

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

REPÚBLICA DOMINICANA

PROGRAMA DE EXPANSIÓN DE REDES Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN

(DR-L1128)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Jorge Mercado (ENE/CDR), Jefe de Equipo; Hector Baldivieso (ENE/CNI) Co-Jefe de Equipo; Odile I. Johnson, Stephanie Suber, Cecilia Seminario y Jeanette Bonifaz (INE/ENE); Sisi Larrea (INE/INE); Yamille Morillo (ENE/CDR); Denise Salabie (VPC/FMP); Romina Kirkagacli (VPC/FMP); Roberto Leal (VPS/ESG); Cristina Landázuri (LEG/SGO); y Joaquín Zentner (CID/CDR).

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 PROGRAMA Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A. Antecedentes, Problemática y Justificación	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	11
C. Indicadores Claves de Resultados.....	13
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	14
A. Instrumentos de Financiamiento	14
B. Riesgos Ambientales y Sociales	16
C. Otros Riesgos.....	17
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....	18
A. Resumen de los Arreglos de Implementación.....	18
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo 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. [Justificación del Programa con la PSP \(GN-2716-6\)](#)
3. [Análisis de Género y Propuesta de Apoyo](#)
4. [Estudio para Elaboración de un Plan Maestro para la Expansión del Sistema de Distribución y Estudio de Pérdidas de las Tres Distribuidoras Estatales Dominicanas](#)
5. [Manual Operativo del Programa \(MOP\)](#)
6. [Filtro de Política de Salvaguardias \(SPF\)](#) y [Formulario de Evaluación de Salvaguardia para la Clasificación de Proyectos \(SSF\)](#)

ABREVIATURAS	
AAS	Análisis Ambiental y Social
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CT	Cooperación Técnica
EAS	Estudios Ambientales y Sociales
EBP	Estrategia del Banco con el País
EDE	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EDEESTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A.
EDENORTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte S.A.
EDESUR	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A.
EGE Haina	Energía de Potencia de Desarrollo
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
END 2030	Estrategia Nacional de Desarrollo 2030
GRD	Gobierno de la República Dominicana
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
IPPs	Productoras Independientes de Energía
km	Kilómetros
LAC	Latinoamérica y El Caribe
M&E	Plan de Monitoreo y Evaluación
MGAS	Marco de Gestión Ambiental y Social
MH	Ministerio de Hacienda
MOP	Manual Operativo del Programa
MVA	Megavoltio-Amperio
OE	Organismo Ejecutor
OFID	Fondo de la OPEP para Desarrollo Internacional
PA	Plan de Adquisiciones
PCB	Bifenilo Policlorado
PIB	Producto Interno Bruto
PMESD	Plan Maestro para la Expansión del Sistema de Distribución
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
RSE	Unidad de Responsabilidad Social Empresarial
SAIDI	Tiempo Promedio Anual de Interrupción por Usuario
SAIFI	Frecuencia Media Anual de Interrupción por Usuario
TIR-E	Tasa Interna de Retorno Económica
TIR-F	Tasa Interna de Retorno Financiera
UEP	Unidad Ejecutora de Proyecto
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América
VAN-E	Valor actual Neto Económico
VAN-F	Valor actual Neto Financiero

RESUMEN DEL PROYECTO
REPÚBLICA DOMINICANA
PROGRAMA DE EXPANSIÓN DE REDES Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS ELÉCTRICAS EN
DISTRIBUCIÓN
(DR-L1128)

Términos y Condiciones Financieras				
Prestatario: República Dominicana			Facilidad de Financiamiento Flexible^(a)	
			Plazo de amortización:	25 años
Organismo Ejecutor (OE): Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)			Período de desembolso:	4 años
			Período de gracia:	5,5 años ^(b)
Fuente	Monto (US\$)	%	Tasa de interés:	Basada en LIBOR
BID (Capital Ordinario):	155.000.000	100	Comisión de crédito:	^(c)
			Comisión de inspección y vigilancia:	^(c)
			Vida Promedio Ponderada (VPP):	15,24 años ^(d)
Total:	155.000.000	100	Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos de América (US\$)
Esquema del Programa				
Objetivo del programa/descripción: El objetivo general del programa es aumentar la eficiencia operativa (reducción de pérdidas técnicas, mayor continuidad y calidad del abastecimiento) y la capacidad para atender el crecimiento de la demanda en el sistema de distribución eléctrica de Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (EDESUR), a través de la renovación y adición de infraestructura en condiciones financieras y ambientalmente sostenibles. El objetivo específico es apoyar en la implementación en EDESUR de la primera etapa del Plan Maestro para la Expansión del Sistema de Distribución (PMESD).				
Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento: Serán condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso: (i) que la Unidad de Ejecución de Proyectos (UEP) existente en la CDEEE sea reforzada, mediante la contratación de un especialista técnico en subestaciones, y del especialista ambiental y social mencionados en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) ; todos dedicados a las actividades del programa; y (ii) que se haya aprobado y se encuentre en vigencia el Manual Operativo del Programa (MOP) , en los términos previamente acordados con el Banco (¶3.4). Ver otras condiciones en el Anexo III – Acuerdos y Requisitos Fiduciarios.				
Condiciones contractuales especiales de ejecución: Ver condiciones contractuales especiales ambientales y sociales en el Anexo B del IGAS .				
Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna.				
Alineación Estratégica				
Desafíos^(e):	SI <input type="checkbox"/>	PI <input checked="" type="checkbox"/>	EI <input type="checkbox"/>	
Temas Transversales^(f):	GD <input checked="" type="checkbox"/>	CC <input checked="" type="checkbox"/>	IC <input type="checkbox"/>	

- ^(a) Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (documento FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.
- ^(b) Bajo las opciones de reembolso flexible de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF), cambios en el periodo de gracia son posibles siempre que la Vida Promedio Ponderada (VPP) Original del préstamo y la última fecha de pago, documentadas en el contrato de préstamo, no sean excedidas.
- ^(c) La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.
- ^(d) La VPP original del préstamo podrá ser menor dependiendo de la fecha de firma del contrato de préstamo.
- ^(e) SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- ^(f) GD (Igualdad de Género y Diversidad); CC (Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

I. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **Situación macroeconómica y fiscal.** República Dominicana tiene una economía pequeña y muy vulnerable a choques externos y desastres naturales¹. Durante la última década², el país ha registrado un crecimiento económico de 4,9% en términos reales, por encima del promedio de América Latina y el Caribe de 2,1%. El 2017 cerró con un crecimiento acumulado de 4,6%, por debajo de las estimaciones oficiales de 5,5%. Este comportamiento fue producido principalmente por una caída de la inversión y por un freno significativo del gasto público de capital. El crecimiento se ha recuperado en 2018, impulsado por las medidas de flexibilización monetaria tomadas en 2017, una mayor ejecución fiscal y el aumento de la demanda externa que supone la recuperación económica en Estados Unidos, el principal socio comercial del país. Las proyecciones del gobierno estiman que la economía dominicana alcanzará un crecimiento de 5,5% del Producto Interno Bruto (PIB) real en 2018, y un promedio de 5,0% entre 2019 y 2022³.
- 1.2 Sin embargo, el proceso de consolidación fiscal iniciado en 2012 se encuentra actualmente estancado. El déficit del sector público consolidado alcanzó 4,4% del PIB en 2017 (4,2% en 2016), lo que llevó a la deuda pública consolidada a un nivel de 48,9% del PIB al final del año. Una de las mayores fuentes de presión fiscal es el sector eléctrico. Entre 2000-2017, el déficit promedio del sector eléctrico fue 1,1% del PIB. La reducción de los precios internacionales del petróleo ha significado una disminución en el monto de las transferencias corrientes hasta 0,5% del PIB en 2017. No obstante, el aumento de los precios del petróleo registrado durante el primer semestre de 2018 estaría reversando este efecto, generando una mayor presión sobre las cuentas fiscales.
- 1.3 **El sector eléctrico.** Las principales características del sector eléctrico dominicano a diciembre de 2017 son: (i) capacidad instalada de generación de 3.703 Megavatios; (ii) demanda máxima anual de 2.219 MW; (iii) matriz de generación conformada por: 40,0% combustibles líquidos⁴, 30,1% gas natural, 13,3% generación hidráulica, 13,2% carbón y 3,3% renovables no convencionales (eólica y solar); (iv) sistema que abastece el 85,4% de la demanda, con una disponibilidad promedio del servicio del 87,81%; (v) modelo tarifario que no ha reflejado adecuadamente los costos incurridos en la prestación del servicio, en particular durante el periodo 2008–2014⁵; (vi) subsidios generalizados que benefician al 90% de los clientes residenciales y al 50% de los clientes

¹ Irma y María, dos huracanes de Categoría cinco, pasaron cerca del país en septiembre 2017, dejando daños económicos en regiones productivas.

² Período 2008-2017, según datos del *World Economic Outlook* (abril 2018).

³ MEPyD, *Marco Macroeconómico 2018-2020* (junio 2018).

⁴ Este porcentaje sería menor de no haberse producido la caída importante en los precios del petróleo a partir de 2014, lo cual ha retrasado la salida de operación de la capacidad instalada menos eficiente que opera con combustibles derivados del petróleo y participa en el mercado mayorista de energía eléctrica.

⁵ Bajo un escenario de altos precios de los combustibles importados utilizados por cerca del 85% de la capacidad de generación instalada.

comerciales; y (vii) déficits operativos originados por niveles altos de pérdidas totales de electricidad, superiores al 30%⁶ promedio anual en la última década, originadas en gran medida por problemas de gestión comercial (incluyendo mala gestión de cobro), elevados gastos operativos de las EDE (US\$352,4 millones) y por conexiones informales que se estiman del orden de 22% de la base de usuarios⁷. Pese a que el sistema eléctrico dominicano tiene una capacidad de generación por encima de su demanda, por razones operativas y financieras, en circuitos con altos niveles de pérdidas, se producen en promedio entre ocho y 12 horas diarias de interrupciones programadas. La calidad y el costo del suministro eléctrico afectan la competitividad del país⁸, para el caso de las MiPyMEs.

- 1.4 A 2017 se han logrado avances modestos en la reducción de pérdidas totales de energía, debido principalmente a que, además de un financiamiento limitado para llevar a cabo las inversiones planeadas (reducción de pérdidas técnicas), la gestión comercial de las EDE ha sido insuficiente⁹. El Banco, junto al apoyo de otros cooperantes¹⁰, viene apoyando al gobierno en el Programa de Modernización de Redes de Distribución y Reducción de Perdidas Eléctricas. La primera fase de dicho plan (préstamo 3182/OC-DR), comenzó su implementación en 2010 con una asignación presupuestaria que alcanzó para intervenir el 10% de los circuitos del sistema. En coordinación con las otras instituciones multilaterales, el Banco, mediante la presente operación, espera acompañar al gobierno en la implementación de una segunda fase, fundamentalmente para concluir: (i) rehabilitación de redes de baja tensión, para mejorar la eficiencia de la distribución eléctrica en el país; y (ii) micro y macro medición para optimizar la operación comercial de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDE). La meta del programa es situar las pérdidas totales en un nivel igual o inferior al 15%^{11,12}.
- 1.5 **Marco regulatorio e institucional del sector.** El marco legal, regulatorio e institucional del sector eléctrico está definido por la [Ley General de Electricidad 125-01](#) de 2001, la cual eliminó la integración vertical y la capacidad de atraer inversión privada para facilitar el desarrollo de nuevas inversiones en generación, transmisión y distribución.
- 1.6 Los principales actores del sector son: (i) Ministerio de Energía y Minas, creado en 2013, mediante Ley 100-13, como responsable de formular y administrar la política energética y minera; (ii) Superintendencia de Electricidad, órgano

⁶ Cada punto de pérdidas eléctrica equivale a US\$22 millones.

⁷ [Are Blackout Days Free of Charge? Valuation of Individual Preferences for Improved Electricity Services.](#) IDB-WP-822. Jimenez (2017).

⁸ De acuerdo al *Doing Business* (2017), la obtención de electricidad es el segundo factor que más dificulta hacer negocios en el país.

⁹ La experiencia en los países de la región que han implementado planes de reducción de pérdidas, la reducción es del orden de 5% anual durante los primeros años.

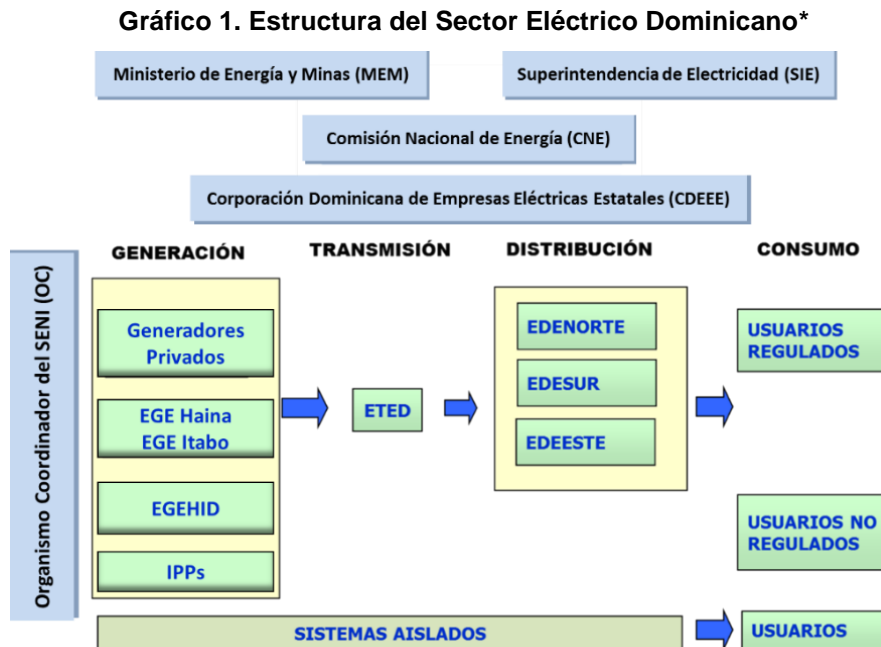
¹⁰ Banco Mundial, Fondo OPEP para el Desarrollo Internacional, Banco Centroamericano de Integración Económica y Banco de Desarrollo de América Latina.

¹¹ El indicador global de pérdidas del sistema de distribución ha mostrado decrecimiento modesto desde año 2012 (35,5%) para situarse al final del 2017 en 29,9% (EDENORTE 25,5%; EDESUR 26,5%; y EDEESTE 37,3%). Informe de desempeño, CDEEE.

¹² En el 2014, el promedio de pérdidas eléctricas totales de la región Latinoamericana fue de 16,5%.

independiente que promueve, regula y fiscaliza el sector eléctrico; (iii) Comisión Nacional de Energía, que elabora y coordina los proyectos de normativa legal y reglamentaria para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético y vela por su cumplimiento; (iv) Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), responsable, del desarrollo de planes y políticas relativas a las empresas eléctricas estatales; y (v) Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, como entidad privada sin fines de lucro, que coordina el despacho del sistema nacional integrado (ver Gráfico 1).

- 1.7 La generación de electricidad está a cargo de empresas privadas¹³, mixtas de capital público-privado¹⁴, una pública¹⁵, y las Productoras Independientes de Energía (IPPs)¹⁶. La transmisión está a cargo de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana, pública. En cuanto a distribución, existen tres empresas estatales: (i) Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte S.A. (EDENORTE); (ii) Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (EDESUR); y (iii) Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDEESTE)¹⁷.



*Elaboración propia conforme a las Leyes 125-01, 143-13 y 100-13.

¹³ Entre las más importantes están: AES Dominicana, San Felipe, Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís, Compañía de Electricidad de Puerto Plata, Generadora Palamara-La Vega, Consorcio *Laesa Limited LTD.*, Complejo Metalúrgico Dominicano, *SeaBoard*, Pueblo Viejo Dominicana Corp, Falcondo.

¹⁴ Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGE Haina) y la Empresa Generadora de Electricidad ITABO, S.A., donde el GRD participa a través del Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas, encargado de administrar las acciones del estado en las empresas surgidas del proceso de reforma.

¹⁵ Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID).

¹⁶ Actualmente, 86% de la capacidad de generación es de propiedad y/o operación privada (excluyendo autogeneración) y 14% es pública. El sistema comprende un total de 15 generadoras, incluyendo dos IPPs. De esas, tres generadoras: AES Dominicana, EGE Haina y EGEHID, proporcionan más del 69% de la generación total.

¹⁷ EDEESTE, EDENORTE y EDESUR sirven el 98% del mercado eléctrico nacional, y prestan servicio por asignación geográfica, con un total de 2.181.722 clientes facturados.

- 1.8 **Distribución de energía eléctrica.** Aunque ha habido un avance en la implementación del Plan de Reducción de Pérdidas (no técnicas), es importante que el Gobierno de República Dominicana (GRD) realice las inversiones necesarias para garantizar el mantenimiento de la red rehabilitada y el abastecimiento de la creciente demanda eléctrica¹⁸ con la calidad adecuada. El rezago en las inversiones de expansión del sistema de distribución ha provocado que en la actualidad las EDE tengan sistemas de distribución eléctrica vulnerables, con subestaciones y redes sobrecargadas y equipos que deben ser reemplazados al muy corto plazo, resultando en una inadecuada prestación del servicio de suministro eléctrico (pérdidas técnicas crecientes y deficiencias en la calidad del servicio) en las áreas de concesión. Como resultado, las EDE presentan 1.109,33 interrupciones anuales en promedio por usuario, con 3.273,28 horas promedio al año por usuario, afectando la calidad y continuidad del servicio de más de 2,6 millones de usuarios a nivel nacional. Para el sector comercial e industrial, la encuesta “*Entreprise Service*” indica que el número de interrupciones del servicio eléctrico recibidas por las empresas dominicanas triplica el número de interrupciones promedio de la región Latinoamérica y El Caribe (LAC); provocando que cerca del 50% de las empresas tengan sus propios generadores de electricidad auxiliares, en comparación con el 27,3% promedio de LAC¹⁹.
- 1.9 En fin, las EDE no cuentan con la infraestructura de redes y subestaciones con capacidad suficiente para el abastecimiento adecuado del mercado, ni cuentan con un sistema de respaldo y conectividad que permita suplir la demanda ante eventualidades, como transferencias de carga por fallas en subestaciones sobrecargadas. De no hacerse las inversiones necesarias, el ejercicio técnico muestra que el sistema eléctrico podría tener apagones generalizados en el año 2025.
- 1.10 Para definir un plan de trabajo que permita superar estos problemas, el BID ha apoyado a las EDE en la elaboración del Plan Maestro para la Expansión del Sistema de Distribución (PMESD)²⁰, con un horizonte al año 2030. El PMESD contempla las actividades e inversiones que se deben realizar en el corto, mediano y largo plazo (2021, 2025 y 2030, respectivamente), con el fin de garantizar el abastecimiento eléctrico con un servicio eléctrico de calidad²¹.
- 1.11 Debido al esfuerzo técnico y financiero que implica implementar el PMESD, con un presupuesto de cerca de US\$1.300 millones al 2025 para las tres EDE, el mismo deberá ser implementado por etapas, de acuerdo con el ritmo de crecimiento de la demanda, y con la participación de varios cooperantes al igual que en el programa anterior de modernización de redes (3182/OC-DR). La primera

¹⁸ Las estimaciones realizadas recientemente sitúan el crecimiento anual de la demanda eléctrica entre un 2,5% y un 3,5%.

¹⁹ [Enterprise Surveys. Dominican Republic \(2016\). World Bank Group.](#)

²⁰ [Estudio para Elaboración de un PMESD y Estudio de Pérdidas de las Tres Distribuidoras Estatales Dominicanas.](#) Estudio PMESD elaborado por AF Mercados para la CDEEE (enero 2018).

²¹ Tanto en Perú como Ecuador se efectuaron intervenciones similares a la propuesta en esta operación, obteniéndose reducciones significativas. Para el caso peruano, ver: Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las Características de la Inversión 1992-2000. Humberto Campodónico Sánchez. Para el caso ecuatoriano ver: [Incrementando la eficiencia del sector eléctrico: Lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador.](#) Tejeda, Duran, Jimenez y Doyle. BID 2017.

etapa del PMESD, que comprende las inversiones de los primeros cuatro años para las tres EDE, equivale a US\$600 millones.

- 1.12 En esta primera etapa, se comenzará con el financiamiento de las inversiones previstas para EDESUR Dominicana²², debido a que la normalización de usuarios crece a un ritmo dos veces mayor que el de las otras dos EDE combinadas²³. Adicionalmente, EDESUR es responsable de la comercialización de cerca del 40% de la energía servida en el sistema interconectado. Cabe resaltar que, a pesar de este comportamiento, la zona de concesión de EDESUR abarca las regiones más pobres del país²⁴, incluyendo Enriquillo y Valesia²⁵, las cuales presentan las mayores tasas de pobreza general a nivel nacional, 55,6% y 38,4%, respectivamente. Posteriormente, dentro de esa misma primera etapa, se financiarán las inversiones previstas de las otras dos EDE.
- 1.13 **Justificación de la intervención propuesta.** EDESUR cuenta con 44 subestaciones de distribución, de las cuales el 60% presenta niveles de carga por encima de lo técnicamente recomendado para su correcta operación, en algunos casos con sobrecargas de hasta 123%. Las subestaciones sobrecargadas alimentan redes que cubren el servicio de 334.581 clientes residenciales, gubernamentales, comerciales e industriales. Como consecuencia, EDESUR tiene 371,6 interrupciones²⁶ anuales en promedio, que conforman aproximadamente 984,2 horas²⁷ al año por cliente, afectando la calidad y continuidad del servicio del total de clientes de la empresa (751,385). Adicionalmente, el 35% de los 7.250 Kilómetros (km) de la red de media tensión presenta niveles de saturación por encima del límite técnico establecido. A esto se le suma el crecimiento desordenado de dichas redes, lo cual ha ocasionado que las mismas se entrecrucen y no tengan respaldo ante eventualidades, por lo que el riesgo de dejar parte del mercado desatendido es latente²⁸.
- 1.14 Estas condiciones en las subestaciones y las redes adicionan pérdidas técnicas que causan que algunos circuitos tengan hasta un 60% de pérdidas totales de energía y, limitan la capacidad de la empresa para abastecer de manera eficiente y confiable el mercado actual y futuro del suministro eléctrico, el cual resultaría afectado de no implementarse el PMESD. La falta de capacidad de transformación en las subestaciones y la deficiencia en los alimentadores principales de circuitos para llevar la energía a los usuarios finales, obstaculizan el logro de los objetivos del gobierno y las expectativas de la población, según la [Estrategia Nacional de Desarrollo 2030 \(END 2030\)](#), para una energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible.

²² EDESUR sirve el 28,7% (2017) de los clientes facturados.

²³ Según datos CDEEE, EDESUR ha sido responsable del 62% del total usuarios normalizados en 2018 en el sistema, quedando EDENORTE con el 27,73% y EDEESTE con el 10,27%.

²⁴ Fuente: CDEEE, en base al Boletín de Estadísticas de Pobreza Monetaria.

²⁵ En Enriquillo (donde está Barahona) y Valesia (donde está Azua) se implementarán actividades sobre uso productivo de la energía (Componente III).

²⁶ Frecuencia Media Anual de Interrupción por Usuario (SAIFI) es de 373,4 interrupciones por usuario.

²⁷ Tiempo Promedio Anual de Interrupción por Usuario (SAIDI) es de 58.956,1 minutos por usuario.

²⁸ En Paraguay, por ejemplo, el aumento de la demanda, las sobrecargas estacionales y las registradas durante las horas pico han agravado las fallas en el sistema de transmisión. [Electricidad Perdida. Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe](#). Jimenez; Serebrisky; y Mercado. BID (2014).

- 1.15 La actual condición financiera de las EDE impide dedicar recursos propios que permitan realizar las inversiones establecidas en el PMESD, que en el caso de EDESUR ascienden a aproximadamente US\$507 millones al año 2025. Por esta razón, el GRD mantiene la estrategia de financiamiento a través de la banca multilateral para las inversiones requeridas en el segmento de distribución, por lo que ha solicitado al Banco financiamiento para la implementación del plan de expansión.
- 1.16 Para atender los problemas arriba descritos, es necesario avanzar en la implementación de las acciones integrales que forman parte del PMESD, incluyendo: (i) expansión en redes; (ii) fortalecimiento de capacidades técnica para el control y operación; (iii) renovación de las redes actuales; (iv) mejora de la calidad del servicio; y (v) aumento del número de clientes regularizados. Las cuáles serán atendidas a través del presente programa.
- 1.17 Igualmente, mediante la Cooperación Técnica (CT) “Programa de Expansión de Redes y Reducción de Pérdidas Eléctricas en Distribución”; DR-T1170, en preparación, se definirán los requisitos técnicos necesarios para el presente programa: (i) ingeniería de detalle de las subestaciones y redes a financiarse, descritas en los componentes I y II; (ii) pliegos de licitación necesarios para la adquisición de los bienes y servicios requeridos; y (iii) metodología de seguimiento para los indicadores establecidos en la Matriz de Resultados.
- 1.18 Debido a la importancia de las mejoras integrales requeridas en el sector, es también relevante el fortalecimiento institucional tanto a nivel de recursos humanos, como del relacionamiento de EDESUR con la sociedad, incluyendo la responsabilidad social de la empresa en el país. En cuanto a recursos humanos es importante abordar el problema de género y una política y planificación de recursos humanos que tenga más en cuenta las cuestiones de género.
- 1.19 **Perspectiva de género en EDESUR.** En mayo de 2018 la plantilla laboral de EDESUR se dividía en 63% hombres y 37% mujeres, ocupando el personal femenino principalmente puestos administrativos. La mayor brecha laboral se da en los puestos directivos, donde sólo el 15% son mujeres, seguido por los puestos de mandos medios (25% son mujeres). Según la Dirección de Gestión Humana de EDESUR, este comportamiento es similar en todo el sector energía del país y, se debe, entre otros, a que es un sector tradicionalmente masculino y que las universidades, por esta misma razón, no cuentan con suficientes mujeres en las carreras de ingeniería. En LAC, la participación laboral de las mujeres es variable entre países y subregiones. Aunque en algunos países ha ido en aumento, en el Caribe sólo el 53,3% de las mujeres participan en el sector laboral, y en la República Dominicana sólo el 50,8%, en contraste con la participación laboral masculina de 78,8%²⁹. En los sectores de construcción, minería, transporte, electricidad, gas y agua se registra una menor presencia femenina, según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Solo el 3% de las mujeres activas laboralmente trabajan en el sector energía, gas y agua de LAC (sobre todo en tareas administrativas), en comparación con el 9% de los

²⁹ CEPAL, Trabajo decente e igualdad de género, Informe regional 2013.

hombres³⁰. Generalmente, el trabajo que las mujeres realizan en este sector tiene menor remuneración y beneficios, e incluso sin contratos de servicios. Por esto, y en base a la experiencia internacional que muestra los beneficios del trabajo de las mujeres en el sector energía^{31,32}, se visualiza como una oportunidad para ambas partes, incrementar la participación femenina en tareas técnicas de mejor remuneración y/o nivel.

- 1.20 En 2018, EDESUR creó la Unidad de Responsabilidad Social Empresarial (RSE). Uno de los objetivos de su creación es mejorar la relación con la sociedad y al mismo tiempo contribuir a disminuir las pérdidas no técnicas de la empresa. En el marco de la RSE, EDESUR tiene la oportunidad de incluir actividades de equidad de género e inclusión bajo un programa de responsabilidad social ya existente pero que debe ser fortalecido e implementado. En este sentido, el presente programa apoyará la implementación de las iniciativas de equidad de género, contenidas en el plan estratégico institucional de EDESUR. De manera específica, el programa promoverá, tanto a nivel institucional como comunitario, la igualdad entre hombres y mujeres, mediante la implementación de una política de género y plan de acción a nivel institucional; de proyectos piloto en el uso productivo de la energía en zonas carenciadas del país; y la capacitación técnica e inserción laboral de mujeres y jóvenes de dichas zonas (§1.34).
- 1.21 **Innovación y digitalización.** El sector eléctrico está atravesando una revolución y transformación digital, permitiendo que los sistemas de distribución puedan ser más inteligentes, eficientes, confiables y sostenibles. Por esto, el presente programa promoverá el incremento en el uso de tecnologías digitales con la adquisición e implementación de interruptores telegestionados (*reclosers*) que permitirán un monitoreo en tiempo real y más eficiente, para la identificación rápida de conexiones irregulares o una situación de sobrecarga, representando una oportunidad para reducir pérdidas y mejorar la calidad y eficiencia del servicio³³ (§1.33).
- 1.22 **Estrategia del país con el sector.** La política del sector está regida por la END 2030, que establece los principales objetivos económicos, sociales, institucionales y ambientales que orientan la política hasta 2030. Esta estrategia incluye como objetivo específico “asegurar un suministro confiable de electricidad, a precios competitivos y en condiciones de sostenibilidad financiera y ambiental”. Asimismo, en línea con esta estrategia, el Plan Estratégico Integral de la CDEEE

³⁰ Esta participación, la mayor concentración de mujeres se encuentra en los sectores de servicios (42,3%) y comercio (25,6%). Trabajo decente e igualdad de género, Informe regional 2013. CEPAL.

³¹ Tata Power en Nueva Delhi, India contrató a más de 800 mujeres locales de 223 barrios marginales para actuar como enlaces de servicios públicos y alienta el pago de facturas. Como resultado, hubo un aumento del 183% en ingresos en cinco años desde estas áreas con un costo mínimo para la empresa. [The Army of Women Battling India's US\\$10 Billion Power Problem. Bloomberg.](#)

³² Tener mujeres en posiciones de liderazgo se correlaciona con un aumento en la rentabilidad de las empresas eléctricas, según un estudio de casi 22.000 empresas que cotizan en bolsa en 91 países. (Instituto Peterson). Adicionalmente, las empresas con juntas directivas con diversidad de género superan a las que no tienen mujeres en términos del rendimiento de precios de las acciones en tiempos de crisis o volatilidad (*Suisse Research Institute*).

³³ La modernización y automatización de sistemas eléctricos constituyen elementos base para mejorar la confiabilidad de los sistemas de forma efectiva y a bajo costo. Véase [A Study on Power System Automation. Pai and Kopte \(2015\)](#). Mumbai, India.

y del GRD 2017-2020 tiene, entre sus objetivos, mejorar la calidad del servicio al cliente mediante la articulación de la reducción de pérdidas, expansión de los sistemas de distribución y de transmisión. De esta manera, a través de su línea de acción 2.2, el plan busca soluciones operativas que incluyen la construcción de subestaciones, repotenciación o ampliación de subestaciones existentes; contribuyendo así al desarrollo de las zonas intervenidas e impactando directamente en la mejora de la calidad de vida de la población.

1.23 **Conocimiento del sector.** El Banco ha acumulado amplio conocimiento del sector como resultado de su continuo apoyo, especialmente desde el 2009, mediante cooperación y diálogo técnico y financiamiento de iniciativas de inversión y de reforma de políticas, tales como el “Proyecto de Rehabilitación de Redes de Distribución de Electricidad” (1281/OP-DR, 2042/OC-DR)³⁴ y “Apoyo al Programa de Modernización Red Distribución y Reducción Pérdidas Eléctricas” (3182/OC-DR)³⁵. Este último préstamo, que se comenzó a implementar a partir del 2014, tiene incluido un componente comercial, que empieza a mostrar efectos en la reducción de pérdidas comerciales de las tres EDE, que pasan de 32,1% en 2014 a 29,9% en 2017. Entre las lecciones aprendidas se puede destacar la supervisión tanto de la implementación del proyecto, como de la construcción de las obras a ser financiadas, mediante un proceso de interventoría. Para el mismo, normalmente se subcontrata profesionales especializados en el tema, tal como se refleja en el [Plan de Adquisiciones \(PA\)](#) de esta operación.

1.24 **Estrategia del Banco con el País (EBP).** La operación está alineada con la EBP con la República Dominicana 2017-2020 (GN-2908) al priorizar inversiones para mejorar el acceso y calidad del suministro eléctrico, contribuyendo al proceso de transformación productiva en un contexto de crecientes desafíos en competitividad, innovación y cambio climático. La participación del Banco en el sector tiene como objetivo estratégico “mejorar la infraestructura productiva”. Esta operación contribuye al avance en la expansión y mejora de la calidad del suministro eléctrico a la población, con impacto directo en el indicador de la Matriz de Resultados de la EBP relativo a los cortes de suministro eléctrico a empresas. En esa misma dirección, el Banco aprobó la segunda operación del Préstamo Programático Basado en reforma de Políticas “Programa para la Sostenibilidad y Eficiencia del Sector Eléctrico II” (4649/OC-DR), que contempla entre las medidas para impulsar la sostenibilidad financiera y la eficiencia operativa del sector: (i) la implementación de los Planes de Mejora de Gestión y Planes de Reducción de Pérdidas, de los cuales el PMESD es parte integral; y (ii) el monitoreo del cumplimiento de las EDE con las metas allí establecidas. En sentido general, se espera que con el cumplimiento de las condiciones de política previstas en la serie programática, el país continúe avanzando hacia la transformación del sector. Se prevé alcanzar, no solo el compromiso de las EDE para reducir sus pérdidas eléctricas (lo que necesariamente implica hacer mejoras en la infraestructura); pero también que el sector eléctrico se beneficie de un modelo tarifario que permita a las empresas recuperar los costos eficientes de la prestación del servicio, un esquema de subsidios más eficiente y una institucionalidad del sector más robusta, con mejor capacidad de supervisión.

³⁴ Aprobado en 2008 por US\$40 millones y cofinanciado con el OFID por US\$30 millones.

³⁵ Aprobado en 2014 por US\$78 millones.

- 1.25 **Alineación Estratégica.** El presente programa está incluido en la Actualización del Anexo III del Programa Operativo 2018 (GN-2915-2) y es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008), y se alinea con los desafíos de desarrollo de productividad e innovación, mediante: (i) el fortalecimiento de la infraestructura del sector eléctrico que mejorará la seguridad y calidad energética, creando las condiciones para aumentar la productividad, y por ende, impulsar un mayor crecimiento económico y favorecer el ambiente de negocios; y (ii) la automatización de medidores mediante la implementación de interruptores telegestionados (reclosers), que permitirán un monitoreo más eficiente y en tiempo real. El programa también busca apoyar los objetivos transversales de: (i) igualdad de género y diversidad, mediante: (a) la creación de una Política de Género institucional y Plan de Acción; y (b) el diseño e implementación de proyectos pilotos de uso productivo de la energía, en zonas carenciadas priorizadas por EDESUR, con enfoque de género (¶1.34); y (ii) cambio climático y sostenibilidad ambiental, mediante la reducción de pérdidas eléctricas. Las inversiones en rehabilitación de subestaciones y redes existentes contemplan financiamiento climático: aproximadamente el 55,88% de los recursos de la operación se invierten en actividades de mitigación al cambio climático, según la [metodología conjunta de los BMD de estimación de financiamiento climático](#). Estos recursos contribuyen a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con el cambio climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones a fin de año 2020.
- 1.26 El programa también se alinea al Marco de Resultados Corporativos 2016-2019 (GN-2727-6), al apoyar el logro de los indicadores de resultado de desarrollo país: (i) agencias gubernamentales beneficiadas por proyectos que fortalecen los instrumentos tecnológicos y de gestión para mejorar la provisión de servicios públicos, ya que busca mejorar la capacidad de control y operación de EDESUR, mediante el aumento de la automatización de la red, con la implementación y monitoreo de *reclosers*; y (ii) mujeres beneficiarias de iniciativas de empoderamiento económico, con la implementación de los proyectos pilotos de emprendimiento productivo para apoyar las actividades económicas de las mujeres (¶1.34).
- 1.27 El programa está igualmente alineado con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), al apoyar la modernización de infraestructura que contribuye a satisfacer la demanda de energía en forma sostenible. Adicionalmente, el programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-5) en las áreas temáticas de: (i) acceso a la energía, al tratar de mejorar tanto la calidad, fiabilidad y asequibilidad mediante el incremento de la disponibilidad del servicio, y al garantizar la cobertura de la nueva demanda; (ii) sostenibilidad, mediante la disminución de las pérdidas eléctricas que impulsan tanto eficiencia energética y apoyan a la adaptación al cambio climático; y (iii) seguridad energética, al mejorar y expandir la infraestructura del sistema de distribución de energía para atender la actual y creciente demanda.
- 1.28 **Consistencia con la Política de Servicios Públicos (PUP) (GN-2716-6).** El programa es consistente con la [Política de Servicios Públicos \(GN-2716-6\)](#) en referencia al subsector eléctrico, cumpliendo con los objetivos de: (i) fomentar el acceso, al buscar expandir la infraestructura para asegurar la provisión de energía

a la creciente demanda; (ii) suministrar acceso al servicio en condiciones de confiabilidad y calidad adecuadas, pues el programa busca disminuir las interrupciones, mejorando así en la calidad del servicio brindado, según se evidencia en el análisis de costo-beneficio; y (iii) suministrar un servicio en condiciones de eficiencia, ya que se espera que como resultado de la mejora en la infraestructura, EDESUR reduzca sus pérdidas técnicas, convirtiéndose en una empresa más eficiente y sostenible. Asimismo, el programa cumple con las condiciones de: (i) sostenibilidad financiera, ya que el servicio de distribución genera y recibe fondos suficientes para cubrir compromisos financieros y costos de operación y mantenimiento de la nueva infraestructura; (ii) sostenibilidad ambiental, al mejorar la eficiencia energética, reducir las pérdidas y por lo tanto reducir emisiones de CO₂; y (iii) sostenibilidad social, financiando proyectos de uso productivo de energía a ser desarrollados en zonas vulnerables y/o carenciadas del país. Finalmente, el programa cumple con los principios y las condiciones de política. De forma específica, a nivel financiero, se destaca que EDESUR cuenta con los recursos para el mantenimiento de las obras; en el caso de que los mismos no fuesen suficientes, el Estado realiza transferencias a las EDE para cubrir, entre otros, costos operativos y de expansión. Sobre la sostenibilidad económica, se destaca que el análisis de sensibilidad, bajo la evaluación de costo/beneficio realizada para las obras, demostró la rentabilidad económica y la robustez de los resultados.

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.29 **Objetivos.** El objetivo general del programa es aumentar la eficiencia operativa (reducción de pérdidas técnicas, mayor continuidad y calidad del abastecimiento) y la capacidad para atender el crecimiento de la demanda en el sistema de distribución eléctrica de EDESUR, a través de la renovación y adición de infraestructura en condiciones financieras y ambientalmente sostenibles. El objetivo específico es apoyar en la implementación en EDESUR de la primera etapa del PMESD.
- 1.30 Los resultados esperados son: (i) disminuir las pérdidas técnicas; (ii) incrementar la disponibilidad promedio del servicio; (iii) aumentar el abastecimiento de la demanda en las áreas de intervención; y (iv) mejorar el empoderamiento económico de mujeres a través de iniciativas de actividades productivas. Los componentes del programa son los siguientes:
- 1.31 **Componente I. Construcción y habilitación de nuevas subestaciones de distribución y sus redes asociadas (US\$63,45 millones).** Este componente financiará la construcción de nuevas subestaciones, las cuales incluyen nuevos transformadores; la construcción de redes en media y baja tensión; la adquisición e instalación de transformadores de distribución; y la adquisición de terrenos para la construcción de nuevas subestaciones. Las cantidades precisas de la infraestructura eléctrica y terrenos serán definidas en la fase de ingeniería de detalle del programa e incluidas en el Manual Operativo del Programa. Las obras se seleccionarán de acuerdo con los criterios señalados en el ¶2.4 de este documento.
- 1.32 La adquisición de terrenos es necesaria para alcanzar el objetivo del programa pues se requieren para construir las nuevas subestaciones para poder atender el

crecimiento de la demanda. Estos costos son parte del costo total del programa y serán presupuestados por el Ministerio de Hacienda a fin de que EDESUR los tenga disponibles. Se financiará el costo de los terrenos cuya adquisición sea necesaria para construir subestaciones y siempre que cumplan con los requisitos establecidos en la Política de Elegibilidad de Gastos para Préstamos de Inversión, esto es: (i) forman parte del Programa y sean indispensables para la construcción de las nuevas subestaciones propuestas; (ii) su uso sea productivo al permitir atender de manera óptima el requerimiento técnico del sistema de distribución de EDESUR; y (iii) los precios pactados correspondan a precios de mercado razonables que se consideren satisfactorios para el Banco³⁶.

1.33 Componente II. Rehabilitación y adecuación de subestaciones y redes existentes (US\$86,61 millones). A fin de garantizar que la infraestructura existente pueda mantenerse en óptimo funcionamiento por un periodo de tiempo mayor, el Programa financiará: la adecuación de subestaciones que presentan cargabilidad por encima de lo técnicamente recomendable; la adquisición e instalación de transformadores de potencia para las subestaciones existentes; la rehabilitación de redes en media y baja tensión; la adquisición e instalación de transformadores de distribución; y la adquisición, implementación y monitoreo de *reclosers* y macro-medición de media tensión. Las cantidades precisas de la infraestructura eléctrica serán definidas en la fase de ingeniería de detalle del programa e incluidas en el MOP. Las obras se seleccionarán de acuerdo con los criterios señalados en el ¶2.4 de este documento.

1.34 Componente III. Fortalecimiento institucional, administración y monitoreo del programa. (US\$4,94 millones). A nivel institucional, este componente apoyará³⁷: (i) una política género³⁸ y plan de acción, que fomente, entre otras cosas, la participación de más mujeres en puestos de liderazgo dentro de EDESUR y que promueva actividades como mentorías para mujeres, planes de capacitación, planes de desarrollo profesional, etc.³⁹; (ii) la implementación de un programa de responsabilidad social corporativa que incluirá la implementación de proyectos pilotos de uso productivo de la energía, en zonas carenciadas priorizadas por EDESUR (Barahona y Azua); incluyendo planes de financiamiento para microemprendimientos para apoyar las actividades económicas de las mujeres y así contribuir a disminuir la pobreza y las pérdidas eléctricas, al mismo tiempo que se mejora el relacionamiento con la comunidad. El programa contribuirá como potenciador del trabajo en género y garantizará la sostenibilidad de las acciones de acceso a recursos a largo plazo⁴⁰; y (iii) un programa de capacitación para jóvenes y mujeres, que incluirá formación técnica en energía e

³⁶ "Modernización de políticas y prácticas de restricción al uso de recursos en préstamos de inversión" (GN-2331-5) y sus guías operativas (documento CC-6004-2).

³⁷ En el Anexo Género se provee más información sobre el apoyo a nivel institucional.

³⁸ [Women in Power and Utilities. Index 2016.](#)

³⁹ Entre las actividades a incluir se encuentran: revisar la forma en que se realizan las actividades de reclutamiento, capacitación y promoción del personal de EDESUR.

⁴⁰ Las acciones propuestas están directamente relacionadas con las líneas estratégicas del Banco para acceso a recursos, liderazgo y pequeñas empresas.

inserción laboral para jóvenes⁴¹ y formación para emprendedores⁴² con el fin de apoyar el empoderamiento económico y fortalecer sus capacidades. A nivel de programa, este componente financiará servicios para: (i) apoyo a la ejecución del programa; (ii) evaluación de medio término; (iii) evaluación final; (iv) auditoría financiera; y (v) la fiscalización técnica de las obras.

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.35 El presente programa apoya la ejecución del PMESD, y contribuye al logro de varios de los objetivos del gobierno, incluido el impulso del desarrollo de la infraestructura de distribución para que opere bajo los estándares de calidad y confiabilidad⁴³. El principal impacto esperado del programa es aumentar la eficiencia operativa del sistema de distribución, entendiéndose, un incremento en la continuidad y la calidad del abastecimiento, lo cual se medirá con el aumento de la energía servida.
- 1.36 De forma más específica, se espera que el programa contribuya a: reducir las pérdidas técnicas eléctricas, aumentar la disponibilidad promedio del servicio, incrementar el abastecimiento de nueva demanda y mejorar el empoderamiento en mujeres a través de iniciativas de actividades productivas en las zonas de concesión de EDESUR. La Matriz de Resultados muestra los indicadores para su seguimiento y evaluación. Los indicadores de resultados definidos en las áreas de ejecución del programa son: (i) energía no servida por pérdidas eléctricas técnicas; (ii) Frecuencia Media Anual de Interrupción por Usuario (SAIFI) en un periodo determinado; (iii) Tiempo Promedio Anual de Interrupción por Usuario (SAIDI) en un periodo determinado; (iv) capacidad instalada para cubrir la demanda; (v) Mujeres beneficiadas con iniciativas de empoderamiento económico (en Azua y Barahona); y (vi) Mas mujeres en posiciones de liderazgo y mandos medios en la empresa EDESUR.
- 1.37 **Evaluación económica.** Se realizó una [evaluación económica](#) de los resultados e impacto esperados de las intervenciones planteadas en el programa. A pesar de que éste es un programa de obras múltiples (¶2.1), para esta evaluación se consideró el total de las subestaciones a ser construidas y renovadas, tomando como base el “Estudio PMESD”. La evaluación de los Componentes I y II del programa ha mostrado una rentabilidad financiera positiva alcanzando un Valor Actual Neto Financiero (VAN-F) de US\$519,8 millones y una Tasa Interna de Retorno Financiera (TIR-F) de 34,4%, para una inversión total de

⁴¹ Este programa podría acompañar un plan de inserción laboral. Esto podría disminuir el desempleo de la comunidad, concienciar a los individuos sobre la importancia del servicio que se les presta (electricidad), otorgar sentido de pertenencia y proveerlos de recursos financieros para pagar su cuenta de electricidad. Se trabajará con CDEEE y EDESUR para diseñar e implementar las actividades, maximizando el trabajo de organizaciones no-gubernamentales locales y de esfuerzos que ya se estén realizando. Los cursos pueden ser implementados, por ejemplo, en alianza con la Unión Mundial para la Conservación de la Naturaleza, así como la USAID, *the International Center for Research on Women* y la Universidad John Hopkins, quienes tienen experiencia en este tipo de trabajo en LAC.

⁴² El modelo a seguir sería el EETP que consiste en un currículo disponible públicamente basado en un Manual de Capacitación para Emprendedores Empoderados el cual se ha aplicado al sector de energía para impartir capacitación empresarial, de empoderamiento y liderazgo a más de 600 empresarios y agentes de ventas, la mayoría de los cuales son mujeres, en nueve países.

⁴³ Este objetivo está contemplando dentro de la END 2030.

US\$150 millones, distribuida en el período inicial 2020-2023 de un horizonte de evaluación a 30 años.

- 1.38 Adicionalmente, la evaluación económica del programa presenta un alto Valor actual Neto Económico (VAN-E), alcanzando los US\$1.882,5 millones con una Tasa Interna de Retorno Económica (TIR-E) de 77,9%. Un análisis de sensibilidad muestra que al variar cada parámetro de forma independiente en un rango típico de +/-15%, el precio medio de compra provoca una variación de +/- US\$282 millones en el VAN-F, mientras que el precio medio de venta provoca una variación de +US\$386/-US\$422 millones en el VAN-E.
- 1.39 Asimismo, una variación en la tasa de crecimiento de la demanda de energía produce una variación en el VAN-F de +88/-97 millones de dólares, y de +266/-300 millones de dólares en el VAN-E. Finalmente, el parámetro al que resulta más sensible este programa es el precio medio de compra, si éste asciende más de un 27,6%, tornará el programa no factible financieramente.
- 1.40 En resumen, la rentabilidad financiera y económica del programa resulta positiva, y razonablemente robusta ante variaciones imprevistas de sus parámetros. Dicha robustez es explicada principalmente por el fuerte aumento de capacidad de transformación en subestaciones existentes y nuevas, con el consecuente beneficio para los consumidores. De esta forma, es recomendable la realización de los proyectos con plena certeza de representar un elevado beneficio para la comunidad dominicana.
- 1.41 **Beneficiarios.** La mejora de la eficiencia operativa (continuidad y calidad del abastecimiento) y la capacidad para atender el crecimiento de la demanda en el sistema de distribución eléctrica de EDESUR beneficia directamente a todos los consumidores (residenciales, comerciales e industriales) mediante el incremento de la energía servida y disminución de los cortes programados y no programados. Adicionalmente, una mejora operativa que logre disminuir las pérdidas eléctricas y atender el crecimiento de la demanda, se traduce en una mejora en la sostenibilidad financiera, lo cual beneficiará a toda la economía.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El programa está estructurado como un préstamo de inversión de obras múltiples dado que financiará proyectos independientes entre sí, pero físicamente similares y atendiendo a criterios de elegibilidad que se describen en el ¶2.4. El costo del programa es de US\$155 millones, con cargo al capital ordinario del Banco. El Cuadro 1 muestra la distinción del costo por Componente.

Cuadro 1. Costos del Programa (US\$ millones)

Componentes	Banco	%
Componente I. Construcción y habilitación de nuevas subestaciones de distribución y sus redes asociadas.	63,45	41
Componente II. Rehabilitación y adecuación de subestaciones y redes existentes.	86,61	56
Componente III. Fortalecimiento institucional, administración y monitoreo del programa.	4,94	3
Total	155,00	100

- 2.2 El período de desembolso del programa será de cuatro años por las características técnicas del proyecto, la disponibilidad de prediseños técnicos para las obras y a la experiencia adquirida de proyectos similares en el país. El Cuadro 2 presenta los detalles de los desembolsos anuales del programa.

Cuadro 2. Proyección de Desembolsos (US\$)

Componentes	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
I. Construcción y habilitación de nuevas subestaciones de distribución y sus redes asociadas.	8.832.574	19.287.954	33.369.543	1.955.214	63.445.286
II. Rehabilitación y adecuación de subestaciones y redes existentes.	5.710.000	24.460.357	54.121.357	2.322.571	86.614.286
III. Fortalecimiento institucional, administración y monitoreo del programa.	1.143.107	1.829.107	1.664.107	304.107	4.940.429
Total	15.685.681	45.577.418	89.155.008	4.581.893	155.000.000
Porcentaje del Total	10	29	58	3	100

- 2.3 **Muestra y criterios de elegibilidad.** Los proyectos de la muestra representan el 36% de las obras a financiar por el programa. Esta muestra está constituida por tres subestaciones (Managuayabo, los Alcarrizos y Piedra Blanca) de alrededor de cinco subestaciones que se prevén construir como parte del Componente I, y dos subestaciones (Metropolitana y Embajador) de las nueve subestaciones que se prevén renovar como parte del Componente II.

- 2.4 Para las subestaciones por construir y renovar que hacen parte de la muestra se cuenta con [prediseños técnicos](#), así como con estudios ambientales correspondientes. Para el resto de las obras que podría ser parte del programa, EDESUR cuenta con prediseños técnicos y está trabajando en los estudios ambientales. Las obras de la muestra a ser financiadas con recursos del programa y la identificación de los métodos de contratación de las mismas están descritas en el [PA](#). Los criterios de elegibilidad, utilizados para elegir las obras de la muestra, y que deberían ser cumplidos por las demás obras a financiar, son:

(i) planificación de EDESUR, es decir, que forma parte del PMESD; (ii) contribuir a la etapa de construcción y/o renovación de subestaciones eléctricas y redes asociadas; (iii) contribuir a la mejora de la calidad de servicio eléctrico; (iv) cumplir con las disposiciones sociales y ambientales establecidas en el Marco de Gestión Ambiental y Social del programa; (v) contar con sus respectivos prediseños técnicos; (vi) no ser categoría socioambiental “A” en el sistema de clasificación social y ambiental del Banco; y (vii) cumplir con los criterios de evaluación económico financiero de acuerdo con lo establecido en el [Plan de Monitoreo y Evaluación \(M&E\)](#) y que demuestre una TIR-E igual o superior al 12%.

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.5 Con base en la información de los proyectos facilitados para la muestra representativa por la CDEEE, se espera que los impactos sociales y ambientales negativos derivados de la implementación de las obras sean de mediana magnitud, localizados y reversibles, para los cuales existen medidas efectivas de control y mitigación. Por lo que el programa ha sido clasificado como de Categoría “B”, de acuerdo con la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias OP-703 del Banco.
- 2.6 Los proyectos de la muestra (ver ¶2.3) se implementarán mayoritariamente en áreas ya intervenidas y derechos de vía existente. No se han identificado impactos relacionados a desplazamiento físico ni afectaciones económicas. Los posibles impactos socioambientales negativos se producirían principalmente durante la fase de construcción dentro de las subestaciones y aquellos ocasionados por las obras de distribución, y en menor grado durante su operación. Asimismo, se cerciorará que se cuente con una implementación propia para el manejo y disposición final del Bifenilo Policlorado (PCB) resultado de la desinstalación de equipo de transformación antiguo, conforme al reglamento ambiental para uso, manejo, transporte y disposición de PCB del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- 2.7 Se tienen los Estudios Ambientales y Sociales (EAS) y/o Análisis Ambiental y Social (AAS) para los cuales incluyen los Planes de Gestión Ambiental y Social para los proyectos de la muestra. Asimismo, dado que el programa se ha formulado como de obras múltiples, se ha preparado un Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS) para que las obras a ser financiadas fuera de la muestra se realicen conforme a disposiciones ambientales y sociales consistentes con las políticas del BID. Dichos documentos se han publicado en la página virtual del BID.
- 2.8 Se realizaron los siguientes eventos de consulta pública de las obras de la muestra: un evento para la subestación Managuayabo (13 de julio 2018), un evento para la subestación Los Alcarrizos (14 de julio 2018), y un evento para la subestación Piedra Blanca (20 de julio 2018). Se publicaron las versiones finales de los informes de consulta pública, EAS, AAS y MGAS en la página del BID, conforme a la Política de Acceso de Información del Banco (OP-102) y la Política (OP-703).
- 2.9 En base al análisis de la muestra del programa, se ha identificado un riesgo socio ambiental en relación con la adquisición de terrenos y sus posibles afectaciones

en el futuro que puedan implicar compensaciones a partes afectadas, por lo que se deberá dar continuidad a la supervisión de estos procesos durante la fase de construcción. Asimismo, se cuenta con un Marco de Compensación para posibles eventualidades en el futuro, el cual forma parte del MGAS.

- 2.10 Otro riesgo identificado son los de desastres naturales, por inundaciones y huracanes (alto). Para mitigarlo, se cuenta con planes de contingencia robustos en los proyectos y asimismo se incluyen parámetros de adquisición de equipos que son aptos para la resistencia de fuertes vientos. Adicionalmente, el GRD cuenta con cobertura ex ante para terremotos y huracanes, a través de un Préstamo Contingente para Emergencias y Desastres Naturales (DR-X1003).
- 2.11 Adicionalmente, el equipo identificó los siguientes como potenciales riesgos socioambientales del programa:
- i. El retraso en el otorgamiento de licencias y autorizaciones ambientales (riesgo medio). Este riesgo se mitigará mediante el involucramiento a tiempo de las entidades competentes y la gestión de las autorizaciones con suficiente anticipación, a los fines de que se puedan tramitar y emitir las mismas en los plazos deseados.
 - ii. La ocurrencia de desastres naturales que pudieran afectar la nueva infraestructura (riesgo alto). Para atenuar los efectos de la ocurrencia de un desastre natural, el equipo técnico está trabajando en la propuesta de subestaciones menos vulnerables en cuando a diseño y ubicación, que permitan un restablecimiento rápido en caso de que las mismas fuesen afectadas.
 - iii. El rechazo a la implementación del programa por parte de las comunidades beneficiarias (riesgo medio). Para su mitigación, el equipo de Gestión Social de EDESUR llevará a cabo jornadas de capacitación e información a las comunidades sobre los beneficios, posibles riesgos e impactos del programa. Dichas capacitaciones continuarán tanto durante como luego del desarrollo de obras.

C. Otros Riesgos

- 2.12 **Gestión Pública y Gobernabilidad.** Otros posibles riesgos analizados son: (i) cambio de prioridades en el gobierno para el financiamiento de obras del sector energético (riesgo medio); (ii) dificultades o demoras para la adquisición de terrenos (riesgo alto); y (iii) demoras en el proceso de legalización de la titularidad de los terrenos donde serán construidas las nuevas subestaciones (riesgo medio). La mitigación del riesgo de cambio de las prioridades del gobierno se logrará manteniendo un diálogo continuo con las autoridades para sensibilización sobre la relevancia del programa. Para mitigar la ocurrencia del segundo riesgo, el equipo iniciará, a la mayor brevedad posible, la interacción con los distintos actores involucrados en el proceso de adquisición. Para el tercer riesgo, se llevará a cabo relevamiento predial y estudio de los títulos correspondientes, como medida de mitigación. Cabe destacar que tanto CDEEE como EDESUR tienen experiencia en la realización de estos trámites.

- 2.13 Otro riesgo a nivel institucional es la falta de capacidad para la ejecución del programa, de manera específica, en cuanto a la realización de las licitaciones y la elaboración correcta y oportuna de los pliegos correspondientes (riesgo medio). Para su mitigación se contratará un consultor técnico en subestaciones, se realizará paralelamente un plan de desarrollo de capacidades.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 **Prestatario y Organismo Ejecutor (OE).** El Prestatario será la República Dominicana y el OE la CDEEE, que actuará mediante su Unidad de Ejecución de Programas (UEP) existente. La CDEEE cuenta con experiencia en la implementación de proyectos de energía, habiendo completado en dos años y medio la operación “Apoyo al Programa Modernización Red Distribución y Reducción Pérdidas Eléctricas” (3182/OC-DR). La UEP contará con el apoyo técnico de EDESUR lo cual se desarrollará en el convenio que se suscriba entre el Prestatario, CDEEE y EDESUR
- 3.2 La CDEEE desempeñará sus funciones utilizando la estructura de la UEP existente y sus funcionarios, entre los que se incluyen como los principales y que serán mantenidos para la ejecución del programa: un Coordinador General, un Coordinador Técnico, y Especialistas de Adquisiciones y Financiero. Para la ejecución del programa, la UEP contratará adicionalmente un especialista técnico en subestaciones, y los especialistas ambiental y social mencionados en el IGAS; todos dedicados a las actividades del programa. La UEP reporta directamente al Vicepresidente Ejecutivo de la CDEEE, y coordinará todas las actividades relacionadas con el programa entre la CDEEE y EDESUR, y será el contacto directo con el BID.
- 3.3 Los aspectos administrativos y gerenciales, de adquisiciones y financieros serán manejados por la UEP usando los sistemas de seguimiento, adquisiciones, financieros, presupuestarios y archivo existentes, los cuales son satisfactorios al BID. La UEP será responsable de elaborar los pliegos de licitación y de gerenciar el proceso completo de las adquisiciones, incluyendo la preparación de los contratos de instalación y suministro. La UEP será responsable de la evaluación de las propuestas y recomendaciones de asignación de contrato, con el acompañamiento técnico de EDESUR.
- 3.4 **Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento. Serán condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento: (i) que la UEP existente en la CDEEE sea reforzada, mediante la contratación de un técnico en subestaciones (¶3.2); y del especialista ambiental y social mencionados en el IGAS, todos dedicados a las actividades del programa; esto para asegurar que la ejecución del programa se llevará a cabo conforme a lo establecido en el MOP, POA y cronograma; y (ii) que se haya aprobado y se encuentre en vigencia el [Manual Operativo del Programa \(MOP\)](#), en los términos previamente acordados con el Banco, de forma que se haya convenido y adoptado las responsabilidades, normas y procedimientos que regirán la ejecución.**

- 3.5 **Administración financiera.** Se utilizarán las políticas y procedimientos del BID, las cuales se detallarán en el MOP, entre estas: (i) manejo de los fondos, tanto en dólares americanos como en moneda local; (ii) presentación de reportes, incluyendo los planes de adquisiciones anuales, avances de obras, pliegos de licitaciones y demás documentos relacionados con la ejecución del programa; (iii) realización de auditorías tanto técnica como financieras; y (iv) definición de los gastos elegibles. Para aquellas necesidades de recursos en moneda local, que se estima serán relativamente menores, se abrirá una cuenta designada, manejada de acuerdo con el MOP.
- 3.6 **Adquisición de bienes y servicios.** La adquisición de bienes y servicios, la contratación de obras y la selección y contratación de servicios de consultoría, se realizarán de conformidad con las Políticas para la adquisición de obras y bienes financiados por el BID (GN-2349-9) y las Políticas para la selección y contratación de consultores financiados por el BID (GN-2350-9). El PA contiene las licitaciones y contrataciones previstas en el programa.
- 3.7 **MOP.** Los procedimientos para la administración y ejecución del programa se establecerán en un MOP con las responsabilidades, normas y procedimientos que regirán la ejecución, tales como: (i) el detalle de los flujos de adquisiciones y contrataciones; (ii) esquema y herramientas de gestión y ejecución; (iii) responsabilidades y requerimientos de información financiera-contable y de seguimiento físico; (iv) mecanismos de coordinación interinstitucional entre CDEEE y EDESUR; (v) aspectos de gestión ambiental y social; y (vi) el alcance de los componentes del programa definidos a partir de la ingeniería de detalle.
- 3.8 **Auditorías.** Los servicios de auditoría financiera externa del programa serán provistos por una firma de auditores externos aceptable para el Banco, contratados con cargo al préstamo y sobre la base de términos de referencia acordados con el OE.
- 3.9 En adición a la firma de auditoría financiera, se contratarán auditores técnicos financiados por el programa, para apoyar a la UEP y EDESUR a certificar: (i) cumplimiento de los trabajos de los contratistas; (ii) indicadores de desempeño del programa; y (iii) cumplimiento con el Marco de Gestión Ambiental y Social del programa.

B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados

- 3.10 **Monitoreo.** El programa cuenta con un plan de M&E. La metodología consistirá en el seguimiento periódico de los indicadores de producto que darán cuenta de los aspectos más importantes de la ejecución del programa. El seguimiento administrativo y control del programa se enfocará en el seguimiento y documentación del cumplimiento de las normas procedimentales en materia administrativa, financiera, contable y jurídica de acuerdo con los lineamientos nacionales y del BID, a los establecidos en el MOP y en el contrato de préstamo. El M&E incluye los indicadores del desempeño económico, social y ambiental del programa. El OE enviará al Banco un informe de progreso a más tardar 60 días después del cierre de cada semestre. Estos informes reportarán el grado de cumplimiento de los indicadores de productos y avances de resultados de la Matriz de Resultados. Se identificarán problemas encontrados y se propondrán las

medidas correctivas. No más tarde del 30 de noviembre de cada año, el OE presentará al Banco: POA, PA y programación de caja del año siguiente.

- 3.11 **Evaluación.** La UEP supervisará el cumplimiento de los indicadores de desempeño acordados. La UEP entregará reportes consolidados sobre el avance del programa dentro de los 60 días siguientes a la finalización de cada semestre, en el formato establecido en el MOP.
- 3.12 La CDEEE, a través del UEP, contratará a una entidad independiente para fiscalizar las obras, que emitirá informes de fiscalización independiente sobre la calidad y cronogramas de ejecución de las obras contratadas. Este informe deberá ser aprobado por la CDEEE antes de realizar los pagos a los respectivos contratistas con cargo a los recursos del préstamo.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		DR-L1128
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID		Sí
Retos Regionales y Temas Transversales	-Productividad e Innovación -Equidad de Género y Diversidad -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental	
Indicadores de desarrollo de países	-Líneas 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-2908	Mejorar de la eficiencia operativa y tarifaria del sector eléctrico
Matriz de resultados del programa de país	GN-2915-2	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2018.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
II. Development Outcomes - Evaluability		Evaluable
3. Evaluación basada en pruebas y solución		7.7
3.1 Diagnóstico del Programa		3.0
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		1.7
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		3.0
4. Análisis económico ex ante		9.0
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, o resultados clave identificados para ACE		3.0
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados		3.0
4.3 Supuestos Razonables		1.0
4.4 Análisis de Sensibilidad		2.0
4.5 Consistencia con la matriz de resultados		0.0
5. Evaluación y seguimiento		6.5
5.1 Mecanismos de Monitoreo		1.8
5.2 Plan de Evaluación		4.7
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: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información, Método de comparación de precios.
No-Fiduciarios		
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	Sí	El Banco se encuentra preparando las TC "Apoyo a la Evaluación de los Proyectos de Reducción de Pérdidas y Fortalecimiento de la Gobernanza del Sector Eléctrico"(DR-T1179) y "Programa de Expansión de Redes y Reducción de Pérdidas Eléctricas en Distribución"(DR-T1170, esta última para apoyar el diseño de las subestaciones a ser implementadas en el marco de la operación DR-L1128.

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

El objetivo general del programa es aumentar la eficiencia operativa (reducción de pérdidas técnicas, mayor continuidad y calidad del abastecimiento) y la capacidad para atender el crecimiento de la demanda en el sistema de distribución eléctrica de Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A.(EDESUR), a través de la renovación y adición de infraestructura en condiciones financieras y ambientalmente sostenibles.

La documentación está bien estructurada—se provee un resumen del sector eléctrico y el marco regulatorio e institucional, y se resaltan los desafíos principales del sistema de distribución: rezago en inversiones en el sistema para reemplazar o actualizar subestaciones y redes de distribución, lo cual se traduce en sobrecargas, pérdidas técnicas, y deficiencias en la calidad del servicio.

El programa se estructura bajo la modalidad de préstamo de inversión de obras múltiples. Los proyectos de la muestra representan el 36% de las obras a ser financiadas. La solución propuesta está claramente vinculada con los problemas identificados. La matriz de resultados (MR) refleja los objetivos del programa y muestra una lógica vertical clara para cada uno de los tres componentes. Los indicadores de nivel inferior reflejan el diseño de los tres componentes. La MR incluye indicadores SMART a nivel de producto, resultados, e impacto, con sus respectivos valores de línea de base, metas, y medios para coleccionar la información.

Se realiza un análisis de Costo-Beneficio para el Componente I y II, y de forma integral. El beneficio principal es en función al Beneficio del Consumidor asociado al mayor flujo de energía entregada a consumidores finales. El AE está bien elaborado, sin embargo, dada la presentación de los datos para las variables que definen el beneficio principal, no se puede verificar la consistencia de los valores asumidos en el AE con los de la MR. Para la evaluación integral se encuentra una tasa interna de retorno (TIR) de 77.9% y un valor actual neto (VAN) de US\$1,882.5 millones. Se realiza un análisis de sensibilidad bajo escenarios alternativos modificando las variables principales que pueden afectar los costos y beneficios. El escenario conservador encuentra una TIR de 63.9% con un VAN de US\$1,581 millones.

El plan de monitoreo y evaluación propone una evaluación de Antes-y-Después y un AE de costo-beneficio ex post.

Los riesgos identificados en la matriz de riesgo parecen razonables y se clasifican como de riesgo Bajo (3), Medio (5) y Alto (2). Los riesgos de clasificación media y alta incluyen acciones de mitigación e indicadores de cumplimiento.

MATRIZ DE RESULTADOS

Objetivo del Programa:	El objetivo general del programa es aumentar la eficiencia operativa (reducción de pérdidas técnicas, mayor continuidad y calidad del abastecimiento) y la capacidad para atender el crecimiento de la demanda en el sistema de distribución eléctrica de EDESUR, a través de la renovación y adición de infraestructura en condiciones financieras y ambientalmente sostenibles. El objetivo específico es apoyar en la implementación en EDESUR de la primera etapa del PMESD.
-------------------------------	--

IMPACTO ESPERADO

Indicadores	Unidad de Medida	Línea Base	Año Línea Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Meta Final	Medios de Verificación	Comentarios
IMPACTO #1: Aumento de la energía servida de EDESUR										
Energía servida de EDESUR	GWh	5.010,4	2017	5.189	5.815	6.301	6.753	6.753	Informes de Control de Gestión de EDESUR	Este indicador se alinea al Objetivo Estratégico de la MR de la Estrategia País GN-2908 DE “Mejora de la eficiencia operativa y tarifaria del sector eléctrico”.

RESULTADOS ESPERADOS

Indicadores	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Meta Final	Medios de Verificación	Comentarios
RESULTADO #1: Disminución de pérdidas eléctricas técnicas										
Energía no servida por pérdidas eléctricas técnicas	GWh	60,1	2017				26,4	26,4	Informe oficial de CDEEE	Este indicador mide el cumplimiento con el objetivo de aumentar la continuidad del abastecimiento eléctrico

Indicadores	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Meta Final	Medios de Verificación	Comentarios
RESULTADO #2: Disponibilidad Promedio del Servicio (DPS)										
SAIFI	# interrupciones por usuario ¹	373,4	2017	373,40	373,40	339,88	313,92	313,92	Informes de Control de Gestión de EDESUR	Estos indicadores tienen como propósito ayudar en el seguimiento a la mejora de la calidad y continuidad del abastecimiento del servicio
	# clientes afectados	717.264	2017	717.264	717.264	550.222	427.028	427.028		
SAIDI	# minutos por usuario	58.956,1	2017	58.956,1	58.956,1	49.181,6	41.433,5	41.433,5		
	# clientes afectados	717.264	2017	717.264	717.264	550.222	427.028	427.028		
RESULTADO #3: Abastecimiento de la demanda										
Capacidad instalada para cubrir demanda	MVA	1.689,3	2017	1.699,3	1.798,3	2.148,3	2.394,3	2.394,3	Informe oficial CDEEE	Con este indicador se busca monitorear la mejora de la capacidad para atender la nueva demanda
RESULTADO #4: Mejora del empoderamiento económico en mujeres a través de iniciativas de actividades productivas										
Mujeres beneficiadas con iniciativas de empoderamiento o económico (Azua y Barahona)	# mujeres	0	2017	0	0	25	25	50	Informe oficial CDEEE	Este indicador contribuye al resultado esperado del CDR de "Incrementar la participación de las mujeres en el mercado laboral"
Mujeres en posiciones de liderazgo y mandos medios en la empresa EDESUR	%	25	2017	0	0	15	20	35	Informe oficial CDEEE	Este indicador se alinea a la estrategia de género

¹ Sin considerar los circuitos que se llevan a 24 horas de servicio.

PRODUCTOS

Productos	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Meta Final	Medios de Verificación	Comentarios
Componente I: Construcción y habilitación de nuevas subestaciones de distribución y sus redes asociadas										
Nuevas subestaciones de distribución a ser construidas y habilitadas	# subestaciones	0	2019	0	0	2	3	5	UEP–CDEEE	
Red de distribución habilitada (MT y BT) ²	km	0	2019	0	0	160	237	397		
Componente II: Rehabilitación y adecuación de subestaciones y redes existentes										
Subestaciones de distribución renovadas	# subestaciones	0	2019	0	0	3	6	9	UEP–CDEEE	
Red de distribución rehabilitada (MT y BT)	km	0	2019	0	0	450	720	1.170		
Interruptores telegestionados (<i>reclosers</i>) y macro-medición MT instalados	# interruptores	0	2019	0	0	30	40	70		
Componente III: Fortalecimiento Institucional, administración y monitoreo del programa										
Estrategia de género creada y aprobada	# estrategias	0	2018	1	0	0	0	1	Estrategia de género de EDESUR	
Plan de acción para mujeres implementado	# planes	0	2018	0	1	0	0	1	Informe del Plan de Acción	
Proyectos pilotos de uso productivo de la energía, desde la Unidad de Responsabilidad Social	# proyectos	0	2018	0	1	0	1	2	Informes de proyectos	
Programa de formación técnica para mujeres en funcionamiento	# programas	0	2018	0	0	1	0	1	Informes del programa de capacitación	Meta estimada: 20 mujeres por curso
Programa de formación técnica para jóvenes en funcionamiento	# programas	0	2018	0	0	0	1	1	Pensum del programa de formación técnica Convenios con instituciones de capacitación	Meta estimada: 20 jóvenes por curso

² La medición de este indicador se realizará por longitud de red MT, expresada en km.

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

País:	República Dominicana
Proyecto:	Programa de Expansión de Redes y Reducción de Pérdidas Eléctricas en Distribución (DR-L1128)
Organismo Ejecutor (OE):	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)
Equipo Fiduciario:	Willy Bendix; Romina Kirkagacli; Denise Salabie (FMP/CDR) y Yonaida Encarnación (CID/CDR)

I. RESUMEN EJECUTIVO

- 1.1 En junio 2018, se realizó una actualización de la evaluación de la capacidad fiduciaria del OE de la CDEEE, el cual será el OE del Programa. Con base en los resultados, tanto de la evaluación realizada como de la amplia experiencia en la gestión de proyectos con financiamiento del Banco y otros organismos multilaterales, se concluye que en términos generales la CDEEE refleja una capacidad fiduciaria adecuada y un riesgo fiduciario bajo, para la ejecución de la operación.
- 1.2 En relación con los Sistemas de Gestión de Finanzas Públicas (SGFP) de la República Dominicana; según la Evaluación¹ del SGFP de la RD (agosto 2017) y el informe PEFA² RD 2016 (presentado en octubre 2016), en términos generales, el sistema de gestión de las finanzas públicas de República Dominicana está parcialmente alineado con las buenas prácticas internacionales.
- 1.3 Por otro lado, en febrero 2016, se concluyó la actualización del diagnóstico del sistema de adquisiciones públicas de República Dominicana bajo la metodología de la OECD/DAC³. En dicha evaluación el resultado promedio de los cuatro pilares se situó en 2,12 en comparación con el 1,69 obtenido en el 2012, lo cual se explica por el avance en los pilares II. “Marco Institucional y Capacidad de Gestión” y Pilar III, “Las Adquisiciones y Prácticas del Mercado”. Los avances son menos evidentes en el Pilar I. “Marco Legal y Regulatorio” y Pilar IV. “La Integridad y Transparencia del Sistema de Adquisiciones”, y evidencian la necesidad de modificación de la Ley No. 340-06 sobre Compras y Contrataciones.

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 2.1 La CDEEE cuenta con vasta experiencia técnica y fiduciaria en la implementación de proyectos de energía. Actualmente, la UEP de la CDEEE está ejecutando de manera más que satisfactoria el préstamo financiado por el Banco 3182/OC-DR Apoyo al Programa Modernización Red Distribución y Reducción Pérdidas Eléctricas (US\$78 millones),

¹ Evaluación de los Subsistemas de Control Interno, Presupuesto, Tesorería, Contabilidad e Informes, mediante la aplicación de la metodología establecida en el Instructivo para Determinar el Nivel de Desarrollo y Uso de los Sistemas de Gestión Financiera Pública del (GUS) BID.

² *Public Expenditure and Financial Accountability* por sus siglas en inglés.

³ Comité de Asistencia para el Desarrollo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD/AC por sus siglas en inglés).

adicionalmente la UEP cuenta con experiencia previa en la gestión de otros proyectos financiados tanto por el Banco como por otros organismos multilaterales de desarrollo. Por ejemplo, La CDEEE realizó la ejecución de la operación 2042/OC-DR Programa de Reducción de Pérdidas y Mejoramiento Comercial (PRPMC), como apoyo al sector eléctrico y recuperación de las Empresas de Distribución de electricidad, por un monto de US\$152.1 millones. Este programa fue financiado por medio de varios préstamos suscritos por el GdRD con el Banco Mundial⁴ (BM), el Fondo Internacional para el Desarrollo de los Países Productores de Petróleo⁵ (OFID), el BID⁶, y contrapartida local. Los programas fueron gestionados en una manera satisfactoria en cuanto a la aplicación de las políticas del Banco y la implantación de procedimientos de control interno que permiten alcanzar los objetivos del programa.

III. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 3.1 Basado en nuestra experiencia durante la ejecución de los préstamos y en los resultados obtenidos de la actualización de la evaluación de capacidad fiduciaria de la CDEEE a través de la UEP mediante la aplicación del Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI), se concluye que el nivel de riesgo fiduciario es bajo para la ejecución del Programa.

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

- 4.1 A continuación, aquellos Acuerdos y Requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales del contrato:

A. Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso

- a. Que se haya suscrito y se encuentre en vigencia un convenio de transferencia de recursos entre el Prestatario, representado por el Ministerio de Hacienda, la CDEEE y EDESUR en que se acuerden los términos en que se transfieren los recursos del préstamo, así como se pacten las demás obligaciones de ejecución de cada parte en el programa.

B. Condiciones especiales de ejecución

- a. **Tipo de cambio acordado con el ejecutor para la rendición de cuentas.** Para efectos de determinar la equivalencia de gastos incurridos en moneda local con cargo al aporte local o del reembolso de gastos con cargo al Préstamo, la tasa de cambio acordada será la tasa de cambio en la fecha efectiva en que el Prestatario, 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, proveedor o beneficiario.

⁴ Proyecto BIRF No. P089866 por un monto de US\$42 millones.

⁵ Convenio No. 1281/OP-DR por un monto de US\$30 millones, operación administrada por el Banco.

⁶ Proyecto No. DR-L1026, bajo convenio de préstamo No. 2042/OC-DR por US\$40 millones.

- b. **Estados financieros y otros informes auditados.** Durante la ejecución del programa el ejecutor presentará:
- i. Anualmente, los estados financieros auditados del programa, a más tardar 120 días después del cierre de cada periodo fiscal.
 - ii. Al primer semestre de cada período, un informe de ejecución financiera no auditado correspondiente dentro de los 60 días luego del cierre del semestre.
 - iii. Al cierre del proyecto, los estados financieros auditados finales del programa, a más tardar 120 días después de la fecha del último desembolso.

V. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES

- 5.1 **Ejecución de las adquisiciones.** El PA inicial será por los primeros 18 meses y la UEP lo actualizará anualmente o cuando sea necesario a lo largo de la duración del programa.
- 5.2 **Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría (Política de Adquisiciones GN-2349-9)**⁷. En esta categoría, las adquisiciones sujetas a Licitación Pública Internacional (LPI) y Licitación Internacional Limitada (LIL) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DEL) emitidos por el Banco; y las adquisiciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco (o satisfactorios al Banco). Por el lado del banco, la revisión/aprobación de las especificaciones técnicas es responsabilidad del especialista sectorial del Programa y debe estar disponible previo a la preparación de los procesos de licitación.
- 5.3 **Selección y Contratación de Consultores (Política de Adquisiciones GN-2350-9).** Independientemente del monto del contrato, los contratos de Servicios de Consultoría se ejecutarán utilizando el documento de Solicitud Estándar de Propuestas (SEPs) emitido por el Banco. Por el lado del banco, la revisión/aprobación de términos de referencia para la contratación de servicios es responsabilidad del especialista sectorial/jefe del equipo de Programa.
- 5.4 **Selección de los consultores individuales.** Las contrataciones realizarán sobre la base de la comparación de calificaciones para realizar el trabajo de al menos tres candidatos. Cuando la situación lo disponga, se publicarán avisos en la prensa local, internacional o en el UNDB a fin de obtener antecedentes de consultores calificados. Por el lado del banco, la revisión/aprobación de términos de referencia para la contratación de servicios es responsabilidad del especialista sectorial del Programa.
- 5.5 **Planificación de las adquisiciones.** La CDEEE publicará el Plan de Adquisiciones en el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones (SEPA) y lo actualizará por lo menos anualmente o conforme se requiera para reflejar las necesidades reales de ejecución del Programa y el progreso alcanzado.
- 5.6 **Preferencia nacional.** Para la ejecución de esta operación, no se considerará la inclusión de preferencia nacional en los procesos de adquisición de bienes previstos.

⁷ Políticas GN-2349-9 párrafo 1.1: Los servicios diferentes a los de consultoría tienen un tratamiento similar a los bienes.

- 5.7 **Montos límite.** Los umbrales que determina el uso de la licitación pública internacional y la integración de la lista corta con consultores internacionales serán puestos a disposición del OE, en la página www.iadb.org/procurement. 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.

Tabla V-1. Tabla de Montos Límites para LPI y Lista Corta con Conformación Internacional (US\$)

Obras			Bienes			Consultoría	
LPI	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	LPI	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	Publicidad Internacional consultoría	Lista Corta 100% Nacional
≥3.000.000	<3.000.000 ≥250.000	< 250.000	≥250.000	< 250.000 ≥50.000	< 50.000	≥200.000	<200.000

- 5.8 **Adquisiciones principales.** La CDEEE será responsable de la preparación del Plan de Adquisiciones, el EA proveerá asistencia para prever que los procedimientos sean adecuados conforme las políticas de adquisiciones del Banco a través de la emisión del concepto obligatorio para la consideración del Especialista Sectorial/Jefe de Equipo del Programa. Las adquisiciones principales previstas en esta operación se detallan a continuación:

Tabla V-2. Adquisiciones Principales

Actividad	Tipo de Licitación	Monto Estimado (miles US\$)
Obras		
Construcción, Suministro e Instalación y obras civiles de nuevas subestaciones y Adecuación Subestaciones existentes.	LPI	57.396
Rehabilitación y expansión de Redes Asociadas (Subestaciones nuevas y Existentes); Suministro e instalación de Interruptores telegestionados y macromedidos.	LPI	89.600
Firmas		
Fiscalización para construcción y rehabilitación de obras	SBCC	2.900

* Para acceder al plan de adquisiciones de los 18 primeros meses (vea [PA](#)).

- 5.9 **Supervisión de adquisiciones.** Los contratos sujetos a revisión ex post por parte del Banco serán indicados en el Plan de Adquisiciones, en función del nivel de riesgo fiduciario identificado para el Programa. Las visitas de revisión ex post por el Banco se realizarán, al menos una vez cada 12 meses. Los reportes de revisión ex post incluirán al menos una visita de inspección física, cuando corresponda.
- 5.10 **Registros y archivos.** Los archivos deberán estar ubicados en las oficinas de la CDEEE y bajo condiciones de seguridad adecuadas.

VI. ACUERDOS DE GESTIÓN FINANCIERA

- 6.1 **Programación y presupuesto.** La CDEEE por ser una entidad de propiedad estatal y autónoma, recibe transferencias presupuestarias para el sector del Ministerio de Hacienda para cubrir su plan de inversiones y subsidios. De estos recursos se asignan

los aportes de contrapartida que el programa podría requerir. Periódicamente la Unidad de Análisis Financiero remite informes financieros de ejecución presupuestaria del programa al Ministerio de Hacienda, quien posteriormente valida con la UEP. En este contexto, el OE será responsable de velar que las asignaciones presupuestarias asignadas al programa sean acordes con el plan de ejecución y los planes operativos acordados con el Banco. En la ejecución del programa se emplearán los instrumentos de planificación del Banco (PEP, POA, PA).

- 6.2 **Contabilidad y sistemas de información.** El OE a través de la UEP deberá emplear el sistema contable/financiero y de control presupuestario UEPEX/SIGEF; para procesar y registrar las transacciones contables, control presupuestario, y la generación de los informes financieros requeridos, según la normativa y política del Banco. Los registros del programa son sobre la base contable de caja.
- 6.3 **Desembolsos y flujo de caja.** La modalidad de desembolsos a utilizar principalmente para el programa será el anticipo de fondos, en base a una planificación financiera de hasta 6 meses. Los anticipos subsiguientes se podrán desembolsar, una vez que el 80% del balance acumulado pendiente de justificación se haya presentado y haya sido aceptado por el Banco. Los desembolsos serán depositados en cuentas bancarias especiales a nombre del Programa, abiertas por el prestatario en el Banco Central y en la Tesorería Nacional.
- 6.4 **Control Interno y auditoría interna.** La función de auditoría interna de Gobierno está a cargo de la Contraloría General de la República Dominicana (CGRD)⁸. Sin embargo, en el caso de la CDEEE, la misma posee una Dirección de Auditoría Interna, quien de manera ex post realiza procedimientos de control y evaluaciones a los procesos de control interno y de pago de las transacciones de los programas financiados por el Banco.
- 6.5 **Control Externo e Informes.** El Programa tendrá que contratar los servicios de Firmas Auditoras Independientes para las auditorías financieras externas del programa. Las auditorías externas se realizarán con base en los términos de referencia previamente acordados con el Banco y con los requerimientos de las políticas y procedimientos del Banco para estos efectos. Los costos de auditoría del programa serán con cargo a los recursos del financiamiento.
- 6.6 **Plan de supervisión financiera.** Los funcionarios encargados de la coordinación del programa y de la gestión financiera que componen actualmente la UEP de la CDEE posee sólida y probada experiencia en el manejo de operaciones financiadas por el Banco. Considerando este antecedente, la supervisión financiera será realizada a través de visitas de inspección, revisiones ex post, donde se evaluaría el riesgo fiduciario establecido originalmente, diálogo, comunicación constante y a través de los auditores externos.
- 6.7 **Mecanismo de Ejecución.** El OE del programa es la CDEEE. La implementación del programa se llevará a cabo a través de la UEP, con el apoyo técnico de EDESUR, quien coordinará, supervisará y reportará los resultados de la implementación. EDESUR es responsable del diseño, especificaciones técnicas y supervisión de las obras.

⁸ Ver la Ley No. 10-07, sobre el Sistema Nacional de Control Interno, y sus "Reglamento de Aplicación" y el Decreto Presidencial No. 121-01.

- 6.8 La UEP reportará directamente al Vicepresidente Ejecutivo de la CDEEE, coordinará todas las actividades relacionadas con el programa entre la CDEEE y EDESUR y será el contacto directo con el BID. Los aspectos administrativos, de adquisiciones y financieros serán manejados por la UEP usando los sistemas de seguimiento, adquisiciones, financieros, presupuestarios y archivo existentes, los cuales son satisfactorios al BID. La UEP será responsable de elaborar los pliegos de licitación y de gerenciar el proceso completo de las adquisiciones, incluyendo la preparación de los contratos de instalación y suministro. EDESUR y la UEP en conjunto, serán responsables de la evaluación de las propuestas y recomendaciones de asignación del contrato.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-__/18

República Dominicana. Préstamo ____/OC-DR a la República Dominicana
Programa de Expansión de Redes y Reducción de Pérdidas
Técnicas Eléctricas en Distribución

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República Dominicana, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Programa de Expansión de Redes y Reducción de Pérdidas Técnicas Eléctricas en Distribución. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$155.000.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen de Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el __ de _____ de 2018)