



Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua

3611/BL-NI (NI-L1091)

Informe de Terminación de Proyecto (PCR)

Equipo Original de Proyecto: Héctor Baldivieso (ENE/CNI), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Jefe de Equipo Alterno; Alberto Levy, Carlos Trujillo, Carlos Hinestrosa y Stephanie Suber (INE/ENE); Juan Carlos Lazo y Santiago Castillo (FMP/CNI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Denis Corrales (VPS/ESG); y Alma Reyna Selva (CID/CNI).

Equipo de PCR: Carlos Jácome (ENE/CNI) Jefe de Equipo; Alma Reyna Selva (CID/CNI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Erik Gustaf Fredrik (ESG/CPN); Katya Barrantes (ESG/CCR); Jorge Gallo (ESG/CNI); Leonardo Corral (SPD/SDV); Loana Vega y Nathalie Hoffman (INE/ENE); y Nancy Jesurun-Clements (Consultora).

Índice

Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)	ii
Enlaces Electrónicos Opcionales (EEO)	ii
INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO	iv
I. INTRODUCCIÓN	1
II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO	2
A. Relevancia	2
a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país	2
b. Alineación estratégica	3
c. Relevancia del diseño	3
B. Efectividad	9
a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto	9
b. Resultados Logrados	9
c. Análisis Contrafactual (Atribución)	11
d. Resultados imprevistos	13
e. Calificación de Efectividad	13
C. Eficiencia	15
a. Evaluación Económica Ex Post	15
b. Costos	15
c. Cambios operativos durante la ejecución	15
d. Calificación de Eficiencia	16
D. Sostenibilidad	18
a. Aspectos generales de sostenibilidad	18
b. Salvaguardias ambientales y sociales	18
c. Calificación de Sostenibilidad	18
III. CRITERIOS NO CENTRALES	21
A. Desempeño del Banco	21
B. Desempeño del Prestatario	21
IV. Hallazgos y Recomendaciones	23

Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)

1. [Resumen de la Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\)](#)
2. Cambios a la Matriz de Resultados¹
3. [Versión Final del Informe de Seguimiento de Proyecto \(PMR\)](#)
4. [Lista de verificación PCR \(Checklist\)](#)

Enlaces Electrónicos Opcionales (EEO)

1. [Informe de Evaluación Ex post](#)

¹ No hubo ningún cambio en la MR a nivel de objetivos específicos ni indicadores de resultado.

Acrónimos y Abreviaturas

BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
DOSA	Dirección Operativa de Sistemas Aislados
EE	Eficiencia Energética
ETIAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
ENS	Energía No Servida
EOR	Ente Operador Regional
ER	Energía Renovable
FOE	Fondo para Operaciones Especiales
GCI-9	Noveno Aumento General de Capital del BID
GNI	Gobierno de Nicaragua
GWh	<i>Gigavatio-hora</i>
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
INETER	Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales
Km	Kilómetros
kWh	Kilovatio-hora
LT	Línea de Transmisión
MARENA	Ministerio de Ambiente y los Recursos Naturales de Nicaragua
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MOP	Manual Operativo del Proyecto
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
OE	Objetivo Específico
OG	Objetivo General
PCR	<i>Project Completion Report</i>
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
PME	Plan de Monitoreo y Evaluación
PMR	<i>Progress Monitoring Report</i>
PNSE	Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable
POA	Plan Operativo Anual
RTR	Red de Transmisión Regional
SE	Subestación Eléctrica
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
TC	Transformadores de Corriente
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económica
VPNE	Valor Presente Neto Económico

INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

^NI-L1091 Expansion and Strengthening of Nicaraguas Electricity Transmission System

Country Beneficiary Nicaragua	Loan Instrument Investment Loan	Borrower NI-NI - REPUBLICA DE NICARAGUA	Loan(s) 3611/BL-NI	Sector Energy	Sub-Sector Energy Integration
Date of Board Approval Dec 09, 2015	Date of Eligibility for First Disbursement Jun 01, 2016	Date of Closure (CO) Jun 16, 2022	Loan Amount - Original 40,000,000.00	Loan Amount - Current 40,000,000.00	Pari Passu <input type="text"/>
Total Project Cost 43,041,800.00	Months In Execution from Approval 78	Months In Execution from First Disbursement 66	Original Date of Final Disbursement Feb 19, 2021	Actual Date of Final Disbursement Feb 19, 2022	Cumulative Extension(Months) <input type="text"/>
Total Amount Disbursed 40,000,000.00	Total Percentage of Disbursement 100%				

^Ratings of project Performance in PMRs



Has This Project Received Funds from another Project? ☐ Yes ☒ No

Has This Project Sent Funds to Another Project? ☐ Yes ☒ No

Development Effectiveness Classification

Please include here the PCR Overall Rating as is in the PCR Checklist

No	PMR Date	PMR Stage	Classification	Disbursement Percentage (As of Dec 31)
1	May 02, 2017	Second period Jan-Dec 2016	Satisfactory	0%
2	Apr 19, 2018	Second period Jan-Dec 2017	Satisfactory	24%
3	May 06, 2019	Second period Jan-Dec 2018	Alert	28%
4	Apr 02, 2020	Second period Jan-Dec 2019	Satisfactory	65%
5	May 10, 2021	Second period Jan-Dec 2020	Satisfactory	92%
6	May 06, 2022	Second period Jan-Dec 2021	Satisfactory	100%

^ Staff Time and Cost



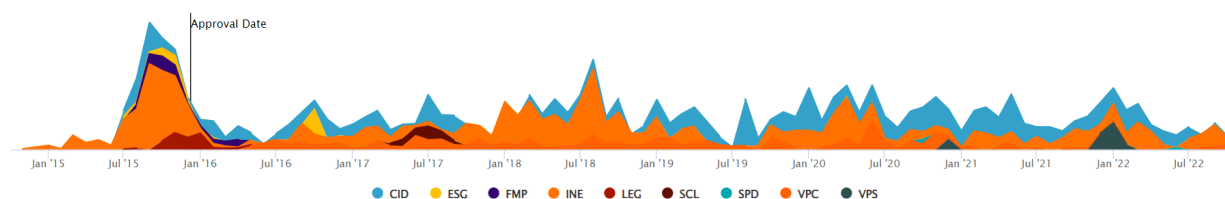
Stage Project Cycle	# of Staff Weeks	USD (including Travel and Consultant Costs)
Preparation	17.9	145,410.76
Supervision	86.9	407,405.98
Total	104.8	552,816.74

^ Time



Time Reported for NI-L1091

Source SAP Nov 11, 2022



I. INTRODUCCIÓN

- 1.1 Este documento presenta el Informe de Terminación de Proyecto (PCR² por sus siglas en inglés) del Programa de Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua. Este programa fue financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) mediante préstamo de US\$40.0 millones, aprobado el 9 de diciembre de 2015, cuyo Contrato de Préstamo 3611/BL-NI fue suscrito el 15 de enero de 2016 y entró en vigencia el 19 de febrero de 2016. El Objetivo General (OG) del proyecto fue promover el aumento del bienestar de la población a través del reforzamiento de la infraestructura de transmisión eléctrica para permitir la conexión de nuevos clientes, mejorar la calidad de suministro y avanzar en la optimización de la infraestructura de interconexión regional. Los Objetivos Específicos (OE) del programa incluyen: (i) garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER)³; (ii) incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el programa PNESER; y (iii) optimizar la capacidad de carga de la Línea de Transmisión (LT) regional del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) en los tramos ubicados en Nicaragua.
- 1.2 El Contrato de Préstamo entró en vigencia el 19 de febrero de 2016 y el financiamiento fue elegible para desembolsos el 1 de junio de 2016. La fecha de último desembolso fue el 19 de febrero del 2022. El 29 de noviembre de 2021 se desembolsó el 100% de los recursos del préstamo. La fecha de cierre operativo (CO) fue el 19 de mayo de 2022. Conforme al último Informe de Monitoreo de Progreso (PMR⁴, por sus siglas en inglés) del sistema de Convergencia del Banco, el proyecto muestra una calificación de Satisfactorio.
- 1.3 El OG y los OE del proyecto y la lógica vertical del diseño estuvieron alineados con las necesidades y prioridades de desarrollo del país desde la aprobación hasta el cierre. El 93,2% de los objetivos del proyecto se lograron en gran parte o totalmente y los resultados se pueden atribuir al proyecto. El análisis costo-beneficio ex post verificó la eficiencia del programa en el uso de los recursos. Fue necesario extender en 12 meses el plazo de desembolso como resultado de eventos externos al programa que alteraron la dinámica y el ritmo esperado de actividades: (i) acontecimientos sociopolíticos en el país en 2018; (ii) los efectos de la pandemia del COVID-19 que afectaron la demanda de energía; y (iii) los huracanes Iota y Eta que impactaron en la economía de Nicaragua a fines de 2020. No se identificaron riesgos no mitigados para la sostenibilidad de los resultados y el desempeño de las salvaguardias ambientales y sociales fue satisfactorio. Los hallazgos identifican recomendaciones para mejorar el diseño y la ejecución de futuros programas similares. Con base en la lista de verificación del PCR (*Checklist*), la calificación del programa es de “Altamente Exitoso”.

² *Project Completion Report.*

³ El PNESER fue un plan integral del Gobierno de Nicaragua, financiado con recursos de varios financistas internacionales con contrapartida nacional y con ejecución liderada por el BID, que aportó con financiamiento entre el 2010 y 2019 para dar respuesta a distintas problemáticas del sector energético, abarcando temas de generación, transmisión y distribución. El objetivo general del programa fue reducir la pobreza promoviendo el acceso de una porción importante de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible, y a la vez, apoyar un cambio en la matriz energética hacia mejorar las condiciones de mitigación y adaptación del cambio climático. El PNESER se enfocó en satisfacer las necesidades de cobertura eléctrica y en la promoción de las Energías Renovables (ER) y la Eficiencia Energética (EE). La cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional pasó de 66,7% en 2009, a 96,7% en 2019. La matriz de generación eléctrica pasó de 27,9% con base en fuentes de ER en 2009, a 59,5% en 2019.

⁴ *Progress Monitoring Report.*

II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO

A. Relevancia

- 2.1 El programa fue diseñado y ejecutado con el OG y los OE en completa alineación con las prioridades y necesidades del país y las prioridades estratégicas del Banco. El diseño respondió a las necesidades de intervención identificadas en el diagnóstico y fue consistente con una lógica vertical hasta el cierre.

a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país

- 2.2 El diseño del programa se concentró en atender las necesidades en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) para asegurar la continuidad del servicio y la capacidad de expansión del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER); y para atender los requerimientos de adaptación al SIEPAC.
- 2.3 El PNESER fue concebido dentro del marco del Plan Nacional de Desarrollo Humano de Nicaragua (PNDH)⁵ que el Gobierno de Nicaragua (GNI) ha impulsado como un Plan de Nación con objetivos claros y de alta prioridad para el país. Uno de sus objetivos ha sido la transformación del sector eléctrico, incrementando en forma sustancial la cobertura eléctrica nacional como eje esencial para fomentar el desarrollo económico. El PNESER es el mayor instrumento de electrificación en el país, promoviendo el desarrollo socioeconómico del área urbana y rural del país⁶. Por otro lado, la línea del SIEPAC se construyó para incrementar la eficiencia del sistema eléctrico de todos los países de Centroamérica en términos de costo y confiabilidad, y se creó la institucionalidad para administrar los intercambios regionales dentro del SIEPAC. En octubre 2014 se culminó la construcción y pusieron en operación 1.790 km de esta línea del SIEPAC. De acuerdo con el reglamento operativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), los países que pertenecen al SIEPAC deben garantizar una capacidad de transferencia eléctrica de 300MW con sus países vecinos.
- 2.4 La estrategia del GNI durante la ejecución del PNESER para superar los retos del sector eléctrico ha incluido: (i) reducción de la dependencia de los combustibles fósiles para generación de energía eléctrica por medio del uso de fuentes de Energía Renovable (ER); (ii) expansión de inversiones del sector privado en generación hidroeléctrica, geotérmica y biomasa; (iii) expansión de la cobertura eléctrica; (iv) promoción de programas de Eficiencia Energética (EE); (v) reducción de pérdidas; y (vi) maximización de oportunidades por la entrada en operación del SIEPAC.
- 2.5 El SNT enfrentaba serios problemas de inestabilidad e insuficiencia para absorber la demanda creciente de energía y para mantener la calidad del suministro eléctrico, debido a serios rezagos en inversión en relación con las necesidades del sector, presentando altos índices de Energía No Servida (ENS) y de pérdidas de transmisión. Para poder lograr las metas de cobertura y calidad del PNESER y permitir la evacuación de nueva generación con ER, era necesario ampliar y reforzar el SNT que alimenta áreas cubiertas por el PNESER; y ampliar la capacidad de transmisión a 300MW en el SIEPAC.
- 2.6 Para identificar las inversiones prioritarias requeridas en el SNT en el área de influencia del PNESER y para los refuerzos nacionales relacionados al SIEPAC, se revisó la

⁵ [Ejes del PNDH 2018-2021; Plan Nacional de Desarrollo Humano 2012-16.](#)

⁶ Con una inversión de US\$442 millones, de los cuales el Banco financió US\$87,5 millones: PNESER I (2342/BL-NI); II (2342/BL-NI-4); y III (2342/BL-NI-5).

documentación de la planificación de la expansión de la infraestructura eléctrica de Nicaragua, incluyendo la revisión de los documentos del PNESER, el potencial de desarrollo de generación con ER, los planes de expansión y estudios elaborados por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), y los compromisos del país con el MER.

- 2.7 El programa se alinea con el nuevo Plan Nacional de Lucha Contra la Pobreza 2022-2026⁷ vigente al cierre de la operación, uno de cuyos ejes prioritarios es el Refuerzo de las Condiciones Básicas para el Desarrollo, el cual incluye como área estratégica en el período, la energía eléctrica segura, sostenible y moderna. El plan propone consolidar la articulación de los subsectores de generación, transmisión y distribución de energía, intensificando el cambio de la matriz energética que permita al país ser, en el mediano plazo, sólido exportador de energía limpia en el MER.
- 2.8 Las inversiones financiadas siguen los lineamientos establecidos en el Plan de Obras 2018 de ENATREL, en el que se describen todos los proyectos que entrarían en vigor en los años 2018 a 2021.

b. Alineación estratégica

- 2.9 Tanto al inicio como durante la ejecución y al cierre del Programa, dado que no hubo ajuste en la Estrategia del Banco con el País (EBP), GN-2683, se mantuvo una alineación entre los objetivos del Programa y la visión estrategia del Banco. La EPB define al sector energético como uno de los cuatro sectores prioritarios de intervención para apoyar el crecimiento económico y la reducción las brechas urbano-rurales de pobreza y acceso a servicios; y considera entre sus objetivos: (i) diversificar la matriz energética mediante la promoción de ER; (ii) aumentar la cobertura eléctrica; y (iii) potenciar la integración regional, apoyando la armonización regulatoria y las inversiones necesarias en infraestructura de transmisión.
- 2.10 El proyecto fue consistente con los objetivos y prioridades de financiamiento del Noveno Aumento General de Capital- GCI-9 (AB-2764) vigente durante el diseño, de: (i) respaldo al desarrollo de países pequeños y vulnerables; (ii) reducción de la pobreza y aumento de la equidad; (iii) apoyo a iniciativas sobre cambio climático, energía sostenible y sostenibilidad ambiental; y (iv) respaldo a la cooperación e integración regionales por medio del reforzamiento de las LT nacionales para permitir disponibilidad de capacidad de transmisión de la LT regional del SIEPAC. El programa se alineó con las metas regionales de desarrollo del GCI-9 al contribuir con el indicador de: (i) kilómetros de líneas de transmisión y distribución instaladas o mejoradas; y (ii) porcentaje de generación de energía de fuente con baja emisión de carbono sobre generación total de energía financiada por el BID. El programa fue consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional del BID (UIS) 2010-2020 (AB-3008), alineándose con los desafíos de desarrollo de: (i) inclusión social e igualdad; y (ii) productividad e innovación. El programa se alineó con el área transversal de cambio climático y sostenibilidad ambiental al impulsar el desarrollo de ER.

c. Relevancia del diseño

- 2.11 Los estudios técnicos realizados por ENATREL para la planificación de las inversiones en el SNT identificaron serias deficiencias en el sistema que constituían obstáculos tanto al proceso de expansión de la electrificación rural y al logro de las metas de cobertura del PNESER, como al cumplimiento de los requerimientos de refuerzos para garantizar la capacidad de transferencia de potencia de 300 MW de Nicaragua en el SIEPAC. Se

⁷ [Plan Nacional de Lucha Contra la Pobreza 2022-2026](#).

determinó que el SNT no reunía las condiciones óptimas en su infraestructura física y representaba una de las limitantes principales al acceso a la energía continua, asequible y costo-efectiva, principalmente en el área rural, debido en general, a la existencia de puntos en la red con transformadores sobrecargados a niveles de acelerada degradación de sus parámetros físicos y LT operando fuera de los estándares; y sistemas con elevadas interrupciones, tanto en cantidad como en magnitud. Muchas comunidades rurales no gozaban del servicio de energía eléctrica debido a las largas distancias de los circuitos existentes y a la saturación de las líneas de distribución.

- 2.12 Varias de las Subestaciones Eléctricas (SE) que alimentarían cargas de las nuevas demandas esperadas de los proyectos del PNESER indicaban altas dificultades en regular la tensión, copadas o próximas a alcanzar su máxima capacidad, requiriendo ampliación o trasiego de carga a nuevas SE. Existían SE al final de su vida útil, sin condiciones adecuadas de seguridad. Las LT en zonas con circuitos de distribución de gran longitud no estaban en capacidad de abastecer nuevas cargas a los niveles normados de voltaje, impidiendo la provisión del suministro eléctrico confiable a usuarios existentes y nuevos; ni incorporación de nuevas fuentes de ER al SNT. Por tanto, el sistema ya no soportaba nuevas ampliaciones ni era capaz de abastecer a las comunidades meta del PNESER, lo que ocasionaría que la mayoría de las comunidades rurales aledañas a los municipios referidos no contaran con un servicio de energía eléctrica confiable y permanente, el objetivo del PNESER.
- 2.13 Los problemas presentes en el SNT de Nicaragua reducían el volumen de energía que era posible transar en MER, constituyendo un serio impedimento a la posibilidad de mantener un comercio internacional permanente de energía eléctrica y por lo tanto el aprovechamiento de la potencialidad de la electrificación y la integración regional, limitando los beneficios emergentes de maximizar las transacciones de energía de bajo costo en la región. Nicaragua tenía restricciones en su red troncal que limitaba la capacidad de transferencia de potencia. De acuerdo con el Ente Operador Regional (EOR) del SIEPAC, durante el segundo semestre de 2014 la capacidad de transporte entre Honduras y Nicaragua era de 200MW para importar y 210MW para exportar, y la capacidad entre Nicaragua y Costa Rica fue de 210MW para exportar y 150MW para importar.
- 2.14 La ampliación y refuerzo al SNT en las zonas rurales se concibió para proveer un servicio eléctrico confiable a nuevos usuarios, mantener o mejorar el servicio a los usuarios existentes, atender el crecimiento de la demanda, contar con la capacidad para incorporar nuevas fuentes de ER al sistema, mejorar la eficiencia del SNT y tener el respaldo eléctrico ante fallas para garantizar la confiabilidad. El diseño incorporó el reforzamiento del SNT por medio de las inversiones en construcción, remodelación o ampliación de SE, ampliación de LT y demás obras conexas destinadas a alimentar las cargas en las áreas de influencia directa del PNESER, disponer de una red de transmisión que pudiese evacuar la energía generada mediante pequeños proyectos hidroeléctricos en las zonas, y garantizar la disponibilidad de capacidad de transporte regional.
- 2.15 El diseño buscó soluciones enfocadas a atender los elementos más críticos de la problemática identificada, en respuesta directa al diagnóstico y a las prioridades estratégicas. Con base en la problemática identificada se definieron los Objetivos Específicos (OE) del programa y su vínculo causal con el OG:
- 2.16 OE1: Garantizar el suministro continuo de energía eléctrica; e incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el programa PNESER. Con base en proyecciones del crecimiento esperado de la demanda eléctrica en el país, disponibles en el diseño, se estimó la necesidad de un incremento de capacidad instalada de entre 896MW a 1.038,5MW para 2026, la cual debía ir acompañada con inversión de infraestructura de transmisión para

ampliar y densificar las líneas de transporte y distribución de energía. Se requerían obras al SNT de construcción, remodelación o ampliación de SE, expansión de las LT y obras conexas.

- 2.17 Para lograr el OE1 se requería subsanar las limitantes más críticas que la situación del SNT enfrentaba en la zona de influencia del PNESER⁸ en los municipios al norte del país. Bajo el Componente 1, el programa financió las siguientes inversiones, identificadas como de mayor prioridad para apoyar el aumento de cobertura eléctrica integral a través de mejoras al servicio de usuarios existentes, permitir la conexión de nuevos usuarios al SIN y la conexión de pequeñas hidroeléctricas al SNT:
- a. Construcción SE Waslala (El Cuá); LT 138kV La Dalia – Waslala; y obras conexas.
 - b. Construcción SE Santa Clara; LT 138 kV Ocotal - Santa Clara; y obras conexas.
 - c. Construcción SE Jinotega; LT Jinotega-Intersección Línea Planta Centroamérica-Sébaco 138kV en doble circuito; y obras conexas.
- 2.18 OE2: Optimizar la capacidad de carga de la LT regional en los tramos ubicados en Nicaragua. Para identificar los refuerzos nacionales que serían necesarios para asegurar la capacidad máxima de transmisión de la línea SIEPAC, estudios del MER determinaron las inversiones específicas que los países debían hacer en sus sistemas de transmisión para resolver los problemas de voltaje y de saturación de líneas. En el caso de Nicaragua se identificaron una serie de inversiones para asegurar las transferencias con Costa Rica y Honduras, considerando de alta prioridad para asegurar la disponibilidad de la capacidad del diseño de la LT regional SIEPAC, el reforzamiento de la LT Los Brasiles – Acahualinca – Managua. Esta LT enlaza la SE Acahualinca a la SE Planta Managua a través de la LT 138kV, la cual se incluyó en el diseño original, en apoyo al OD2 del programa.
- 2.19 Sin embargo, durante la ejecución se encontró que debido a las características de la zona urbana por donde pasa actualmente la LT, es imposible realizar los trabajos necesarios para su ejecución. La solución técnica óptima para este reforzamiento incorpora un tramo de 5km de cable de LT en 138kV que requiere instalación subacuática bajo el Lago de Managua, hacia la SE Planta Managua. Esta solución tiene como fin distribuir las cargas entre las SE y reforzar el esquema de enlace con las otras SE ubicadas en el Norte, logrando mejorar la operatividad eléctrica de la línea de distribución en media tensión, en caso de ocurrir fallos por contingencia (§2.48). El diseño requiere recursos mayores a lo presupuestado en el programa, por lo cual se procedió a postergar su construcción y a financiar actividades complementarias en apoyo a este plan y a contribuir a optimizar la capacidad de carga de energía de la LT regional del SIEPAC en los tramos ubicados en Nicaragua.
- 2.20 En apoyo a este OE, bajo el Componente 2 se financiaron los siguientes proyectos:
- a. Adquisición de bienes para sustitución de Transformadores de Corriente (TC) en las líneas de 230kV de Red de Transmisión Regional (RTR) - Fase 1.
 - b. Estudio de Barimetría del lecho del Lago Managua para conocer los datos de las profundidades del lago por donde pasaría la LT subacuática para determinar su factibilidad.

⁸ Las zonas de influencia del programa están definidas por: Región Central: Departamento Jinotega (Municipios: Jinotega, La Concordia, Santa María de Pantasma, San Rafael del Norte y San Sebastián de Yalí); Departamento Madriz (Municipios: San Juan de Río Coco); Departamento Matagalpa (Municipios: El Cuá, Rancho Grande); Departamento Nueva Segovia (Municipios: Ciudad Antigua, Jalapa, El Jícaro, Murra, Quilali, San Fernando, Wiwili de Nueva Segovia). Región Costa Caribe: Departamento Región Autónoma del Atlántico Norte (Municipios: Waslala).

- c. Construcción de 50km de la LT Los Brasiles-San Benito 230kV Fase 2 (Santa Maria-Campusano-Los Brasiles) para crear un anillo de 230kV Masaya – Nueva SE San Benito con más de 100km de línea en 230kV, para aumentar la confiabilidad y aumentar capacidad para la conexión de futuros proyectos de generación en la zona norte del país.
- d. Adquisición de un tercer autotransformador 45/60/75MVA, 230/138/13.8V para ampliación de capacidad de transformación 230/138kV en la SE Ticuantepe II.
- e. Adquisición de reactores de 5 MVAR – 138 kV para compensación inductiva en SE Rosita y SE Bilwi para nivelar la tensión en los puntos de conexión y mejorar el perfil de tensión a lo largo de la LT, disminuyendo las pérdidas de energía.

2.21 Lógica vertical. El vínculo entre los productos y resultados es directo, en respuesta a los principales problemas que buscaba atender el programa:

- El SNT sobrecargado y con niveles de acelerada degradación en la zona de influencia del PNESER, exponiendo baja confiabilidad presente e insuficiencia para el crecimiento esperado.
- Capacidad de voltaje para el transporte eléctrico en el MER inferior a los requerimientos de refuerzos para garantizar la capacidad de transferencia de potencia de 300MW de Nicaragua en el SIEPAC.

2.22 La intervención brinda solución a estos problemas mediante el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión en zonas directamente afectadas por la problemática identificada. La contribución de los productos financiados al logro de los OE se mide con los indicadores de resultados establecidos en la Matriz de Resultados (Tabla 1). La Figura 1 muestra en forma esquemática, la lógica vertical del diseño.

2.23 El programa mantuvo su Objetivo General, sus dos Objetivos Específicos (OE), y la Matriz de Resultados durante la totalidad de la ejecución.

Figura 1 - Cadena Causal

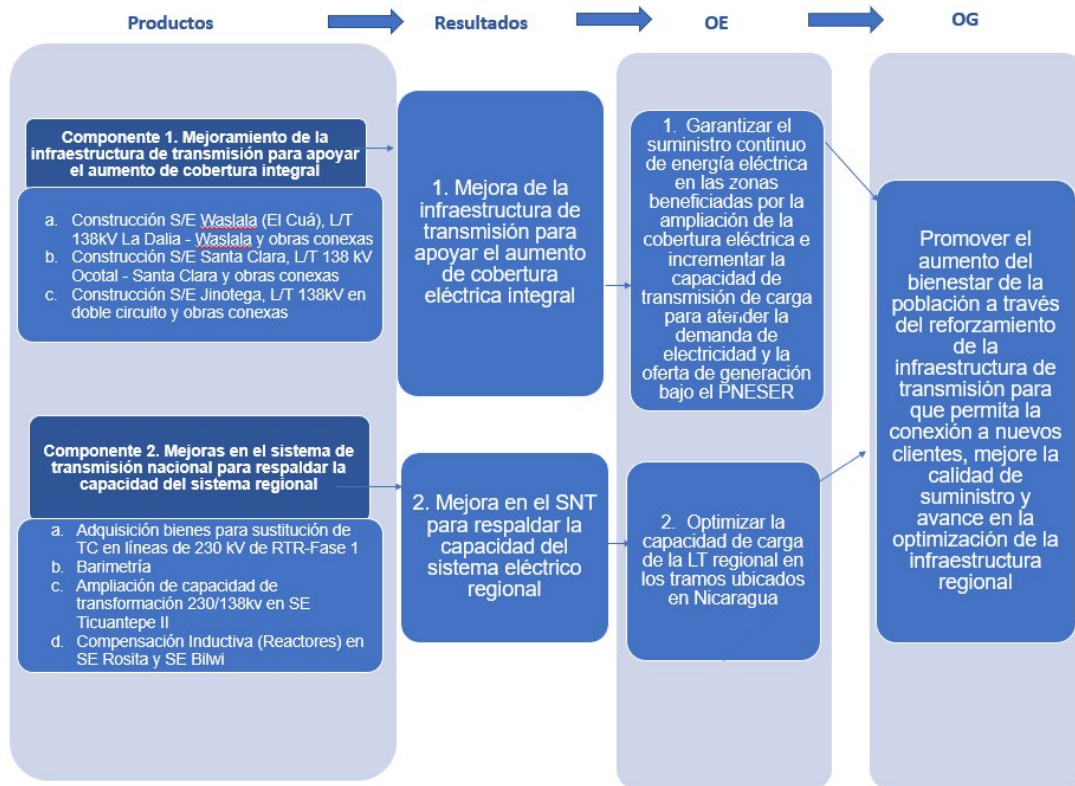


Tabla 1 – Matriz de Resultados

Indicadores	En Aprobación			Al Terminar el Proyecto (PCR)			Observaciones / Medios de verificación
	Unidad	Línea de Base 2014	Meta 2021	Unidad	Línea de Base 2014	Meta 2022	
Objetivo Específico 1: Garantizar el suministro continuo de energía eléctrica e incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el programa PNESER							
Resultado 1: Mejora de la infraestructura de transmisión para apoyar el aumento de cobertura eléctrica integral							
1.1 Energía No Servida (ENS) en las zonas de influencia del programa.	GWh	66	1	GWh	66	1	Informes estadísticos y técnicos del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
1.2 Capacidad de transmisión de carga en MW para atender la demanda eléctrica en las zonas de influencia del programa.	MW	11	27	MW	11	27	Informes estadísticos y técnicos del CNDC.
1.3 Capacidad de transmisión de carga en MW para atender la conexión de nuevos proyectos de energía renovable.	MW	0	22	MW	0	22	Informes estadísticos y técnicos del CNDC.
Objetivo Específico 2: Optimizar la capacidad de carga de la LT regional en los tramos ubicados en Nicaragua							
Resultado 2: Mejora en sistema de transmisión nacional para respaldar la capacidad del sistema eléctrico regional							
2.1 Máxima Capacidad de Transferencia Regional entre áreas de control	MW	80	300	MW	80	300	La capacidad de transferencia verificada mediante informes estadísticos y técnicos del EOR.

d. Calificación de la Relevancia

- 2.24 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (p.6), la clasificación del criterio de relevancia para el programa sería **Excelente (E)**. El objetivo general y los objetivos específicos del proyecto y la lógica vertical del diseño están alineados con las necesidades y prioridades de desarrollo del país desde la aprobación hasta el cierre. La lógica vertical de la intervención se describe correctamente y demuestra la relevancia de la operación. Muestra un vínculo claro entre la cadena causal de la intervención, los objetivos de desarrollo general y específicos de la operación y las necesidades y el contexto de desarrollo del país. El análisis evalúa claramente cómo los productos y resultados obtenidos se alinean con la Estrategia de País del BID en la aprobación y al cierre.

B. Efectividad

a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto

- 2.25 El objetivo general del proyecto fue promover el aumento del bienestar de la población a través del reforzamiento de la infraestructura de transmisión para que permita la conexión a nuevos clientes, mejore la calidad de suministro y avance en la optimización de la infraestructura regional.
- 2.26 Los Objetivos Específicos (OE) fueron:
- OE1: garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el PNESER; e incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el programa PNESER; y
 - OE2: optimizar la capacidad de carga de la LT regional en los tramos ubicados en Nicaragua.

b. Resultados Logrados

- 2.27 El programa logró el 93,2% de las metas establecidas, de acuerdo con la lista de Verificación o *Checklist* en el Enlace Electrónico Requerido (EER#3). A continuación, se analiza la efectividad de la intervención en la obtención de los OE, mediante la medición de los indicadores de resultados.
- OE1: Garantizar el suministro continuo de energía eléctrica e incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el programa PNESER.
- 2.28 **Resultado 1: Mejora de la infraestructura de transmisión para apoyar el aumento de cobertura eléctrica integral.** Para lograr este resultado se construyeron tres SE (SE Waslala (El Cuá), SE Santa Clara y SE Jinotega) y sus obras conexas; y tres LT en 138kV (LT La Dalia – Waslala; LT Ocotal – Santa Clara; y LT Jinotega –Planta Centroamérica-Sébaco), obras que contribuyen de manera directa a la disminución de la ENS en aproximadamente 65GWh en las zonas de influencia del programa en la zona norte del país, al reducir los tiempos y la frecuencia media de interrupciones por kVA; elevan la capacidad de transmisión de carga en MW para atender la demanda eléctrica en esas zonas; y permiten la conexión de nuevas centrales hidroeléctricas de generación, específicamente por la construcción de la SE Jinotega y la LT Jinotega – Entronque Planta Centroamérica – Sébaco.

2.29 Este resultado se mide con los siguientes indicadores:

Indicador 1.1 ENS en las zonas de influencia del programa (GWh). Es la cantidad de energía que se deja de entregar anualmente por causa de un evento en el SNT que ocasiona restricciones en la disponibilidad de los activos del sistema, lo que no permite el transporte de energía. La reducción en la ENS refleja una mayor garantía del suministro eléctrico continuo. La ENS es registrada diariamente en el sistema estadístico de fallas por el Centro de Control de ENATREL. La línea de base del indicador fue de 66GWh en 2014. Se dispuso una meta de 1GWh para 2022, la cual fue 100% cumplida desde 2017, logrando resultados superiores al previsto al final del programa, con 0,91GWh en 2021.

Indicador 1.2 Capacidad de transmisión de carga en MW para atender la demanda eléctrica en las zonas de influencia del programa (MW). Se aumentó la capacidad de carga resultante de la inversión en la capacidad de transformación de la SE Centroamérica y la construcción y entrada en operación de la SE Jinotega. La línea de base del indicador fue de 11MW en 2014. La meta para el final del programa fue de 27MW, capacidad que se logró 100% en 2020. Se cumplió con la meta y se cuenta con potencial de llegar hasta 33MW de capacidad total cuando la situación lo requiera (falla imprevista, mantenimiento, cortes de energía), aumentando la confiabilidad del servicio eléctrico. Con la intervención se permite mejorar la calidad del servicio en media tensión e integrar a nuevos clientes para suplir la demanda de energía en forma segura y confiable en las zonas de influencia del programa.

Indicador 1.3 Capacidad de transmisión de carga en MW para atender la conexión de nuevos proyectos de energía renovable (MW). Se mide la capacidad de generación renovable que puede ser conectada en un punto de la red sin violar los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema, definidos en la Normativa de Operación. La línea de base del indicador fue 0 MW y se estableció una meta de 22MW. La meta fue 100% alcanzada en 2020. Con la Construcción de la SE Waslala (El Cúa), la LT 138kV. La Dalia-Waslala y Obras Conexas, con capacidad para conectar 22MW de generación renovable, se facilita la conexión de cinco pequeñas centrales hidroeléctricas que podrán inyectar una potencia total de 22,5MW.

2.30 Los resultados del programa bajo el OE1 se alcanzaron o superaron plenamente. Las metas de los indicadores de resultados fueron logradas y son atribuibles al proyecto, calificando la efectividad de este OE como **Excelente**.

OE2: Optimizar la capacidad de carga de la LT regional en los tramos ubicados en Nicaragua

2.31 **Resultado 2: Mejora en el sistema de transmisión nacional para respaldar la capacidad del sistema eléctrico regional.** Para lograr estos resultados, se sustituyeron 220 Transformadores de Corriente a lo largo de la red de transmisión regional para optimizar la carga de energía del SIEPAC. El estudio de barimetría realizado generó información esencial para determinar la ruta del tramo subacuático de 5km de la LT Los Brasiles-Acahualinca-Managua. La construcción de la LT de 230kV San Benito – Los Brasiles Fase II aumenta la confiabilidad del servicio eléctrico del área de Managua y crea las condiciones de infraestructura eléctrica para conexión de futuros proyectos de generación en la zona norte del país. Con un tercer autotransformador en la SE Ticuantepe II se amplía su capacidad de transformación 230/138kV; y los reactores de conversión inductiva en SE Rosita y SE Bilwi mejoran el perfil de tensión a lo largo de la LT. El resultado se mide con el siguiente indicador:

- 2.32 Indicador 2.1 Máxima Capacidad de Transferencia Regional entre áreas de control (MW). Como resultado de las mejoras en la infraestructura del SNT realizadas se elevó la capacidad de voltaje para el transporte eléctrico en el MER a un nivel muy cercano a los requerimientos de capacidad en el SIEPAC. La línea de base en 2014 era de 80MW y la meta era de 300MW. Con el incremento de capacidad de transporte en 18,5km en 138kV, se ha incrementado la capacidad en forma gradual, llegando a 270 MW en 2021, logrando un 86,4% de la meta. Al establecer esta meta se planeaba contar con el proyecto LT Los Brasiles-Acahualinca-Managua. Se induce que su postergación limitó el alcance del componente. La construcción de esta LT está siendo gestionada por el GNI por medio de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), con financiamiento externo de cooperantes, proyecto con el cual se espera la materialización de las metas.
- 2.33 Los resultados de los indicadores bajo este OE se alcanzaron parcialmente y son atribuibles al proyecto, calificando la efectividad de este OE como **Satisfactorio**.

C. Análisis Contrafactual (Atribución)

- 2.34 Para calificar la atribución de la intervención a los resultados obtenidos el Plan de Monitoreo y Evaluación del programa no consideró realizar una evaluación cuantitativa de impacto con base contrafactual. En su lugar, se cuenta con: (i) la solidez de la cadena causal o lógica vertical entre los productos, los resultados y el efecto en el logro de los OE y OG. La cadena causal se evalúa en forma cualitativa en la sección de Relevancia del Diseño (§2.11 y siguientes). Este análisis sugiere una fuerte causalidad entre las inversiones realizadas bajo el programa al contribuir a los logros en sus OE; y (ii) la evaluación se complementa en esta sección con una revisión de evidencia cualitativa y/o cuantitativa en la literatura sobre la efectividad de intervenciones similares en transmisión en el logro de los objetivos, como comprobación de la contribución meritoria o causal del proyecto a sus resultados.
- 2.35 Existe amplia literatura que documenta la efectividad de inversión en el fortalecimiento y extensión de sistemas de transmisión eléctrica como la realizada bajo el programa, para atender conjuntamente las dimensiones de confiabilidad y calidad, expansión de cobertura a nuevas áreas, la integración al sistema de generación con fuentes de ER, y fortalecimiento de la capacidad de transporte para la integración regional.
- 2.36 El [Estudio Brattle](#) de 2019 demuestra y cuantifica la inminente necesidad de inversión en infraestructura de transmisión para que sea viable satisfacer la creciente demanda eléctrica y aprovechar y acomodar la capacidad de generación con ER en expansión. En 2018, la [Fundación para la Energía Eólica](#) publicó su estudio de puntos clave para satisfacer la demanda eléctrica, examinando las oportunidades de satisfacer la demanda por ER y enfatiza la importancia de actualizaciones y expansión de la transmisión como componente necesario para el desarrollo de ER para entregar energía desde áreas rurales, a los usuarios finales en ubicaciones urbanas. En su [Review on Economic Loss Assessment of Power Outages](#) (2018) Mao Shuaia, Wang Chengzhib, Yu Shiwen, Gen Haoa, Yu Jufanga, y Hou Huia evalúan la importancia de las pérdidas económicas ocasionadas por cortes de energía. Al revisar la literatura existente, este documento resume el impacto económico causado por apagones, y presenta los principales factores de influencia que causan las pérdidas por interrupción, resaltando la importancia de la confiabilidad de la red del servicio eléctrico para minimizar estos costos.
- 2.37 [Fisher-Vanden et al.](#), en su estudio “Escasez de electricidad y productividad de las empresas: evidencia de las empresas industriales de China” (2015) utilizan un panel de 23.000 empresas intensivas en energía de 1999 a 2004 para examinar cómo respondieron

a la grave escasez de energía a principios de la década de 2000. Los resultados sugieren que las empresas reoptimizan entre insumos para la producción, sustituyendo materiales por energía (tanto fuentes eléctricas como no eléctricas) evitando pérdidas sustanciales de productividad. Como resultado de la escasez de electricidad a partir de 1999, se encontró que los costos unitarios de producción aumentaron en un ocho por ciento. En su estudio de 2016 [El Valor de la Transmisión](#), *Southwest Power Pool* (SPP) calcula los costos y beneficios de expansión y fortalecimiento de sistemas de transmisión. El estudio analiza detalladamente inversiones en proyectos en diferentes zonas de los EEUU por un valor cercano a los US\$3,4 billones ente 2012 y 2014. Los beneficios cuantificados se derivan de ahorros en costos de operación, confiabilidad, reducción de pérdidas, mayores ingresos por peaje, beneficios asociados al desarrollo de proyectos de generación con ER localizados en zonas de bajo costo y alta capacidad. Los resultados arrojan una razón beneficio-costos de 3.5 veces, e identifica otros beneficios adicionales no cuantificados, tales como ambientales, de empleo y de desarrollo económico.

- 2.38 La [Administración de Información de Energía \(EIA\)](#) de los EEUU reporta en sus estadísticas el masivo crecimiento de la inversión en transmisión en ese país desde 1997, e identifica y documenta como las principales razones de este aumento, la necesidad de: un sistema más confiable que incluye incentivos para la integración interregional; y de infraestructura de transmisión para acomodar las mejores áreas para la generación eólica y solar, a menudo lejos de los centros de carga.
- 2.39 Los requerimientos de confiabilidad desempeñan un papel preponderante en las decisiones de inversión en transmisión. Las empresas de servicios públicos están constantemente realizando mejoras en su infraestructura y protocolos operativos para mantener o mejorar la confiabilidad y la resiliencia de la red eléctrica. El Departamento de Energía de EEUU publicó una [Guía para la estimación de costos de interrupción del sistema eléctrico](#), en la cual, observando que a medida que la red eléctrica se vuelve más compleja, expuesta a mayores riesgos de inestabilidad por eventos climáticos, crecimiento de demanda y penetración de ER variable, se hace más necesario el fortalecimiento de la resiliencia del sistema. El documento analiza las diferentes causas de interrupciones, los costos de interrupción al cliente y su aplicación para evaluar y monetizar los beneficios económicos que los clientes reciben por las mejoras. Un estudio reciente sobre el impacto de inversiones de transmisión en el Oklahoma Panhandle⁹, cuyo objetivo principal fue fortalecer la red de transmisión para ayudar a reducir la frecuencia, duración y magnitud de los cortes de energía en el futuro y modelar los efectos directos, indirectos e inducidos, encontró que el impacto económico total estimado por mejorar la confiabilidad en el área de influencia fue de más de US\$5 por cada US\$1 invertido, mostrando el efecto de las mejoras en transmisión en la economía de una región.
- 2.40 Los beneficios del intercambio regional de energía han sido ampliamente documentados en la literatura y específicamente los derivados del SIEPAC. Nicaragua ha podido aprovechar las ventajas de participar en el comercio del MER. La participación en el MER en 2015 que registraba un volumen de exportaciones e importaciones equivalente al 1,3% de la energía neta generada en el SIN, muestra un incremento importante con 5,4% en 2016 y 8,0% en 2017, y 21,6% en 2021 lo que muestra el crecimiento en el intercambio de energía lo cual contribuye en la reducción de costo promedio de energía.

⁹ Ryan Blanton, & A. Aboohamidi (2020) *Impact Study of Transmission Investment in Oklahoma Panhandle*. Oklahoma Panhandle State University

- 2.41 En cuanto al OG del programa de promover el aumento del bienestar de la población, el área de influencia de la intervención coincide con las áreas beneficiadas por el PNESER. La inversión en transmisión en esas zonas incrementa la viabilidad de materialización y sostenibilidad de los beneficios derivados de una mayor cobertura y de la entrada de ER, generados en el PNESER.
- 2.42 De los elementos presentados se concluye que existe atribución de esta intervención al logro de todos los indicadores de resultado que a su vez contribuyen a la consecución del OG y los OE. La revisión de literatura corrobora la validez de los vínculos causales entre los indicadores de producto y resultado en la lógica vertical.

d. Resultados imprevistos

- 2.43 La demanda de energía eléctrica no experimentó el crecimiento esperado en las zonas de influencia del PNESER, producto de factores externos al programa como los eventos sociopolíticos en 2018 que provocaron una reducción del PIB del 3,9% y consecuentemente la demanda de energía, seguido por la pandemia del COVID-19 que ha impactado la economía mundial; y los efectos de huracanes Iota y Eta que impactaron negativamente a la economía de Nicaragua a fines de 2020.

e. Calificación de Efectividad

- 2.44 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pág. 10-11), la clasificación del criterio de efectividad para este programa sería **Satisfactorio (S)**. El 93,2% de los objetivos del proyecto se lograron en gran parte o totalmente (no hay objetivos calificados como Insatisfactorios) y los resultados se pueden atribuir al proyecto.

Tabla 2 – Matriz de Resultados Logrados

Indicadores	Unidad	Línea de Base 2014	Meta	Logro 2021	% de Logro	Observaciones / Medios de verificación
OE1: Garantizar el suministro continuo de energía eléctrica e incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el PNESER						
Resultado 1: Mejora de la infraestructura de transmisión para apoyar el aumento de cobertura eléctrica integral						
1.1 Energía No Servida (ENS) en GWh en las zonas de influencia del programa.	GWh	66	1	1	100	Informes estadísticos y técnicos del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
1.2 Capacidad de transmisión de carga en MW para atender la demanda eléctrica en las zonas de influencia del programa.	MW	11	27	27	100	Informes estadísticos y técnicos del CNDC.
1.3 Capacidad de transmisión de carga en MW para atender la conexión de nuevos proyectos de energía renovable.	MW	0	22	22	100	Informes estadísticos y técnicos del CNDC.
OE2: Optimizar la capacidad de carga de la LT regional en los tramos ubicados en Nicaragua						
Resultado 2: Mejora en sistema de transmisión nacional para respaldar la capacidad del sistema eléctrico regional						
2.1 Máxima Capacidad de Transferencia Regional entre áreas de control	MW	80	300	270	86,4	La capacidad de transferencia se verifica mediante informes estadísticos y técnicos del EOR.

C. Eficiencia

a. Evaluación Económica Ex Post

- 2.45 Como parte del análisis de los beneficios generados por la inversión, se realizó una evaluación económica ex post, en la cual se identifican y cuantifican los beneficios económicos netos derivados de la intervención. Para este análisis se siguió la misma metodología del análisis costo-beneficio realizado ex ante, en la que se incluyen proyectos con inversión equivalente al 80,3% del total de la inversión directa realizada. El EEO#1 contiene los detalles metodológicos de la evaluación económica ex post.
- 2.46 La intervención fue económicamente conveniente en cada proyecto evaluado, lo que demuestra que para la sociedad la inversión genera un alto beneficio económico. Se realizó un análisis de sensibilidad de los resultados, a cambios adversos en variables críticas sobre los indicadores obtenidos, manifestando la solidez de los resultados. El Cuadro 1 resume estos resultados.

Cuadro 1 – Resultados Caso Base y Análisis de Sensibilidad

	Caso Base		↓ 20% Costos de Falla		↓ 20% Demanda		↑ 20% CILP		Ex Ante
	TIRE	VANE ^a	TIRE	VANE ^a	TIRE	VANE ^a	TIRE	VANE ^a	TIRE
P1: Waslala - La Dalia	47,1%	86,6	38,8%	58,7	28,9%	48,9	44,0%	79,3	24%
P2: Santa Clara	34,6%	12,9	26,9%	7,9	29,2%	7,0	33,2%	11,5	26%
P3: Jinotega	37,4%	13,0	28,6%	7,8	18,0%	1,6	36,1%	11,7	35%
P4: Los Brasiles - San Benito	59,2%	20,0	47,5%	15,0	36,0 ^b	9,9 ^b	-	-	15%

^a VANE: Millones de US\$

^b En este proyecto se simula una reducción del 20% en la meta de reducción de fallas.

b. Costos

- 2.47 La Tabla 3 muestra la ejecución del presupuesto del total del programa y el logro físico de los productos al cierre del proyecto. El costo total de la inversión fue de US\$43.041.800, financiado con préstamo de US\$40.000.000 (93%) del BID y contrapartida nacional de US\$3.041.800 (7%). Los estudios de factibilidad realizados a cada uno de los proyectos demuestran que los diseños fueron económicos, los costos de ejecución fueron adecuados, y las obras se realizaron de la manera convencional siguiendo los estándares de construcción para alta tensión establecidos por ENATREL.

c. Cambios operativos durante la ejecución

- 2.48 El programa fue ejecutado de acuerdo al diseño aprobado, con excepción de ajustes acordados al Componente 2¹⁰, el cual originalmente contempló la ampliación de la capacidad de la LT Los Brasiles-Acahualinca-Managua 138kV mediante el remplazo del conductor existente en los 13,5km y relocalización de un tramo de la LT. Con base en los estudios técnicos realizados a este tramo, se concluyó que la solución óptima era el cambio de instalación de línea aérea a línea subacuática, debido a las características de la zona urbana por donde pasa la LT que impiden realizar los trabajos necesarios para su ejecución. El presupuesto de esta solución excede el costo

¹⁰ CID/CNI/978/2020 (mayo 25, 2020).

estimado de US\$ 8,6 millones. El proyecto de ampliación de la LT fue postergado y los recursos del componente fueron destinados a actividades complementarias para el logro de los resultados: La adquisición de bienes para la sustitución de transformadores de corriente (TC) en las líneas de 230kV; y el estudio de la batimetría del lecho de Lago de Managua entre Acahualinca y Managua, con el cual se levanta conocimiento de las profundidades por donde pasará la línea subacuática, indispensable para establecer la ruta por donde se desviará la LT en dirección a la SE Planta Managua. Esta modificación se reflejó en un cambio en el indicador del producto correspondiente cuya planificación inicial consideraba 13,5km de la LT y fue modificado al número de TC a ser sustituidos. Actualmente el GNI está gestionando la finalización de la ampliación de la LT a través de la EPR con financiamiento externo de cooperantes.

- 2.49 El avance de la LT La Dalia-Waslala se atrasó 4 meses por oposición de paso de la línea por la propiedad de una empresa minera, con posterioridad a la constitución de la servidumbre, lo cual afectó el montaje de tres torres de la LT. La minera objetaba que la línea pasaba por un área productiva y le impedía la explotación del yacimiento de oro. Se efectuaron varias visitas, y finalmente, después de 4 meses, se autorizó una ruta diferente dentro de la misma propiedad.
- 2.50 El programa enfrentó demoras en las contrataciones, finalizaciones de obras y entrega de suministros, resultantes de las situaciones externas enfrentadas durante la ejecución: eventos sociopolíticos en 2018, la pandemia del COVID-19 y los huracanes Iota y Eta que afectaron la dinámica y el ritmo de ejecución. Por estas razones fue necesaria la extensión de un año en el período de ejecución. Los productos fueron ejecutados satisfactoriamente, cumpliendo con los estándares de calidad requeridos.

d. Calificación de Eficiencia

- 2.51 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pág. 14-15), la clasificación del criterio de eficiencia para este programa sería de **Excelente (E)**. Se realizó un Análisis Costo-Beneficio ex post de las inversiones, con TIRE resultante mayor a la tasa de descuento aplicada del 12% (§2.45-2.46).

Tabla 3 – Avance Físico y Financiero

	Producto	Unidades		Avance Físico	Avance Financiero (US\$)
1	Componente 1: Mejoramiento de la infraestructura de transmisión para apoyar el aumento de cobertura integral				
1.1	P1-A SE Waslala 138 kV con capacidad 30 MVA	# SE	P	1	3,838,300.00
			P(a)	1	5,469,076.73
			A	1	5,469,076.73
1.2	LT La Dalia-Waslala, 138 Kv,	Kms	P	48.3	9,928,600.00
			P(a)	48.3	7,807,320.74
			A	48.3	7,807,320.74
1.3	SE Santa Clara 138 KV Capacidad 30 MVA	# SE	P	1	4,394,000.00
			P(a)	1	4,253,637.15
			A	1	4,253,637.15
1.4	LT Ocotol - Santa Clara 138 kV	Kms	P	47.3	9,723,000.00
			P(a)	47.3	2,866,419.10
			A	47.3	2,866,419.10
1.5	SE Jinotega 138 kV	# SE	P	1	5,320,000.00
			P(a)	1	4,983,734.71
			A	1	4,983,734.71
1.6	LT Jinotega- Planta Centroamérica-Sébaco 138kV	Kms	P	5.7	1,422,000.00
			P(a)	5.7	1,479,603.33
			A	5.7	1,479,603.33
	Total Componente 1		P		34,625,900.00
			P(a)		26,859,791.76
			A		26,859,791.76
2	Componente 2: Mejoras en el sistema de transmisión nacional para respaldar la capacidad del sistema regional				
2.1	Adquisición bienes para sustitución transformadores de corriente en las líneas de 230 kV de RTR-Fase 1#	# Transformadores de Corriente	P (km)	13.5	685,000.00
			P(a)	367	2,076,980.40
			A	220	2,076,980.40
2.2	Batimetría Acahualinca-Managua	# de Informes	P	13.5	
			P(a)	1	20,000.00
			A	-	11,523.95
2.3	LT Los Brasiles-San Benito 230kV Fase 2 (Santa Maria-Campusano-Los Brasiles)	Kms	P	52.0	5,364,200.00
			P(a)	52.0	4,384,709.91
			A	50.5	4,384,709.91
2.4	Ampliación de capacidad de transformación 230/138kv en SE Ticuantepe II (Tercer Autotransformador)	# Auto Transformadores	P	1	
			P(a)	1	3,924,758.27
			A	1	3,924,758.27
2.5	Compensación Inductiva (Reactores) en SE Rosita y SE Bilwi	# Reactores	P	2	
			P(a)	2	3,346,425.14
			A	2	3,346,425.14
	Total Componente 2		P	-	6,049,200.00
			P(a)	-	13,752,873.72
			A	-	13,744,397.67
	Otros Costos (Ingeniería & Supervisión; Administración; Gastos Financieros)		P	-	2,366,700.00
			P(a)	-	5,587,095.43
			A	-	5,893,596.32
	Total Programado		P	-	43,041,800.00
			P(a)	-	46,199,760.91
			A	-	46,497,785.75

P = Planificado; P(a) = Plan Revisado; A = Real

D. Sostenibilidad

a. Aspectos generales de sostenibilidad

- 2.52 Se evaluaron los riesgos que podrían influir en que los resultados logrados no se mantengan, y las medidas que se han establecido para minimizar estos riesgos para contribuir a su sostenibilidad. En general no se prevén riesgos de sostenibilidad no mitigados para los indicadores de resultado. La Tabla 4 resume el análisis de los riesgos identificados y el marco legal y regulatorio que comprende medidas para mitigarlos.

b. Salvaguardias ambientales y sociales

- 2.53 La operación fue clasificada con Categoría B, lo que significa que los impactos ambientales generados fueron considerados de bajo impacto y podían revertirse aplicando medidas de mitigación. La operación activó las directrices B.1, B.2, B.3, B.4, B.5, B.6, B.7, B.9, B.10, B.11, y B.17 de la Política Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardas, OP-703; así como la Política de Reasentamiento Involuntario (con los derechos de servidumbre) OP-710; la Política de Igualdad de Género, OP-761; y la OP-704 Política de Gestión del Riesgo de Desastres.
- 2.54 En la evaluación de los aspectos socioambientales del programa, se analizó el cumplimiento de los compromisos definidos en el Informe de Gestión Ambiental y Social del Proyecto (IGAS), el Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), y el Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS). La supervisión y monitoreo de las actividades socioambientales estuvo a cargo de ENATREL, MARENA y el Banco. Durante la ejecución, se verificó el cumplimiento de las políticas ambientales y sociales del BID, y la legislación nacional de Nicaragua en los aspectos ambientales, sociales, arqueológicos y de seguridad y salud ocupacional. Se destaca el establecimiento de dispositivos salva pájaros para mitigar la colisión de especímenes de la avifauna con las líneas de transmisión, lo cual fue una buena práctica del sector de energía en el país.
- 2.55 La última clasificación del desempeño de la supervisión socioambiental es Parcialmente Satisfactoria. Sin embargo, se prevé cerrar la operación con una clasificación Satisfactoria una vez que el Banco analice la información y las acciones socioambientales finales solicitadas a ENATREL. El Banco supervisará las acciones socioambientales para asegurar la sostenibilidad final de la operación.

c. Calificación de Sostenibilidad

- 2.56 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pág. 17), la clasificación del criterio de sostenibilidad para este programa es **Satisfactorio (S)**. No se identifican riesgos no mitigados para la continuación del resultado (técnico, político, financiero, económico, ambiental, social) y el desempeño de las salvaguardias fue satisfactorio.

Tabla 4 – Análisis de Sostenibilidad

Riesgo	Factor de Probabilidad (Bajo, Medio, Alto)	Probable Impacto (Bajo, Medio, Alto)	Medidas que contribuyen a la sostenibilidad
OE 1: Garantizar el suministro continuo de energía eléctrica e incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el PNESER			
<ul style="list-style-type: none"> El SNT no crece al ritmo requerido por la expansión de la demanda de electrificación y por aumento de generación con ER; y/o no controla sus pérdidas técnicas. 	Bajo	Medio	<ul style="list-style-type: none"> ENATREL tiene un plan de inversión para la expansión del SNT para los próximos cinco años financiado con recursos del BID, BCIE, Gobierno de la India y con recursos propios con lo cual se confirma la continuidad en el desarrollo de las obras. La última clasificación del desempeño de la supervisión socioambiental es Parcialmente Satisfactoria. Sin embargo, se prevé cerrar la operación con una clasificación Satisfactoria una vez que el Banco analice la información y las acciones socioambientales finales solicitadas a ENATREL. El Banco supervisará las acciones socioambientales para asegurar la sostenibilidad final de la operación. El GNI ha tomado un enfoque integral para reducir las pérdidas, incluyendo inversiones en transmisión (migrando sistemas a niveles de tensión más elevados y reconfiguración de la red para reducir pérdidas en transporte). ENATREL está construyendo la interconexión del lugar de mayor concentración de demanda del Litoral Atlántico desde el último punto de la red de transmisión actualmente existente en Siuna, hacia Puerto Cabezas. Esta conexión evitará mantener la actual generación térmica costosa aislada, a cambio de generación traída en el SNT. La Ley Creadora de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL (Ley 583 de 2012) con carácter estatal y de interés social, le otorga autonomía técnica y administrativa, patrimonio propio. De acuerdo con la ley, los ingresos de ENATREL dependen del volumen de energía transportada en el SNT. Estos ingresos permiten operar y mantener la red y realizar inversiones para reforzar el SNT. ENATREL cuenta con solidez técnica y de gestión competente para dar sostenibilidad a las inversiones.
<ul style="list-style-type: none"> Las obras financiadas pierden eficiencia porque no se realizan labores de operación y mantenimiento adecuadas. 	Bajo	Medio	<ul style="list-style-type: none"> ENATREL cuenta con recursos presupuestados para repuestos y suministros para el mantenimiento preventivo y rutinario. Los contratos de suministros incluyen capacitación al personal técnico de ENATREL para las tareas de operación y mantenimiento. La construcción de las LT se realizó sobre derechos de vía pública en carreteras y caminos rurales que facilitan, el acceso a las nuevas instalaciones. Las redes son accesibles todo el año, pues se construyeron las vías de acceso necesarios para su construcción y mantenimiento.

Riesgo	Factor de Probabilidad (Bajo, Medio, Alto)	Probable Impacto (Bajo, Medio, Alto)	Medidas que contribuyen a la sostenibilidad
OE 2: Optimizar la capacidad de carga de la LT regional en los tramos ubicados en Nicaragua			
<ul style="list-style-type: none"> Las obras financiadas pierden eficiencia porque no se realizan labores de operación y mantenimiento adecuadas. 	Bajo	Medio	<ul style="list-style-type: none"> ENATREL cuenta con recursos presupuestados para repuestos y suministros para el mantenimiento preventivo y rutinario. Los contratos de suministros incluyen capacitación al personal técnico de ENATREL para las tareas de operación y mantenimiento. La construcción de las LT se realizó sobre derechos de vía pública en carreteras y caminos rurales que facilitan, el acceso a las nuevas instalaciones. Las redes son accesibles todo el año, pues se construyeron las vías de acceso necesarios para su construcción y mantenimiento. La finalización de la ampliación de la LT Los Brasiles – Acahualinca – Managua se está gestionando a través de la EPR, con financiamiento externo de cooperantes.

III. CRITERIOS NO CENTRALES

A. Desempeño del Banco

- 3.1 Calidad al inicio. El diseño y selección de inversiones bajo este programa se derivó del conocimiento de las necesidades de fortalecimiento adquiridas en la ejecución del PNESER. El Banco había asumido un rol de liderazgo en la identificación y preparación del PNESER, el cual fue clave en la determinación de los requerimientos de inversión del programa.
- 3.2 Supervisión. El acompañamiento del BID en la ejecución del programa constituyó un aporte significativo de su capacidad financiera, institucional, técnica y humana. El seguimiento continuo en aspectos técnicos, administrativos y de sostenibilidad ambiental, social y financiera fue un factor determinante para el logro la de las metas propuestas.
- 3.3 El Banco ha acompañado al GNI con una amplia agenda de trabajo en el sector que generó reformas esenciales, preparando condiciones para realizar inversiones estratégicas y para fortalecer su sostenibilidad. El Banco financió la serie programática para fortalecer el sector energético en su capacidad de desarrollar proyectos de mejora en la provisión del servicio eléctrico con inversiones específicas en la infraestructura de transmisión y distribución, y para diversificar la matriz de generación. El programa de reformas ha sido acompañado con operaciones de inversión como el PNESER, la presente operación de transmisión, exploración geotérmica y Cooperaciones Técnicas de apoyo.
- 3.4 El desempeño del Banco se califica como **Excelente** en las dimensiones de Calidad al Inicio y Calidad en la Supervisión.

B. Desempeño del Prestatario

- 3.5 Compromiso. Este programa complementa y hace viable materializar los beneficios esperados de las inversiones realizadas bajo el PNESER. Siendo el PNESER de alta prioridad para la Nación, este programa contó con el compromiso y apoyo de las instituciones involucradas para alcanzar sus objetivos. El GNI mostró su compromiso con el programa, disponiendo en forma oportuna de los fondos de contrapartida requeridos. ENATREL ejecutó el programa con éxito, mostrando la voluntad institucional de lograr los objetivos a pesar de los eventos adversos externos sucedidos durante el período de ejecución (§2.43).
- 3.6 Implementación. ENATREL aseguró la calidad de la preparación e implementación del proyecto y superó con éxito las dificultades enfrentadas durante la ejecución. La Unidad Ejecutora contó con la capacidad técnica suficiente para realizar la ejecución en cumplimiento de los procedimientos en adquisiciones, financieros, técnicos y ambientales, según lo establecido en el Manual Operativo del Programa. Las adquisiciones y contrataciones se rigieron además por las políticas de adquisiciones del BID y del Estado nicaragüense. ENATREL mostró resultados positivos en la eficiencia en la asignación de recursos, como se evidencia en las decisiones de modificación de actividades en el Componente 2 (§2.48).
- 3.7 Durante la ejecución del PNESER, el GNI había designado a ENATREL como rector y responsable de la ejecución del PNESER. La Unidad Ejecutora bajo ENATREL se fue fortaleciendo, permitiendo dinamizar los procesos de licitación y la ejecución de los contratos. La sinergia derivada de esta estructura facilitó el entendimiento del alcance y la complementariedad de las inversiones propuestas bajo este programa de transmisión y la planificación de la expansión del SNT, que de acuerdo a la legislación existente toma en

consideración los planes de expansión de generación, el aumento de la cobertura eléctrica, los requerimientos de las empresas distribuidoras y los requerimientos regionales.

- 3.8 Coordinación. ENATREL mantuvo reuniones periódicas frecuentes de coordinación con los contratistas de obras, para conocer y solventar los problemas que enfrentaban en su gestión.
- 3.9 Monitoreo y evaluación. ENATREL realizó un adecuado seguimiento del avance y consecución de los productos y objetivos establecidos para los diferentes componentes del programa, de acuerdo con los indicadores parciales y totales del avance físico y financiero programado y los resultados esperados. La Unidad Ejecutora identificó y analizó en forma periódica los desvíos de lo planificado y realizó los ajustes necesarios a la programación de actividades.
- 3.10 Transición. Se prevé una suave transición hacia el período operativo con base en la experiencia de ENATREL en la operación y mantenimiento del SNT, y en el conocimiento adquirido en la ejecución del programa.
- 3.11 Sostenibilidad financiera de ENATREL. Los valores de los indicadores financieros acordados en la cláusula 4.09 del Contrato de Préstamo tuvieron un desempeño aceptable desde el punto de vista de margen operativo y cobertura de servicio de la deuda desde 2017 hasta 2020. Sin embargo, a partir de 2020 no pudieron lograrse debido a (i) traspaso en 2020 de la Dirección Operativa de Sistemas Aislados (DOSA) de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) a ENATREL¹¹, con el fin de apoyar los programas de aumento de cobertura eléctrica y mejorar la calidad del servicio a lo largo de la Costa Caribe; (ii) impacto de la Pandemia del COVID-19; y (iii) afectación de la infraestructura eléctrica de la Costa Caribe producto del paso de los huracanes ETA, IOTA. En cumplimiento contractual, ENATREL preparó un plan de acción identificando las causas de las desviaciones y las medidas de gestión financieras que se adoptan de manera que se permita recuperar las condiciones de sostenibilidad financiera. ENATREL ha dado cumplimiento a los planes de operación y mantenimiento de la infraestructura de ENATREL y DOSA.
- 3.12 El desempeño del Prestatario se califica como **Satisfactorio**.

¹¹ Ley 1056 "Ley de Aseguramiento Soberano y Garantía del Suministro de la Energía Eléctrica a la Población Nicaragüense" (2020).

IV. Hallazgos y Recomendaciones

Hallazgos	Recomendaciones
Dimensión 1: Técnica sectorial	
1. Se sufrió atraso en la construcción de una de las LT por oposición de paso de la línea por la propiedad de una empresa minera. Después de 4 meses de negociación, se autorizó una ruta diferente dentro de la misma propiedad.	Contar con los permisos de servidumbre con anterioridad al plan de inicio de las obras.
2. Con el fin de mitigar impactos indirectos de las Líneas de Transmisión (LT) en sitios de cruce con la ruta de aves migratorias desde Norteamérica, se establecieron dispositivos salva-pájaros para mitigar la colisión de especímenes de la avifauna. Esto constituyó una buena práctica, divulgada al personal técnico del Ministerio de Ambiental y Recursos Naturales. Se hizo el monitoreo de la efectividad de los dispositivos salva-pájaros.	Continuar utilizando dispositivos salva-pájaros en programas que contemplen LT, ya que han mostrado ser una buena práctica. Es importante que tales dispositivos sean monitoreados para determinar su efectividad en los lugares instalados y hacer los ajustes correspondientes en términos de densidad y ubicación en las LT.
3. Aunque los planes de compensación por restricción y afectación en la servidumbre de la LT se implementaron satisfactoriamente, su contenido todavía no está estandarizado en todos los proyectos.	Estandarizar los planes de compensación por restricción y afectación en la servidumbre de la LT para todos los proyectos.
4. Aunque el indicador de la ENS es representativo del nivel de cobertura del servicio, no se incluyeron indicadores que midan mejoras en calidad y confiabilidad del servicio de transmisión.	En proyectos de modernización y expansión de los sistemas de transmisión, incluir indicadores de calidad y confiabilidad como SAIDI (<i>System Average Interruption Duration Index</i>) y SAIFI (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>).
Dimensión 2: Organizativa y gerencial	
5. La Unidad Ejecutora bajo ENATREL se fue fortaleciendo con la ejecución del PNESER, permitiendo dinamizar los procesos de licitación, la ejecución de los contratos y del programa en su totalidad.	Diseñar estructuras de ejecución que garanticen el entendimiento del alcance y la complementariedad de las inversiones propuestas en el programa, con otras intervenciones relacionadas, realizadas o por realizar.
6. A pesar de las demoras en las contrataciones, finalizaciones de obras y entrega de suministros, resultantes de factores adversos externos al programa, ENATREL logro cumplir con las metas de ejecución dentro del plazo adicional concedido.	Diseñar estructuras de ejecución que cuenten con la experiencia y el conocimiento técnico necesario.
Dimensión 3: Procesos públicos y actores	
7. El GNI mostró su compromiso con el programa, disponiendo en forma oportuna de los fondos de contrapartida requeridos.	Asegurar el compromiso y apoyo de las instituciones involucradas en el programa para hacer viable el logro de los objetivos.
8. Al enfrentar factores externos adversos durante la ejecución, se acordó entre ENATREL, el BID y el GNI extender el período de desembolsos por 12 meses.	Mantener un diálogo abierto para informar al BID y el GNI de las implicaciones ante eventos externos y buscar soluciones conjuntas.
Dimensión 4: Fiduciaria	
9. Se implementaron varios procesos internos, logrando reducir los tiempos en la preparación de documentos de licitación y evaluación de ofertas. De igual forma en la administración de contratos se asignó personal para el	Contar con un equipo de adquisiciones que adopte buenas prácticas de gestión por resultados y administración de contratos. Participar en las capacitaciones que brinda el BID.

Hallazgos	Recomendaciones
monitoreo y gestión continua de los contratos de obras de cada uno de los proyectos del programa y se fortalecieron capacidades con recursos de asistencia técnica proporcionada por el Banco.	
Dimensión 5: Gestión de riesgos	
10. El programa enfrentó situaciones adversas externas durante la ejecución: eventos sociopolíticos en 2018, la pandemia del COVID-19 y los huracanes Iota y Eta que afectaron la dinámica y el ritmo de ejecución, requiriendo una extensión de 12 meses en el plazo de desembolsos.	Mantener un diálogo abierto para informar al BID y el GNI de las implicaciones ante eventos externos y buscar soluciones conjuntas.