificación, Informe de cobertura eléctrica, 2015.

¹⁰ Informe de Cobertura de Energía Eléctrica de Honduras, Dirección de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial de la ENEE.

¹¹ Incremento de cobertura sacrificando la calidad del servicio.

¹² El Directorio del BID aprobó el 5 de Septiembre de 2018 un préstamo por US\$155 millones para llevar adelante el Programa Nacional de Transmisión (4598/BL-HO,4599/SX-HO).

que el porcentaje de pérdidas técnicas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se incrementa¹³.

- 1.7 Estructura del sector eléctrico. La ENEE es el actor más importante del sector eléctrico en Honduras. Es una empresa pública, propietaria casi en su totalidad de los sistemas de transmisión y distribución y del 19% de la capacidad instalada de generación. La ENEE cubre aproximadamente el 94% de los usuarios residenciales y comerciales que cuentan actualmente con servicio de electricidad. El 6% restante, es atendido por empresas municipales y privadas. En el marco de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada en 2014, que dio inicio al proceso de reforma del sector eléctrico, la ENEE es responsable de administrar el Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE), dirigido a financiar los estudios y obras de electrificación de interés social. Previo a la emisión de la LGEI, en la estructura de la ENEE que actualmente es FOSODE¹⁴, se desarrollaban proyectos de electrificación rural mediante extensión de red. Debido a la falta de experiencia en la planificación, diseño y manejo de sistemas renovables individuales o en micro redes para la electrificación rural FOSODE necesita fortalecer sus capacidades con la finalidad de poder apoyar al GdH en su esfuerzo de incrementar la cobertura eléctrica mediante soluciones técnico y económicamente viables alternativas a la extensión de red.
- 1.8 Como parte del proceso de reforma se creó una nueva institucionalidad del sector eléctrico en los que participan una Secretaría de Energía responsable de formular políticas energéticas¹⁵, un Ente Regulador y un Operador del Sistema. En cada entidad se han definido roles claros de las instituciones y se han asignado los recursos para su operación. La situación financiera de la ENEE paso de un déficit de 1,8% del PIB en 2013 a 0,6% a diciembre de 2017 y se introdujo la participación del sector privado en la distribución para avanzar en la reducción de pérdidas eléctricas. Se ha fortalecido la capacidad de Honduras de participar activamente en el Mercado Eléctrico Regional (MER), incrementando la compra de energía de 1,4% en el 2013 a 3,7% en 2017, además de avanzar en la diversificación de la matriz de generación de electricidad con energías renovables, pasando de 12% en 2013 a 38% en 2017.
- 1.9 Metodología para la selección del territorio de intervención. Sobre la base de la aplicación de una metodología de selección multicriterio, descritos en el enlace electrónico opcional (Metodología para la selección de beneficiarios) empleando valores de pobreza, acceso de electricidad, elevados costos de suministro de energía, estudios elaborados para desarrollo de proyectos, oportunidades de emprendimientos del sector privado, ausencia de cooperantes, presencia del Banco en el territorio por ejecución de operaciones y la disponibilidad de recursos,

¹³ De acuerdo a las últimas cifras de la ENEE el nivel actual de pérdidas eléctricas totales en el país en diciembre 2017 fue 27,23%.

¹⁴ Como parte de su Programa de Infraestructura Rural, ejecutado por el Fondo Hondureño de Inversión Social (FHIS) FOSODE supervisaba la construcción de proyectos de electrificación rural con sistemas solares fotovoltaicos.

¹⁵ Dentro de la estructura actual de la Secretaría de Energía existe una dirección que es responsable de analizar la expansión del sistema eléctrico y de la cobertura eléctrica.

se seleccionaron municipios de Brus Laguna, Guanaja, Concepción de María y El Corpus¹⁶.

- 1.10 El Departamento Gracias a Dios reporta los niveles más altos de pobreza y condiciones de vulnerabilidad. Se estima que más de 69% de su población vive bajo la línea de pobreza y 40% en pobreza extrema¹⁷, a nivel nacional el nivel de pobreza es 60,9%, y de pobreza extrema es 38,4%. La cobertura eléctrica en el departamento por empresas que brindan el servicio es 19,3%. Este Departamento ocupa el penúltimo lugar de clasificación de los 18 departamentos existentes, según el Índice de Desarrollo Humano, y reporta serios problemas de seguridad ciudadana. Según el Censo 2013, la población del departamento era de 94.450 habitantes, siendo el segundo departamento más grande del país, dominado por territorios selváticos, accesible únicamente por vía aérea. Las principales actividades económicas son la agricultura, pesca, administración pública y comercio. El Departamento posee una diversidad étnica, destacándose los grupos Miskito y Pech.
- 1.11 Debido a su nivel de aislamiento geográfico, existen grandes requerimientos de dotación de servicios públicos. Específicamente en Brus Laguna, con una población en su mayoría Miskito (98%), el índice de necesidades básicas insatisfechas es 83,5%, a nivel nacional es 53,48%. No existen empresas públicas o privadas para el suministro de electricidad. Solo el 9,3% de la población tiene acceso a electricidad, cuya producción se realiza con motores a gasolina individuales. Para acceder a Brus Laguna se debe movilizar por ríos (dos horas) desde Puerto Lempira. Puerto Lempira es la cabecera cantonal del departamento y único sitio que cuenta con electricidad provista por empresas privadas, donde el precio de venta al cliente residencial es de ¢US\$65/kWh¹⁸, mayor al promedio nacional de ¢US\$14/kWh. Debido a su delicada situación económica, gran parte de la población no puede acceder al servicio, lo cual limita al desarrollo social y de actividades productivas como la pesca¹⁹, principal actividad económica del sector y que posee restricciones de aprovechamiento por la falta de conservación de la cadena de frío lo cual restringe las posibilidades de comercialización.
- 1.12 Islas de la Bahía (IB) es el segundo lugar del país con los precios más altos de electricidad. El precio promedio de las empresas que suministran electricidad varía entre ¢US\$50/kWh a ¢US\$60/kWh.²⁰ IB son el principal atractivo turístico del país, debido a su rico ecosistema terrestre, y su aún más importante ecosistema marino, por formar parte del segundo arrecife de coral más grande del mundo. La población total es de 43.575 habitantes y de acuerdo al censo 2013, la zona con más alto crecimiento demográfico a nivel nacional, producto de mejores

¹⁶ Al aplicar la metodología, el factor que incidió en la selección final de los municipios beneficiarios fue la disponibilidad de recursos (US\$6,42 millones) para financiar las obras de inversión de electrificación requeridas en dichos territorios para generar los resultados esperados de la Operación.

¹⁷ De acuerdo al mapa de pobreza actualizado.

¹⁸ En las condiciones actuales de precio bajo de derivados de petróleo, la generación eléctrica se realiza con motores a combustión interna que emplean diésel como combustible.

¹⁹ Bajo la Operación "Resiliencia de la Economía Azul y del Ecosistema Costero del Norte de Honduras" (MI PESCA) (ATN/NV-15749-HO; ATN/NV-15750-HO) que busca apoyar el desarrollo productivo pesquero de la Mosquitia, se identificó como una de las principales barreras, la falta de suministro eléctrico para refrigeración.

²⁰ Determinado en condiciones de precio de petróleo de 65 US\$/barril La generación eléctrica se realizar con motores a combustión interna que emplean diésel como combustible.

oportunidades laborales y mejor situación de seguridad. Los elevados costos y calidad en el suministro eléctrico afectan al desarrollo turístico de las Islas, como reporta el Diagnóstico del Sector Turístico en Honduras;²¹ y afectan servicios básicos como el suministro de agua potable y tratamiento de aguas residuales, que emplean energía para su procesamiento. Los elevados costos de energía en la potabilización y tratamiento de aguas residuales son afrontados por municipalidades que han reducido o suspendido la operación de sus plantas de tratamiento, afectando directamente a la población, cuerpos de agua y el arrecife de coral, principal atractivo turístico de IB.

- 1.13 La Isla Guanaja es la segunda isla más poblada de IB, con 5.445 habitantes, de los cuales el 63% son afrodescendientes de habla inglesa. El índice de necesidades básicas insatisfechas es 37,28%. Concentra gran parte de la población, con limitados ingresos económicos, en el Cayo Bonaca. Guanaja tiene una cobertura eléctrica de 79%. La principal actividad económica de la isla es la pesca, seguida del comercio, construcción y el turismo. Es la isla con menor actividad turística de IB, pero con un elevado potencial de desarrollo debido a su escenario paisajístico y recursos naturales disponibles. La isla era un destino turístico por excelencia antes de ser severamente afectada por el Huracán *Mitch*, lo cual deprimió su desarrollo económico. La isla reporta elevados costos de suministro eléctrico de 52 cUS\$/kwh y posee un operador privado que produce electricidad con motores a diésel, con un contrato de operación que finalizó en enero del 2018.²² Guanaja es la única isla que posee fuentes de agua dulce, pero tiene serios problemas en su distribución, y en tratamiento de aguas residuales, actividades energo-intensivas y que por los elevados costos de energía prácticamente no son realizadas, con lo cual no se tratan las aguas residuales afectando la calidad del agua de mar y del turismo de buceo. En el proceso de consulta y participación social, para realizar el [IGAS](#), se comentó que la factura eléctrica representa al menos 30% de los ingresos de las familias.
- 1.14 En el Departamento de Choluteca, los Municipios de El Corpus (24.645 hab.) y Concepción de María (26.874 hab.) son caracterizados como rurales, teniendo asentamientos dispersos geográficamente, y topográficamente complejos, motivo por el cual la extensión de la red de distribución económicamente no es viable. Los municipios forman parte del corredor seco.²³ La cobertura eléctrica del Departamento es 77,1%. En El Corpus, adicional a la agricultura como principal actividad económica, se desarrollan actividades mineras. En El Corpus y Concepción de María se reportan elevados niveles de pobreza 72,5% y 73,7% respectivamente y pobreza extrema 61,6% y 63,8%. A pesar que el SIN llega al departamento, las redes de distribución no se han extendido debido a la gran dispersión entre viviendas, que hace inviable esta opción, debido a su alto costo de conexión superior a 8.000 US/ usuario. La cobertura eléctrica del Municipio de El Corpus es 41% y de Concepción de María es 43%. El gasto equivalente de cada hogar para alumbrado y carga de celular es 300 lempiras/mes.

²¹ Ramirez, Yanu & Erazo, Benjamín. Informe del diagnóstico del sector turismo en Honduras. BID, septiembre 2016.

²² De acuerdo a la LGIE, los contratos de operación se deben realizar mediante licitaciones públicas internacionales. La municipalidad ha decidido extender la operación del Operador en Guanaja hasta que se adjudique el contrato de conformidad con lo que establece la LGIE.

²³ Área geográfica del país con continuos problemas de sequía que afectan la productividad agrícola y ganadera.

- 1.15 **Relación entre pobreza y bienestar y acceso a electricidad.** El vínculo entre pobreza y bienestar y acceso a electricidad es reconocido ampliamente en la literatura²⁴. Una evaluación de impacto realizada en Etiopía²⁵, concluye que el acceso a electricidad tiene un efecto significativo sobre la probabilidad de los hogares de salir de la pobreza. Khandker et al²⁶ concluyen que la electrificación puede elevar los ingresos y gastos de los hogares hasta en 28% y 23%, respectivamente. Barron y Torero²⁷ encuentran que los adultos hombres reducen tiempo dedicado al ocio y al trabajo agrícola, al tiempo que aumenta su dedicación a otras actividades laborales, lo que se refleja en mayores ingresos. En el reporte conjunto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del PNUD²⁸, sobre los beneficios del acceso sostenible de energía en América Latina y el Caribe, se reportan resultados de la evaluación de impacto del proyecto iluminando una vía al desarrollo en la comunidad de Waspam al norte del Caribe de Nicaragua. Se destaca mejoras en la educación, salud y alimentación por el proyecto de electrificación.
- 1.16 **Experiencia en el país.** Honduras ha ejecutado diversos proyectos de electrificación rural en lugares aislados con generación basada en ER, con apoyo financiero de la cooperación internacional y del gobierno central. Algunos de estos proyectos son: El programa de electrificación rural con energía solar ejecutado por Fondo Hondureño de Inversión Social (FHIS); programa *EnDeV–Energising Development*²⁹, proyectos del Fondo Nórdico de Desarrollo; proyecto de Provisión de Soluciones de ER para Zonas Rurales en Centroamérica, financiado por Oportunidades para la Mayoría del Grupo BID³⁰; recientemente, el Proyecto de Electrificación Rural con Energía Solar, financiado por el *Korea Exim-Bank*, enfocado en atender las necesidades del occidente del país; y proyectos de financiamiento ejecutados por el Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) del grupo BID. En los proyectos citados se ha identificado la necesidad de fortalecer las capacidades para la Operación y Mantenimiento (O&M) de los sistemas con personal local, principalmente de mujeres para el manejo de juntas de energía³¹. Finalmente, en la Isla Utila³² del Departamento de IB el operador privado está

²⁴ Documento Marco Sectorial de Energía. División de Energía - GN-2830-3. BID (2015). Sección II.

²⁵ Tegene G., Berhe, G., Teklemariam, D., (2015), *Impact of Rural Electrification on Poverty Reduction Evidence from Rural Districts of Tigray, Northern Ethiopia*, *Journal of Business Management & Social Sciences Research*, Volume 4, No.1.

²⁶ Khandker S., Barnes D.F., Samad H., (2013), *Welfare Impacts of Rural Electrification: A Panel Data Analysis from Vietnam*, *Economic Development and Cultural Change*, Vol. 61, No. 3, pp. 659-692.

²⁷ Barron M., Torero M., (2014), *Short Term Effects of Household Electrification: Experimental Evidence from Northern El Salvador*.

²⁸ IDB – UNDP joint report on energy access, *Meeting challenges, measuring progress. The benefits of sustainable energy access in Latin America and the Caribbean*. 2018.

²⁹ Programa financiado con recursos de Holanda, Alemania, Noruega, Reino Unido, Suiza y Suecia. Ejecutado por el Instituto de conservación forestal, Secretaría de Planificación y ONGs en dos fases del 2006 – 2018.

³⁰ Esta operación regional en Centroamérica tuvo como prestatario la Fundación Covelo, con importante participación de Honduras, sede de la Fundación.

³¹ Existen experiencias exitosas en la operación GRT/WS-12850-HO de WSA en el manejo de juntas de agua en el país, liderado por grupos de mujeres, para la gestión comercial y operativa de sistemas de agua. Pero no existe en el sector eléctrico. Adicionalmente, los departamentos de Choluteca y Gracias a Dios se caracterizan por tener una alta residencia de mujeres en los hogares y tener un elevado porcentaje de desempleo. De acuerdo a la Encuesta Encuesta Nacional de Demografía y Salud, publicada en 2013 el 49,7% en Choluteca, y 45,4% en Gracias a Dios de la población femenina económicamente activas están desempleadas, y las empleadas trabajan en actividades con alto nivel de informalidad como agricultura y mano de obra no calificada.

³² En Utila el operador privado implementó un sistema de medición empleando sistemas prepago, lo cual asegura la recaudación del servicio. Este esquema de medición se busca replicar en el programa.

operando una central térmica con un aporte de energía fotovoltaica que se ha instalado en los techos de la central. A pesar de que el aporte de la energía fotovoltaica es pequeño, el operador ha demostrado la viabilidad técnica y financiera del proyecto. La ejecución de los diferentes proyectos a nivel nacional y el importante desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en los dos últimos años, han provocado el crecimiento del mercado a nivel nacional para el suministro, instalación y operación de la tecnología.

- 1.17 Los resultados de los proyectos revelan la importancia de: (i) vincular los beneficiarios en el desarrollo del proyecto; (ii) adecuada selección de la tecnología para la generación y su uso; (iii) sostenibilidad del proyecto, sobre todo en la previsión y manejo de recursos para operar los sistemas; y el mantenimiento del activo; (iv) considerar complejidades logísticas para las tareas de medición comercial y cobranza; y (v) acompañar la ejecución de los proyectos de acceso a electricidad con programas de educación y uso eficiente de energía.
- 1.18 Honduras no cuenta con experiencias en la operación de micro-redes de sistemas solares para electrificación de comunidades aisladas. Es una solución implementada en varios lugares de la región, cuya mayor ventaja es la concentración de la generación, O&M en un solo lugar. La generación fotovoltaica, almacenamiento de energía, conversión y control de distribución de la energía en las redes de distribución locales favorece la sostenibilidad de los proyectos. La reciente reducción de costos de la tecnología fotovoltaica³³ y de almacenamiento de energía, la hace competitiva en relación a generación térmica proveniente de motores a combustión de diésel³⁴, de manera especial considerando el incremento de los precios de petróleo en el último año.
- 1.19 **Conocimiento del sector.** El programa tomará en consideración el conocimiento existente sobre la evidencia de la relación entre pobreza y acceso a electricidad (§1.15); la información que se generó en el marco de la Cooperación Técnica (CT) evaluación del recurso renovable en IB (ATN/NV-14824-HO); y productos generados del proyecto “Resiliencia de la Economía Azul y del Ecosistema Costero del Norte de Honduras, MIPESCA”, financiado por FOMIN (EQU/MS 15765-HO, EQU/MS-15766-HO; ATN/NV-15749-HO, ATN/NV-15750-HO).
- 1.20 Como parte del esfuerzo de fortalecer las capacidades de los actores vinculados con la planificación y desarrollo de proyectos de ER en territorios aislados, en octubre 2016 se aprobó una CT intrarregional para el Intercambio de Experiencias en la Introducción de ER en Sistemas Insulares (ATN/OC-15734-HO). El intercambio de experiencias se realizó en el archipiélago de Galápagos del Ecuador, donde se ejecuta el Programa Cero Combustibles Fósiles para las Islas Galápagos, existiendo soluciones de micro-redes y de integración ER solar, eólica y generación térmica con biocombustibles.
- 1.21 **Lecciones Aprendidas.** Como parte de las lecciones de la CT Intraregional (ATN-OC-15734-HO) y de proyectos similares financiados por el Banco (3059/OC-SU) y (GRT/NV-14258-BO) a nivel regional, se consideraron las siguientes orientadas a asegurar la sostenibilidad del programa: (i) incorporar activamente a las autoridades locales en el diseño y ejecución de los proyectos,

³³ BSW-Solar PV Price Index.

³⁴ Grid Revolution with Distributed Generation and Energy Storage y Reporte de paridad sistemas fotovoltaicos y almacenamiento de energía de la Universidad Nacional de Seúl.

en lugar de un esquema centralizado, para mejorar la fiscalización y seguimiento de los proyectos; (ii) incorporar activamente a las empresas operadoras en el seguimiento desde el inicio de la ejecución de los proyectos; (iii) fomentar la participación de empresas distribuidoras que trabajan en la zona de influencia de los operadores para soporte; (iv) facilitar la conexión de los usuarios rurales, a través del financiamiento de la acometida y medidor por las operadoras; y (v) fomentar el uso de la electricidad para usos productivos en el programa para incrementar los beneficios del programa. Las lecciones (i); (ii); (iv); y (v) serán empleados en el programa por su impacto en la sostenibilidad.

- 1.22 La CT Apoyo al Desarrollo Sostenible de las Energías Renovables en Honduras (ATN/SX-16689) aprobada por el Banco y financiada con recursos del Fondo de Aumento del Aprovechamiento de la ER en Países de Ingreso Bajo (*Scaling up Renewable Energy Program-SREP*) está 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 tarifarios³⁵ de sistemas aislados (micro-redes y sistemas individuales) y se incorpore legislación secundaria en el esquema legal vigente, de ser necesaria. Adicionalmente, la Agencia de Comercio y Desarrollo de USA está brindando apoyo al GdH en el intercambio de experiencias de esquemas regulatorios para promover el uso de microredes. La aplicación del esquema tarifario que asegure la sostenibilidad no considerará aportes financieros del ejecutor³⁶.
- 1.23 El Banco tiene amplio conocimiento del sector eléctrico hondureño derivado de su apoyo en generación, transmisión y distribución desde 1980. Actualmente la ENEE con apoyo del Banco ejecuta dos operaciones en transmisión: Apoyo a Honduras a la Integración al MER (3103/BL-HO); y Repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaveral Rio Lindo (3435/BL-HO). Igualmente el Banco financió la operación Apoyo a la Electrificación Rural y al Sector de Energía (1584/SF-HO) ya ejecutada y finalizada. Además, apoya el programa de reforma estructural del sector mediante asistencia técnica y una serie de tres préstamos programáticos basados en reformas de política, la última aprobada en diciembre de 2017. El financiamiento del Banco ha contribuido a obtener los resultados expuestos previamente (§1.8). El Banco considera que el avance del sector en las reformas ha sido significativo.
- 1.24 En el marco del programa y en el área de influencia del programa (§1.10 y §1.14), el Banco viene ejecutando CTs³⁷ que servirán de insumo para las actividades a desarrollarse en el marco de la presente operación. El Banco brinda asistencia técnica puntual a la ENEE en los procesos de mejora de la eficiencia operativa del

³⁵ En el esquema tarifario vigente basado en sistemas de generación térmica se reconocen las inversiones de generación más transformación y distribución; más los cargos de O&M, en los cuales el costo del combustible diésel tiene un elevado peso en el precio a los clientes y que representa más del 70%, de la tarifa con precios de petróleo de 2017.

³⁶ Es importante resaltar que en la actualidad existe un esquema tarifario para los sistemas aislados que operan con centrales de generación que usan combustibles fósiles, y está en aplicación. Como resultado de la operación se busca desarrollar e implementar esquemas tarifarios que también incluyan un componente de generación renovable a fin de promover el incremento al acceso a través de sistemas de generación con ER.

³⁷ La CT de planificación de acceso universal de energía ATN/OC-16427-HO en su Componente 2, apoyará la supervisión de este proyecto. También lo hará la ATN/SX-16689 descrita (§1.22).

sector, mediante diálogos continuos y asistencia técnica especializada en materia de estudios que permitan fortalecer la capacidad financiera y de planificación del sector. El Banco mediante la mesa de energía de la Cooperación Internacional en Honduras - G16 coordina con otros cooperantes la realización de actividades a fin de potenciar sinergias y evitar duplicidades³⁸.

- 1.25 En el marco de la LGIE, el GdHO asignó 15 millones de lempiras al FOSODE, el cual contará adicionalmente, con un ingreso anual estimado en US\$9,5 millones, proveniente de la facturación de la empresa de distribución, ambas fuentes para el desarrollo de proyectos de electrificación rural. Los recursos de este programa complementan los esfuerzos del GdHO en la electrificación rural, serán canalizados a través del Banco para las actividades contempladas y servirán como punto de partida para la ENEE en su objetivo de implementar acciones encaminadas a la electrificación rural en lugares aislados.
- 1.26 **Estrategia del país en el sector.** El GdHO, con la ENEE, vienen realizando importantes esfuerzos para impulsar la electrificación del país. Si bien existen varias iniciativas de electrificación rural (§1.16), la incorporación de regiones como IB y la Mosquitia y territorios como los seleccionados en Choluteca, es desalentada por el difícil acceso y elevados costos logísticos.
- 1.27 **Estrategia del programa.** Para dar respuesta a los desafíos de acceso a la electrificación rural, sobre la base de resultados de las CTs de evaluación del recurso renovable en IB y del Programa de Intercambio de Experiencias (KSP)³⁹, la ENEE analizó diferentes alternativas de tecnología con demostrada viabilidad en lugares aislados. Se concluyó que las soluciones de generación con fuentes renovables, fotovoltaicas, incorporando sistema de almacenamiento y distribución en micro-redes, son las más adecuadas en términos de costos de inversión por kilo-watt hora generado, y su operación integrada con sistemas de generación térmica, viabilidad técnica para instalación en localidades de difícil acceso y sostenibilidad. Para la selección de comunidades beneficiarias se emplearon los criterios descritos anteriormente (§1.9).
- 1.28 **Estrategia del Banco con el País (EBP).** El programa se enmarca en la EBP con Honduras 2015-2018 (GN-2796-1) a través de sus objetivos estratégicos 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. También se enmarca dentro del eje de dinamización del sector productivo del Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte, al promover los sectores estratégicos de inversión; modernizar y expandir la infraestructura; y facilitar la reducción de los costos de energía y el mejoramiento de la confiabilidad del servicio eléctrico.
- 1.29 **Alineación estratégica.** El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación, promoviendo la implementación de

³⁸ En la Mesa de Cooperantes del G16 se analizan espacios de cooperación en mesas sectoriales en energía y específicamente en microredes. El Gobierno de los Estados Unidos a través de sus diferentes agencias están apoyando a Honduras. De igual forma hay apoyos de cooperación externos al G16 que incluyen a los Gobiernos de Corea del Sur y de Ecuador, entre otros, por el Programa Cero combustibles fósiles en Galapagos.

³⁹ Mediante el programa KSP, financiado por el Gobierno de Corea del Sur y teniendo como socio de ejecución al BID, se desarrollaron estudios de factibilidad para la construcción de una micro red con EE integrada con sistemas de almacenamiento de energía en la Isla Guanaja.

sistemas de generación a partir de ER; y (ii) inclusión social e igualdad, al facilitar el acceso de la población al servicio de electricidad. El programa se alinea con las áreas transversales de: (i) capacidad institucional y estado de derecho, al generar mecanismos que facilitarán la gestión de sistemas de electrificación en lugares aislados; y (ii) cambio climático y sostenibilidad ambiental, por medio del aprovechamiento de ER con baja emisión de CO₂, lo cual contribuye a la mitigación del cambio climático. El 100% de los recursos del SREP como financiamiento no reembolsable para inversión se invierte 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 operaciones aprobadas a fin de 2020.

- 1.30 El programa se alinea con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5) al apoyar la construcción y el mantenimiento de una infraestructura social y ambientalmente sostenible que contribuye a aumentar la calidad de vida. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3) en las áreas temáticas de acceso y sostenibilidad energética, al impulsar: (i) la provisión de energía a zonas rurales remotas; y (ii) diversificación de la matriz energética mediante el uso de ER. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3) ya que las reformas de política energética propuestas conllevan una reducción en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- 1.31 **Consistencia con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (SPD)** (GN-2716-6). La operación ha sido diseñada para (i) promover el acceso de energía a precios asequibles; (ii) producir mejoras en la gobernanza de los SPD a través de la adopción de un régimen regulatorio eficaz que protege los derechos de los usuarios; y (iii) promover la innovación para el fomento de la eficiencia, acceso y sostenibilidad ambiental por la construcción de microrredes fotovoltaicas que aportan a la reducción de costos de provisión de servicios. El programa es consistente con las condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica al implementar un esquema tarifario que asegura la operación y mantenimiento de los sistemas ([Análisis del Cumplimiento con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios](#)) (§1.45).
- 1.32 **Alineación con los objetivos del SREP.** El programa es consistente con el objetivo del SREP de contribuir a demostrar la viabilidad económica, social y ambiental de las vías de desarrollo bajas en carbono para mejorar el acceso a energía en países de bajos ingresos. El programa contribuye a este objetivo mediante la implementación de soluciones energéticas sostenibles con ER para expandir el acceso a energía y las oportunidades económicas en áreas rurales de difícil acceso. El SREP aprobó su [Plan de Inversiones para Honduras](#) el 4 de noviembre de 2011, el cual fue actualizado en marzo de 2017. La actualización considera tres componentes a ser ejecutados por el BID: (i) Fortalecimiento de

Políticas y Marco Regulatorio para ER por US\$850.000⁴⁰; (ii) Energización Rural Sostenible hasta por US\$10.216.000⁴¹; y (iii) ADERC por US\$18.624.000⁴².

- 1.33 **Adicionalidad de Género.** Se fomentará la participación de mujeres en empleos y/o emprendimientos económicos ligados a la construcción, O&M de sistemas individuales de ER en comunidades lejanas o de difícil acceso⁴³.

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.34 **Objetivo.** El objetivo general del programa es apoyar al incremento de la cobertura eléctrica en Honduras, mediante la implementación de proyectos de generación de ER descentralizada y distribuida en micro-redes. Los objetivos específicos son: (i) incremento al acceso de electricidad en poblaciones aisladas y que no cuentan con el servicio; (ii) reducir el costo de la energía eléctrica a poblaciones que cuentan con suministro eléctrico basado en micro-redes con generación diésel; y (iii) desarrollar capacidades institucionales del sector para el diseño, construcción, O&M de estos proyectos.

- 1.35 **Componente 1. Desarrollo de sistemas de generación eléctrica en lugares rurales aislados del sistema interconectado (US\$5,73 millones).** Se financiarán sistemas de generación en Brus Laguna y Guanaja, con ER mediante micro-redes, y sistemas fotovoltaicos domiciliarios en El Corpus y Concepción de María⁴⁴. Las actividades incluyen diseño definitivo, construcción y supervisión de los proyectos. Para la preparación de documentos de licitación y diseños definitivos de las micro-redes en Brus Laguna y Guanaja, se tomarán en consideración los resultados de la CT ATN/NV-14824-HO⁴⁵ y del KSP⁴⁶.

⁴⁰ Financiado mediante la CT ATN/SX-16689-HO.

⁴¹ Recursos no reembolsables para financiar sustitución de fogones convencionales por ahorradores de leña, financiado por el FOMIN – GRT/SX-14119-HO por hasta US\$2,43 millones. Este proyecto se financia dentro de este componente del Plan de inversiones.

⁴² Se financian proyectos de generación de ERNC y de transmisión para acceso de ERNC al SIN. Los recursos para actividades de generación son reembolsables. Para transmisión se han empleado recursos no reembolsables y reembolsables de SREP para el financiamiento complementario para inversión no reembolsable para el Apoyo a la Integración de Honduras en el MER - GRT/SX-16864-HO y el préstamo Programa Nacional de Transmisión 4599/SX-HO.

⁴³ Bajo la CT “Programa para promover la inclusión de género en el sector de energía” (ATN/OC-16266-RG, ATN/OC-16267-RG), se financian, entre otros, los siguientes temas que tiene un impacto relevante en género y energía: apoyo en los usos productivos de la energía, y posible apoyo a la creación de un fondo productivo para instalar negocios de mujeres y jóvenes en las poblaciones miskitas especialmente a partir de los saberes ancestrales y culturales de las mujeres; formación técnica de mujeres jóvenes en el mantenimiento técnico de los sistemas; fortalecimiento del relacionamiento comunitario de la empresa por medio de acciones de eventos de comunicación y difusión del uso racional de la energía, del papel de las mujeres, hombres, niños en el uso racional de los recursos naturales.; apoyo a ENEE en temas rurales de zonas aisladas y con uso de renovables con enfoque de género.

⁴⁴ La micro-red de Guanaja se construirá en un terreno que será comprado por la ENEE y la de Brus Laguna en un terreno municipal que será transferido a nombre de la ENEE. En el caso específico de Brus Laguna, cuyo terreno pertenece al Municipio, la Corporación Municipal aprobó la donación del terreno para el desarrollo de la microgrid. Para el caso de Guanaja, terreno de propiedad privada, el OE con el apoyo del Instituto de la Propiedad – IP está realizando los trámites para la adquisición del terreno. Para la adquisición de terrenos se emplea el Reglamento de Organización y Funcionamiento de la Dirección Nacional de Bienes del Estado, Acuerdo Ejecutivo 226-2017. Se estima que los terrenos estén inscritos a nombre de la ENEE en este mes de noviembre 2018. Antes de adjudicar los contratos de obras respectivos, los terrenos de Guanaja y Brus Laguna serán adquiridos y de propiedad de la ENEE.

⁴⁵ CT de evaluación de recurso renovable en IB.

⁴⁶ El programa de KSP financia el desarrollo de los estudios de factibilidad para el uso de ER con sistemas de almacenamiento de energía en la Isla Guanaja.

- 1.36 Para la elaboración de diseños definitivos, construcción y puesta en marcha de micro-redes y sistemas individuales, el ejecutor realizará licitaciones de acuerdo con las políticas de adquisiciones del Banco. El ejecutor contratará operadores especializados para la gestión, O&M de las micro-redes, con base en lineamientos establecidos en la LGIE y resultados del Componente 2. Para la O&M de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios el ejecutor tiene previsto contratar empresas locales con una importante participación de mujeres. Solamente se financiarán aquellas obras que sean financieramente sostenibles y que tengan asegurado su O&M.
- 1.37 **Componente 2. Fortalecimiento de las capacidades de gestión. (US\$0,43 millones).** Se llevarán a cabo consultorías especializadas, talleres y programas de capacitación e intercambio de experiencias encaminadas a: (i) fomentar la participación comunitaria, en particular de mujeres, en la construcción, y O&M de los proyectos; (ii) identificar e incentivar la participación de empresas privadas en distribución y comercialización de energía; y (iii) fortalecer la capacidad operativa y financiera del FOSODE para la gestión y desarrollo de proyectos de electrificación rural a través del diseño, construcción y supervisión de micro-redes. Se financiará la dotación de herramientas especializadas para el diseño, supervisión y evaluación de experiencias de electrificación rural y capacitación en idiomas locales.
- 1.38 **Administración y evaluación (US\$0,26 millones).** Se financiará la contratación de consultorías para el desarrollo de actividades de supervisión, evaluación y auditoría del programa.
- 1.39 Los costos asociados a estas actividades, se detallan en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Costo Total del Programa

Categorías de inversión	US\$
Componente 1. Desarrollo de sistemas de generación eléctrica en lugares rurales aislados del sistema interconectado	5.730.000
Micro-redes en Guanaja y Brus laguna	5.300.000
Sistemas Fovoltaiacos Domiciliarios	430.000
Componente 2. Fortalecimiento de las capacidades de gestión	430.000
Diseño e Implementación de Modelos de gestión	40.000
Diseño e implementación de la Estrategia para la sostenibilidad financiera y social	110.000
Diseño e Implementación de la Estrategia de fortalecimiento del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico	170.000
Capacitación de Personal	110.000
Administración y evaluación	260.000
Supervisión	130.000
Evaluación y Auditoría	130.000
Total	6.420.000

C. Indicadores Clave de Resultados

- 1.40 El logro de los objetivos del programa se medirá tomando como referencia los indicadores y metas que se presentan en la Matriz de Resultados. El Cuadro 2. presenta los resultados esperados y sus indicadores.

Cuadro 2. Resultados Esperados e Indicadores

Impacto	Indicador
Acceso de electricidad a nivel nacional	Cobertura eléctrica
Factor de emisión de CO ₂ ponderado del sistema eléctrico	Emisiones de CO ₂ por unidad de energía producida
Resultados	Indicador
Cobertura de energía incrementada	Hogares beneficiados por generación eléctrica con ER en Guanaja ⁴⁷
	Hogares beneficiados por generación eléctrica con ER en Brus Laguna ⁴⁸
	Hogares beneficiados por generación eléctrica con ER en El Corpus
	Hogares beneficiados por generación eléctrica con ER en Concepción de María
Mejora de la sostenibilidad técnica, económica y social de sistemas de electrificación en lugares aislados	Energía anual facturada por consumo de los usuarios beneficiados por el programa
	Energía anual facturada por consumo de los usuarios beneficiados por el programa en Brus Laguna
	Gasto en electricidad a nivel residencial en Guanaja
	Gasto en electricidad a nivel residencial en Brus Laguna
	Gasto de energía a nivel residencial en El Corpus y Concepción de María
Capacidades de la ENEE para la gestión de proyectos de electrificación rural mejorada ⁴⁹	Plan de acceso de energía a nivel nacional incorporando el desarrollo de micredes

- 1.41 **Beneficiarios.** Serán beneficiarios directos del programa los habitantes de las cuatro poblaciones intervenidas y cuya distribución se presenta en el Cuadro 3.

Cuadro 3. Meta de Beneficiarios Directos

Departamento	Municipio	# de hogares	Población beneficiada
IB	Guanaja	1.195	4.398
Gracias a Dios	Brus Laguna	2.270	12.719
Choluteca	Concepción de María	350	1.750
Choluteca	El Corpus	300	1.500
Total		4.115	20.367

- 1.42 Se anticipa una mayor productividad en la actividad económica de las comunidades beneficiadas, dedicadas principalmente a la pesca. El acceso a electricidad 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, e impulso del desarrollo turístico.

⁴⁷ Al ser una región con una población predominantemente afrodescendiente de habla inglesa, en la medida de lo posible, se recolectarán datos desagregados de los hogares beneficiarios según raza/etnia.

⁴⁸ Al ser una región con una población predominantemente Miskita, en la medida de lo posible, se recolectarán datos desagregados de los hogares beneficiarios según raza/etnia.

⁴⁹ La ENEE ha desarrollado proyectos de electrificación rural convencional mediante extensión de red y apoyando soluciones individuales en zonas aisladas.

- 1.43 **Viabilidad técnica.** La investigación y desarrollo tecnológico han logrado reducir considerablemente los precios de la tecnología fotovoltaica, eólica, sistemas de almacenamiento de energía y sistemas de control (en conjunto denominado micro-redes) alcanzando niveles de paridad o inferiores a la energía térmica en lugares accesibles y se ha demostrado la viabilidad técnica y económica para sistemas aislados. Los diseños y cálculo de costos de los proyectos a financiar fueron realizados por consultorías financiadas con CTs (§1.19), revisados y actualizados por FOSODE. Para asegurar el cumplimiento de especificaciones técnicas, calidad, tiempo de construcción y presupuesto, la ENEE contratará una firma supervisora externa. El trabajo continuo en el sector y con el ejecutor (§1.23) ha permitido que la ENEE genere la experiencia tanto en la gestión fiduciaria, técnica, y ambiental así como de supervisión y monitoreo de las operaciones financiadas por el Banco y será un valioso aporte para la ejecución de la presente operación.
- 1.44 **Viabilidad institucional.** La ENEE tiene 60 años de experiencia en actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras y ha sido responsable, a través de su división de ingeniería y de FOSODE, del diseño, construcción y supervisión de obras de infraestructura eléctrica. La incorporación de la ENEE como actor estratégico en la ejecución de este programa dentro del contexto de su Plan Nacional de Electrificación Social y su eslogan “Caminando con Energía Hacia el Desarrollo Social de Honduras”, se alinea en el mandato definido en la LGIE de financiar proyectos de electrificación rural a través del FOSODE, administrado por la ENEE, el cual busca promover el acceso de electricidad a precios competitivos y con la calidad de servicio requerida.
- 1.45 **Evaluación económica.** La metodología de evaluación seguida es la del Análisis Costo-Efectividad, la cual asume que los beneficios son conocidos y deseados por la sociedad y que la opción a brindar debe ser justificada como la solución de menor costo frente a otras alternativas disponibles. El análisis se realizó para cada componente. Para el Componente 1 se compara el costo unitario (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) de las soluciones fotovoltaicas en micro-red, con una solución con base diésel. Se muestra que el costo de las soluciones fotovoltaicas en micro-red es entre 74,21% y 75,57% del costo de la solución diésel, evidenciando la ventaja de la propuesta⁵⁰.

Cuadro 4. Comparación de Costos Unitarios por Tecnología Componente 1

FV micro-red vs. diésel	
FV micro-red	US¢/kWh
Brus Laguna	48,24
Guanaja	34,08
Diésel	US¢/kWh
Brus Laguna	65,0
Guanaja (promedio)	45,0
FV micro-red vs. Diésel	%
Brus Laguna	74,21
Guanaja	75,57

⁵⁰ El promedio del costo unitario de electrificación mediante red está por encima de US\$8.000 para las localidades continentales. Para las localidades insulares no se considera técnicamente viable esta solución.

- 1.46 Para el Componente 2 se estableció que el costo por solución de US\$650 es bastante inferior al costo por medio de extensión de redes. El costo nivelado (LCOE) de la solución fotovoltaica domiciliaria (0,92 US¢/kWh) se comparó con el LCOE de una solución individual basada en gasolina (1,20 US¢/kWh). La comparación comprueba la ventaja en costo-eficiencia de la solución.
- 1.47 Para el análisis de sensibilidad se realizaron simulaciones a cambios variables claves y su impacto en el costo efectividad. En todos los casos se determinó la solidez de la inversión propuesta. El enlace de [Análisis Económico del Proyecto](#) presenta los supuestos, escenarios y resultados de la evaluación.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 **Estructura del financiamiento.** El programa se financiará a través de un préstamo de inversión no reembolsable, financiado con recursos del SREP del Fondo Estratégico sobre el Clima (SCX)⁵¹, administrado por el Banco como entidad implementadora del CIF. hasta por US\$6.420.000⁵². Los recursos serán desembolsados en cuatro años, de acuerdo al cronograma de desembolsos del Cuadro 5, detallado en el [Plan de Ejecución Plurianual \(PEP\)](#). El tiempo de ejecución fue determinado en función de experiencias similares en el desarrollo de microredes⁵³ de otros proyectos en la región y a las complejidades logísticas por la ejecución en lugares remotos.

Cuadro 5. Cronograma de Desembolsos (US\$)⁵⁴

Fuente	Año				Total
	1	2	3	4	
SREP	397.726	1.834.074	3.430.760	757.440	6.420.000
TOTAL	397.726	1.834.074	3.430.760	757.440	6.420.000
%	6,2	28,6	53,4	11,8	100

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.2 De conformidad con establecido en la política OP-703 de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias, el programa ha sido clasificado en Categoría “B”. Se prevé que este programa no generará impactos socio-ambientales negativos. Se espera que las soluciones de energía limpia que se van a financiar, replacen el uso de combustibles fósiles y de leña, reduciendo riesgos de contaminación de

⁵¹ En febrero de 2011, el Directorio Ejecutivo autorizó que el Banco sea una entidad implementadora del CIF para lo cual se suscribió el Acuerdo de Procedimientos Financieros con el Banco Mundial, como administrador del CIF. Mediante documento GN-2604-3 el Directorio Ejecutivo del Banco aprobó la creación del SCX en el Banco para la administración de estos recursos.

⁵² Aunque el sub comité del SREP del CIF aprobó en agosto de 2017 el uso de recursos para este programa, como parte del Plan de Inversiones del SREP para Honduras, aprobado por dicho subcomité, esta operación requirió un tiempo de preparación mas amplio para llevar a cabo el proceso de consultas significativas a las comunidades de incidencia de los proyectos, así como para avanzar en la adquisición de los terrenos para las micro-redes de los municipios y definición del responsable de la Operación y Mantenimiento.

⁵³ Sobre la base del intercambio de experiencias (§1.21) el ejecutor actualizó el PEP definiendo tiempos realistas para la ejecución de las actividades de LPI, preparación de terreno, construcción y puesta en marcha de la microred y entrenamiento.

⁵⁴ Calculado del Plan de Ejecución Plurianual.

suelo y cuerpos de agua, y la presión sobre los bosques. Asimismo, que se mejore la calidad de vida de los habitantes de escasos recursos en las áreas rurales a través del acceso a la electricidad, al abrir oportunidades de mejoras en la economía local por reducción de compra de combustibles, en el bienestar, comunicaciones y en productividad de los beneficiarios. Al momento se han producido Análisis Ambientales y Sociales junto con Planes de Gestión Ambiental y Social (PGAS) para cada uno de los cuatro sistemas aislados solares, los cuales incluyen mitigaciones para los impactos y riesgos medios identificados tal como: (i) dificultades de acceso a los sitios de desarrollo de los proyectos; y (ii) la correcta disposición de los paneles y baterías al final de su vida útil. Para mitigar el primer riesgo, el ejecutor realizará alianzas estratégicas con actores claves como las municipalidades y para mitigar el segundo riesgo se contratará los servicios de un agente certificado en la disposición final de baterías. Se han realizado consultas públicas significativas en las localidades de la Isla Guanaja, Brus Laguna, Concepción de María y El Corpus donde se construirán los proyectos. Debido a que la población en Brus Laguna y la Isla Guanaja es considerada como pueblo indígena bajo la Política OP-765 del BID, las consultas públicas fueron socioculturalmente adecuadas y se realizaron conforme lo estipulado en la política, asimismo se realizaron evaluaciones socioculturales en estas dos localidades.

- 2.3 Los AAS, PGAS y reportes de consulta se han publicado en la página virtual del Banco conforme lo que indica la política de acceso de la información OP-102.

C. Riesgos Fiduciarios

- 2.4 Se identificaron los siguientes riesgos fiduciarios medios: (i) el otorgamiento oportuno de exoneraciones fiscales; y (ii) limitada cantidad de empresas oferentes interesadas en participar en la licitación pública internacional. Para mitigar el primer riesgo, el ejecutor contratará un especialista para tramitar las exoneraciones fiscales y realizará una gestión oportuna en la Secretaría de Finanzas y el Servicio de Administración de Rentas. Para mitigar el segundo riesgo se realizará una amplia difusión del proyecto a nivel de talleres, embajadas y en revistas especializadas para asegurar la participación de oferentes especializados; de igual manera el contar con un esquema tarifario adecuado.

D. Otros Riesgos y temas claves del Proyecto

- 2.5 Se identificaron los siguientes riesgos medios: (i) retraso en la adquisición/transferencia de terrenos; (ii) insuficiente presupuesto para el desarrollo de los proyectos; y (iii) falta de experiencia del ejecutor en la ejecución de proyectos de electrificación con micro-redes. Para mitigar estos riesgos se implementarán las siguientes medidas: (i) elaboración y seguimiento de un plan de acción para la adquisición /transferencia de terrenos⁵⁵; (ii) contratación de un consultor de apoyo técnico para revisión de los diseños definitivos y presupuesto de los sistemas a ser implementados; y (iii) acompañamiento técnico del Banco a través de asistencias técnicas y supervisión del proyecto.
- 2.6 **Sostenibilidad.** Los costos de inversiones para desarrollar las obras de micro redes de ER (generación fotovoltaica más almacenamiento de energía) se financian mediante la donación del SREP. No se busca recuperar la donación que

⁵⁵ Incluye el trabajo que realiza el IP.

financiará las obras de generación, por lo que el único costo sería la reposición de baterías y otros componentes que se restituyan durante la vida útil del proyecto (25 años). Por lo tanto los costos asociados para dichas obras serán únicamente los costos de O&M. Los costos de O&M representan el 6,3% de la tarifa actual, la cual es más que suficiente para asegurar la O&M. Los costos para reposición de equipos principalmente baterías representan el 8,1% de la tarifa actual. Los activos de generación serán de propiedad de la ENEE pero para la O&M serán manejados por un operador privado que será contratado mediante una licitación pública internacional, de conformidad con lo establecido en la LGIE. La recaudación de ingresos por venta de energía será manejada por el operador privado. En tal virtud no se afectarán las finanzas de la ENEE.

- 2.7 La actualización del pliego tarifario (que están actualmente fijados con precio de diésel) para sistemas aislados, tomará en consideración las provisiones para recuperar los costos de O&M y reposición de equipos. La actualización de la legislación secundaria se financiará con recursos de la CT (¶1.22). Finalmente, durante el periodo de preparación del programa, se ha confirmado la viabilidad de atraer a firmas privadas para construir y operar las micro redes fotovoltaica, como se ha demostrado en la Isla vecina, Utila y debido al desarrollo de la tecnología solar en el país (¶1.16).

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 **Esquema de ejecución.** La responsabilidad de la ejecución, administración, monitoreo y evaluación del programa será de ENEE por intermedio de la Unidad Coordinadora de Proyecto (UCP) y con el apoyo de la Oficina de Electrificación Social de FOSODE. ENEE contratará una firma supervisora externa para la supervisión de obras.
- 3.2 La ENEE estará encargada de implementar y supervisar el programa, definir y aprobar los Planes Operativos Anuales (POA), proporcionar información que permita al Banco hacer monitoreo y evaluación de los resultados del programa (¶3.9), coordinar y gestionar los desembolsos y llevar los registros contables y financieros, incluyendo los estados financieros anuales requerido 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 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 18 meses de ejecución, al cual se le hará seguimiento, será ejecutado y actualizado a través de las herramientas acordadas con el Banco. El personal de la UCP podrá ser contratado en forma directa siempre que se trate de continuidad de servicios por un trabajo previo que el consultor ha desempeñado, para el cual el consultor fue seleccionado competitivamente en operaciones financiadas previamente por el Banco y ejecutadas por ENEE y con previa evaluación positiva de su desempeño, de conformidad con la Política de Adquisiciones del Banco GN-2350-9.

- 3.4 **Manual Operativo del Programa (MOP).** La ejecución del programa se regirá por las disposiciones contenidas en su MOP, previamente acordado con el Banco. 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, entre otros: (i) esquema detallado de ejecución y roles y responsabilidades institucionales y operativas de las entidades involucradas; (ii) criterios de selección de los beneficiarios de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios; (iii) normas y procedimientos para la selección y contratación de obras, bienes y servicios; (iv) estrategia de sostenibilidad de las inversiones: esquemas de pagos por servicio de electricidad, responsabilidades de mantenimiento, criterios de selección de gestores de las instalaciones; (v) normas 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, el cual constituirá un anexo del MOP.
- 3.5 **Será condición contractual especial previa al primer desembolso del financiamiento, que se haya aprobado y se encuentre en vigencia el MOP, en los términos acordados con el Banco.** Esta condición es necesaria para garantizar la adecuada ejecución del programa, teniendo en cuenta que la experiencia del Banco en la región indica que la aprobación del ROP previamente al primer desembolso contribuye a la organización interna del Organismo Ejecutor (OE) para la implementación de la operación.
- 3.6 **Condiciones contractuales especiales de ejecución:** (i) previo a que se adjudique la primera de las obras del Componente 1, el esquema tarifario para sistemas aislados con sistemas de ER debe estar aprobado por la CREE. La condición se justifica puesto que esto permitirá remunerar al operador de las microredes una tarifa por tipo de cliente que asegure la sostenibilidad técnica y financiera del proyecto citados en ¶2.6 y ¶2.7.
- 3.7 **Gestión financiera.** La ENEE, a través de la UCP, será responsable de la gestión financiera y presentará estados financieros auditados del financiamiento del BID, 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.

B. Resumen de los Arreglos para el Seguimiento de Resultados

- 3.8 **Monitoreo y evaluación.** El programa cuenta con un [Plan de Monitoreo y Evaluación](#). El esquema de monitoreo 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, POA y Matriz de Riesgos; 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.

- 3.9 El Plan de Monitoreo y Evaluación incluye los mecanismos de evaluación del programa, 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, cuyo informe será presentado a los 60 días, una vez desembolsado y justificado el 50% de los recursos del proyecto, o a los 24 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; y (ii) una evaluación final, a más tardar 90 días antes de la fecha del último desembolso, cuyo Informe de Terminación del Proyecto deberá presentarse a más tardar 90 días después de la justificación final de desembolsos del financiamiento, la cual incluirá el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados, un análisis costo-beneficio ex post, el desempeño del ejecutor, factores que incidieron en la implementación, y recomendaciones para futuras operaciones.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID	Sí	
Retos Regionales y Temas Transversales	-Inclusión Social e Igualdad -Productividad e Innovación -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental -Capacidad Institucional y Estado de Derecho	
Indicadores de desarrollo de países	-Tiempos de procesamiento del comercio internacional de bienes y servicios por parte de las agencias públicas responsables * -Capacidad de generación de energía instalada de fuentes de energía renovable (%)* -Hogares con acceso Nuevo o mejorado al suministro de electricidad (#)* -Lineas de transmisión y distribución de electricidad instaladas o mejoradas (km)*	
2. Objetivos de desarrollo del país	Sí	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2796-1	Mejorar la eficiencia, la calidad del servicio eléctrico y diversificar la matriz de generación; e Incrementar al acceso al servicio de electricidad.
Matriz de resultados del programa de país		
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		
3. Evaluación basada en pruebas y solución		Evaluable
3.1 Diagnóstico del Programa		6.6
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		2.4
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		1.7
4. Análisis económico ex ante		2.5
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, o resultados clave identificados para ACE		7.6
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados		2.2
4.3 Supuestos Razonables		3.3
4.4 Análisis de Sensibilidad		0.0
4.5 Consistencia con la matriz de resultados		2.2
5. Evaluación y seguimiento		0.0
5.1 Mecanismos de Monitoreo		7.9
5.2 Plan de Evaluación		2.5
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad		Medio
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad		Sí
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales		Sí
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación		Sí
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales		B
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Sí	Administración financiera: Contabilidad y emisión de informes
No-Fiduciarios	Sí	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		

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

Este proyecto tiene como objetivo apoyar el incremento de la cobertura eléctrica en las zonas rurales de Honduras, por medio de la implementación de proyectos de generación de energía renovable descentralizada y distribuida en micro-redes. En particular, el proyecto está estructurado en dos componentes: i) Desarrollo de sistemas de generación eléctrica en lugares aislados del sistema interconectado, y ii) fortalecimiento de capacidades de gestión del sector eléctrico del país. El proyecto se encuentra alineado con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 y con los desafíos de Productividad e Innovación e Inclusión Social e Igualdad. Asimismo, el proyecto está alineado con los temas transversales de Capacidad Institucional y Estado de Derecho, así como con Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental. El diagnóstico del programa dimensiona de manera adecuada la situación del sector eléctrico rural en el país. En particular, se identifica a la falta de cobertura eléctrica como el problema principal y se describen los principales factores que han contribuido a este problema, en particular, se hace mención de la carencia de oferta de servicio eléctrico en zonas aisladas combinado con altos costos por el servicio, así como la falta de capacidades institucionales y fiscales dentro del ENEE (Empresa Nacional de Energía Eléctrica). La identificación de la población beneficiaria, sin embargo, no es clara. El Anexo EEO#6 describe la metodología que se llevó a cabo para la selección de los distintos departamentos y municipios intervenidos. Si bien se presentan las distintas ponderaciones empleadas para la selección de sitios, los criterios parecen ad hoc. No es claro, por ejemplo, por qué el costo de energía tiene casi la misma ponderación que las oportunidades de emprendimiento en las regiones. Aunado a esto, falta información sobre cuáles fueron los criterios que se utilizaron para excluir a Puerto Lempira y a la Isla Útila del proyecto. Por otro lado, ni el POD ni sus anexos presentan evidencia rigurosa acerca de la efectividad de este tipo de programas y sus efectos en la reducción de los costos de energía en los distintos municipios o bien en la reducción de emisiones de CO2. Tampoco se presenta evidencia sobre la sostenibilidad de intervenciones similares en contextos como el de Honduras. En cuanto a la matriz de resultados ésta refleja la lógica vertical descrita en el POD en términos de productos, resultados e impactos. Sin embargo, los indicadores de resultados relativos al gasto de electricidad en los cuatro municipios a intervenir no cuentan con una meta anual definida. El resto de los indicadores en la matriz de resultados cumple con los criterios de SMART, e incluyen las fuentes y medios de verificación que se usarán para medirlos. Para el análisis económico, el proyecto propone un análisis costo-efectividad. En este sentido, se hace una comparación del costo unitario por usuario entre la alternativa a implementar y una con base en diesel. Para ello, se consideran algunos supuestos que si bien parecen razonables no están respaldados por referencias o fuentes documentales. Además, tampoco es posible determinar cómo se alcanzarán las metas de los distintos indicadores de resultados (tanto para la cobertura de energía como para la mejora de sostenibilidad técnica, económica y social de sistemas de electrificación rural en lugares aislados) a partir de los valores planteados en la línea base. Finalmente, el programa no plantea una evaluación de impacto para medir los impactos causales del programa. Se prevé una evaluación intermedia y una evaluación final para medir los resultados alcanzados usando la metodología de antes y después. Sin embargo, no se presentan las fuentes exactas para la recolección de datos ni tampoco los tiempos o el cronograma para la recolección de los mismos.

MATRIZ DE RESULTADOS

Objetivo del Proyecto	El objetivo general del programa es apoyar al incremento de la cobertura eléctrica en Honduras, mediante la implementación de proyectos de generación de energía renovable descentralizada y distribuida en micro-redes. Los objetivos específicos son: (i) incremento al acceso de electricidad en poblaciones aisladas y que no cuentan con el servicio; (ii) reducir el costo de la energía eléctrica a poblaciones que cuentan con suministro eléctrico basado en micro-redes con generación diésel; y (iii) desarrollar capacidades institucionales del sector para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de estos proyectos.
------------------------------	---

	Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base 2017	Meta Final 2022	Comentarios/ Medios de Verificación
Acceso de electricidad a nivel nacional	Cobertura eléctrica	%	77,21%	87%	Gerencia de planificación de la ENEE
Factor de emisión de CO ₂ ponderado del sistema eléctrico	Emisiones de CO ₂ por unidad de energía producida	Ton CO ₂ / MWh	0,53	0,4	Gerencia de planificación de la ENEE

RESULTADOS									
Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Final del Proyecto	Comentarios/ Medios de Verificación
Resultado 1: Cobertura de energía incrementada									
Hogares beneficiados por generación eléctrica con energía renovable en Guanaja ¹	#	0	2017	0	0	1.195	0	1.195	Informes Semestrales de Seguimiento ENEE
Hogares beneficiados por generación eléctrica con energía renovable en Brus Laguna ²	#	0	2017	0	0	0	2.270	2.270	
Hogares beneficiados por generación eléctrica con energía renovable en El Corpus	#	0	2017	0	300	0	0	300	
Hogares beneficiados por generación eléctrica con energía renovable en Concepción de María	#	0	2017	0	350	0	0	350	

¹ Al ser una región con una población predominantemente afrodescendientes de habla inglesa, en la medida de lo posible, se recolectarán datos desagregados de los hogares beneficiarios según raza/etnia.

² Al ser una región con una población predominantemente Miskita, en la medida de lo posible, se recolectarán datos desagregados de los hogares beneficiarios según raza/etnia.

RESULTADOS									
Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Final del Proyecto	Comentarios/ Medios de Verificación
Resultado 2: Mejora de la sostenibilidad técnica, económica y social de sistemas de electrificación en lugares aislados									
Energía anual facturada por consumo de los usuarios beneficiados por el programa en Guanaja	MWh/año	0	2017	-	-	1.300	-	1.300	Informes Semestrales de Seguimiento ENEE
Energía anual facturada por consumo de los usuarios beneficiados por el programa en Brus Laguna	MWh/año	0	2017	-	-	-	850	850	
Gasto en electricidad a nivel residencial en Guanaja	Lemp/kWh	11	2017	-	-	*	-	*	Informes Semestrales de Seguimiento ENEE. El cálculo de tarifa se determinará de conformidad a estudios componente 2. La línea base parte de valores de generación térmica empleando diésel año 2017
Gasto en electricidad a nivel residencial en Brus Laguna	Lemp/kWh	> 16	2017	-	-	*	-	*	Informes Semestrales de Seguimiento ENEE. El cálculo de tarifa se determinará de conformidad a estudios componente 2. La línea base parte de valores de generación térmica empleando en Puerto lempira, con generación a diésel año 2017
Gasto de energía a nivel residencial en El Corpus y Concepción de María	Lemp/kWh	3,85	2017	-	-	*	-	*	Informes Semestrales de Seguimiento ENEE. El cálculo de tarifa se determinará de conformidad a estudios componente 2
Resultado 3: Capacidades de la ENEE para la gestión de proyectos de electrificación rural mejorada									
Plan de acceso de energía a nivel nacional incorporando el desarrollo de micredes	Informe	0	2017	-	-	1	-	1	Reporte del plan de acceso de energía a nivel nacional

* A ser determinado en función del cálculo de tarifa.

Producto	Unidad de Medida	Costo (US\$)	Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Final del Proyecto	Comentarios/ Medios de Verificación
Componente 1. Desarrollo de sistemas de generación eléctrica en lugares rurales aislados del sistema interconectado									
Planta solar fotovoltaica en la Isla de Guanaja, construida y operando	Planta	2.750.000	0	0	0	1	0	1	Informes Semestrales de Seguimiento ENEE
Planta solar fotovoltaica en el municipio de Brus Laguna, construida y operando	Planta	2.550.000	0	0	0	0	1	1	
Sistemas fotovoltaicos domiciliarios en los municipios de El Corpus y Concepción de María, instalados y operando	Sistema	410.000	0	0	650	0	0	650	
Comité conformado para el apoyo a la sostenibilidad técnica, económica y social en el Corpus y Concepción de María	Comité	20.000	0	0	2	0	0	2	
Componente 2. Fortalecimiento de las capacidades de gestión.									
Modelos de gestión diseñados e implementados	Modelo	40.000	0	1	2	0	0	3	Informes Semestrales de Seguimiento ENEE
Estrategia para la sostenibilidad financiera y social diseñada e implementada ³⁴	Estrategia	110.000	0	0	1	1	0	2	
Estrategia de fortalecimiento del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico diseñada e implementada	Estrategia	170.000	0	0	1	0	0	1	
Personal capacitado en la planificación y desarrollo de microrredes con energía renovables	Individuos	110.000	0	6	6	6	6	24	

³ Este Producto incluye la elaboración de una estrategia de participación femenina en la construcción, operación y supervisión de proyectos de sistemas de generación eléctrica (fotovoltaico) en lugares aislados

⁴ La estrategia incluirá un plan de capacitación de al menos 25 mujeres en temas de construcción, operación y supervisión de los proyectos de generación eléctrica en lugares aislados.

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

País:	Honduras
Proyecto:	HO-G1247 Programa de Electrificación Rural en Lugares Aislados
Organismo Ejecutor (OE):	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
Equipo fiduciario:	Nadia Rauschert (Gestión Financiera FMP/CHO); Maria Cecilia Del Puerto Correa (Adquisiciones FMP/CHO)

I. RESUMEN EJECUTIVO

- 1.1 Los últimos diagnósticos en Honduras en materia de gestión financiera reflejan avances importantes hacia buenas prácticas y estándares internacionales, principalmente en la modernización del marco institucional y la integración de los sistemas de presupuesto, tesorería y contabilidad gubernamental en el Sistema de Administración Financiera (SIAFI).
- 1.2 Con relación al sistema de contratación pública, el país presenta fortalezas identificadas en el diagnóstico MAPS/OECD 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 los estándares que permiten al Banco utilizar el sistema nacional en las operaciones que financia.
- 1.3 La presente operación corresponde a un *Investment Grant* cuyo beneficiario es la República de Honduras a través de la ENEE como OE, por un monto de US\$6,42 millones.

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 2.2 La ENEE tiene experiencia en la ejecución de proyectos con el Banco y cuenta con un equipo capacitado en materia fiduciaria. Los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios establecidos para el presente programa se fundamentan en los antecedentes de la ENEE como unidad ejecutora de los préstamos 1584/SF-HO (cerrada), 2016/BL-HO (cerrada), 3103/BL-HO (en etapa de cierre) y 3435/BL-HO (en ejecución). Asimismo, se tomó como insumos el análisis de riesgos siguiendo la metodología GRP realizado en mayo del corriente.

III. SISTEMAS NACIONALES

- 3.1 En cuanto a los Sistemas Nacionales, o sus equivalentes, que utilizaría en esta operación, son los siguientes:
 - a. **Presupuesto:** los recursos presupuestales de esta operación se considerarán en la Ley General de Presupuesto de 2018 y siguientes.
 - b. **Tesorería:** para manejar los recursos del programa se habilitará una cuenta especial en el Banco Central de Honduras, cuenta que forma parte de la Cuenta Única del Tesoro.

- c. **Contabilidad y reportes financieros:** la ENEE tiene implementado el SIAFI y utiliza el módulo UEPEX para la registración y emisión de los reportes de las operaciones que ejecuta con financiamiento externo.

IV. ADQUISICIONES

- 4.1 La ENEE cuenta con la experiencia necesaria en la publicación de los procesos de adquisiciones financiados por el Banco en HONDUCOMPRAS, sitio oficial del Estado para difundir las oportunidades de compras y contrataciones del Estado. Adicionalmente, utiliza los documentos estándar de licitación pública nacional y los documentos de comparación de precios, ambos para la adquisición de bienes y obras, acordados por el Banco con la Oficina Normativa de Contratación y Adquisiciones del Estado (ONCAE).

V. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 5.1 Se identificaron los siguientes riesgos fiduciarios medios: (i) el otorgamiento oportuno de exoneraciones fiscales; y (ii) limitada cantidad de empresas oferentes interesadas en participar en la licitación pública internacional. Para mitigar el primer riesgo, el ejecutor contratará un especialista para tramitar las exoneraciones fiscales y realizará una gestión oportuna en la Secretaría de Finanzas y el Servicio de Administración de Rentas. Para mitigar el segundo riesgo se realizará una amplia difusión del proyecto a nivel de talleres, embajadas y en revistas especializadas para asegurar la participación de oferentes especializados; de igual manera el contar con un esquema tarifario adecuado.
- 5.2 Asimismo, en el área de adquisiciones, los riesgos identificados serán mitigados a través de la ejecución de la operación por la UCP de la ENEE, que tiene demostrada capacidad para realizar compras bajo los procedimientos del BID, siempre y cuando el personal especializado que actualmente forma parte de la UCP se mantenga para esta nueva operación, o en su caso, fuera sustituido por personal de similar o mayor capacidad. Se implementará un sistema de seguimiento y monitoreo que abarcará la planificación de las adquisiciones requeridas para el proyecto mediante el uso del Sistema de Ejecución del PA acordado con el Banco, o cuando corresponda, por el sistema que estuviera vigente. La ejecución eficiente requerirá de un exhaustivo seguimiento por parte de la UCP a las fechas acordadas con los departamentos técnicos de la ENEE, encargados de la elaboración de los documentos técnicos para el suministro de éstos con la calidad requerida, de modo a mitigar los posibles atrasos en los procesos.

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

- 6.1 A continuación se destacan los acuerdos y requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales del Contrato de Financiamiento de Inversión No reembolsable:

- a. **Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento:** A solicitud de la Secretaría de Finanzas, que haya entrado en vigencia un convenio subsidiario entre el beneficiario 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.
- b. **Tipo de cambio acordado con el OE para la rendición de cuentas.** El OE informó que utilizará 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 en favor del contratista o proveedor.
- c. **Justificación de gastos.** el OE no vislumbra dificultades para alcanzar el 80% de los saldos anticipados.
- d. **Estados financieros y otros informes auditados.** El OE deberá presentar estados financieros auditados anuales del proyecto dentro del plazo de 120 días siguientes al cierre de cada ejercicio económico y un Estado Financiero Final dentro de los 120 días siguientes a la fecha vigente para el último desembolso. Los informes serán auditados por una firma de auditoría elegible para el Banco o en su defecto, por el Tribunal Superior de Cuentas.

VII. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES

- 7.1 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

- 7.2 La ENEE, a través de la UCP, será la encargada de llevar a cabo los procesos de selección, licitación, contratación, supervisión y recepción de las contrataciones necesarias para la ejecución del programa, 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 y de no consultoría requeridos para llevar a cabo el programa; (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 programa, empleando el sistema de ejecución y seguimiento que determine el Banco, tanto para planificar las contrataciones a realizar 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. 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.

- 7.3 **Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría.** Los contratos de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría¹ 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 Licitación Pública Nacional se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco y publicados en el sitio web de la ONCAE www.honducopras.hn.
- 7.4 **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.
- 7.5 **Selección de los consultores individuales.** A criterio del OE, la contratación de consultores individuales se podrá solicitar mediante anuncios locales o internacionales, a fin de conformar una lista corta de individuos calificados. Los consultores contratados para asistir al OE para implementar las operaciones 1584/SF-HO, 2016/BL-HO, 3435/BL-HO y 3103/BL-HO podrán ser contratados con fondos de la presente operación de forma directa por continuidad de sus servicios prestados en las operaciones mencionadas, por todo el periodo de su ejecución y con requerimiento de una sola No Objeción inicial, siempre que la contratación original haya sido el resultado de un proceso competitivo de selección.
- 7.6 **Adquisiciones Anticipadas.** La operación no prevé adquisiciones anticipadas.
- 7.7 **Preferencia Nacional.** No se considerará la inclusión de la preferencia nacional.
- 7.8 **Otros.** El MOP contendrá los detalles relativos al mecanismo e instrumentos de ejecución del programa, así como flujos internos de trámite y aprobación en la ENEE, con el objetivo de dar claridad y certeza a la operatividad y seguimiento oportuno a los procesos.

B. Montos Límites

- 7.9 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. 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.

¹ 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.

C. Adquisiciones Principales

- 7.10 La ENEE será responsable de la preparación del PA^{2,3}, 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 detallan a continuación:

Cuadro 1: Adquisiciones Principales

Actividad	Tipo de Proceso	Fecha Estimada	Monto Estimado US\$
Obras			
Contratación de Obras Sistemas de generación con ER (fotovoltaica), en Brus Laguna y Guanaja	LPI	31/07/2020	5.200.000
Firmas Consultoras⁴			
Capacitación a ENEE en diseño, construcción, supervisión y gestión de proyectos de microredes	SCC	05/03/2019	70.000
Bienes			
Contratación de Bienes con Servicios Conexos para Sistemas fotovoltaicos domiciliarios en El Corpus y Concepción de María.	LPI	10/09/2019	410.000

* Para acceder al PA de los primeros 18 meses PA¹⁸, haga clic [aquí⁵](#).

D. Supervisión de Adquisiciones

- 7.11 De acuerdo al análisis de riesgo fiduciario en adquisiciones, el método de supervisión será combinación de ex post y ex ante de acuerdo a lo establecido en el PA.
- 7.12 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. Las reconstrucciones o ampliaciones de contrato de consultores individuales no requerirán más No Objeción que la otorgada al primer contrato consecuente de un proceso competitivo.

E. Disposiciones Especiales

- 7.13 **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).
- 7.14 **Otros procedimientos especiales.** El Banco podrá cambiar, a su discreción, el esquema de supervisión de adquisiciones, basado en la experiencia de la

² Políticas (GN-2349-9) ¶1.16. y (GN-2350-9) ¶1.23. El Prestatario debe preparar y, antes de las negociaciones del financiamiento de inversión no reembolsable someter al Banco para su aprobación, un PA aceptable para el Banco para el periodo inicial de por lo menos 18 meses.

³ Ver Guía para la preparación y aplicación del PA¹⁸.

⁴ En Servicios de Consultoría, significa la integración de la lista corta por firmas de diversas nacionalidades. Ver Política GN-2350-9 ¶2.6.

ejecución y las actualizaciones de capacidad institucional realizada, o las visitas fiduciarias que se llevarán a cabo.

F. Registros y Archivos

- 7.15 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.

VIII. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA GESTIÓN FINANCIERA

- 8.1 **Programación y presupuesto.** Se revisará en forma anual la asignación presupuestaria de los recursos del programa.
- 8.2 **Contabilidad y sistemas de información.** Para los informes financieros y rendición de cuentas de los proyectos que el Banco financia, se utilizará el Módulo SIAFI/UEPEX. Honduras se encuentra en proceso de implementación de las Normas Internacionales de Contabilidad para el Sector Público, con base en las disposiciones del Artículo 96, Numeral 1 de la Ley Orgánica de Presupuesto que establece que los planes y manuales contables deben estar en armonía con las Normas Internacionales de Contabilidad aplicables al Sector Público.
- 8.3 **Desembolsos y flujo de caja.** Se desembolsará principalmente en base a Anticipos de Fondos respaldados por una programación financiera no mayor a seis meses.
- 8.4 **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. En este caso particular, el OE desarrollará sus funciones fiduciarias con el apoyo de la UCP constituida para tales fines, en el marco de las operaciones financiadas por el Banco en este sector y de conformidad con el MOP vigente por el OE.
- 8.5 **Plan de supervisión Financiera.** El Banco supervisará la gestión financiera del programa, dando seguimiento a las acciones a ser tomadas por 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.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/18

Honduras. Financiamiento No Reembolsable para Inversión GRT/___ - _____ -HO
Programa de Electrificación Rural en Lugares Aislados

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco Interamericano de Desarrollo, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco como entidad implementadora del Fondo Estratégico sobre el Clima (SCX), formalice el convenio o los convenios que sean necesarios con la República de Honduras, como Beneficiario, para otorgarle un financiamiento no reembolsable para inversión hasta por la suma de US\$6.420.000 con cargo a los recursos del Programa de Impulso a las Energías Renovables en Países de Bajos Ingresos (SREP) del SCX, y adopte las demás medidas necesarias para la ejecución de la propuesta de proyecto contenida en el documento PR-[___].

(Aprobada el ___ de _____ de 2018)

Programa de Electrificación Rural en Lugares Aislados

HO-G1247

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\$6.420.000** confirmado por Goritza Ninova (ORP/GCM), 20 de septiembre de 2018.

Certificado por:	Original Firmado	10/26/2018
	Sonia M. Rivera	Fecha
	Jefe	
	Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento	
	ORP/GCM	