



## **Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua**

**NI-L1074 (3068/BL-NI)**

**NI-L1089 (3493/BL-NI)**

**NI-L1144 (4313/BL-NI)**

### **Informe de Terminación de Proyecto (PCR)**

*Equipo de Proyecto Original (NI-L1074, 3068/BL-NI): Hector Baldivieso (ENE/CNI), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefe de Equipo; Carlos Trujillo, Sergio Ballón, y Yolanda Valle (INE/ENE); Mauricio García (ICS/CNI); Dougal Martin (CID/CNI); Juan Carlos Lazo y Brenda Álvarez (FMP/CNI); Taos Aliouat (LEG/SGO); Alma Reyna Selva (CID/CNI); bajo la supervisión de Leandro F. Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Carlos Melo, Representante (CID/CNI).*

*Equipo de Proyecto Original (NI-L1089, 3493/BL-NI): Hector Baldivieso (ENE/CNI), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE) Co-Jefe de Equipo; Carlos Trujillo, Carlos Hiestrosa, y Haydemar Cova León (INE/ENE); Priscilla Gutiérrez y Alma Reyna Selva (CID/CNI); Juan Carlos Lazo y Santiago Castillo (FMP/CNI); Taos Aliouat (LEG/SGO).*

*Equipo de Proyecto Original (NI-L1144, 4313/BL-NI): Héctor Baldivieso (ENE/CNI), Jefe de Equipo; Alberto Levy (INE/ENE), Co-Jefe de Equipo; Rodrigo Aragón y Stephanie Suber (INE/ENE); Priscilla Gutiérrez y Alma Reyna Selva (CID/CNI); Osmin Mondragón y Santiago Castillo (FMP/CNI); y María Cristina Landázuri (LEG/SGO).*

*Equipo PCR: Hector Baldivieso (ENE/CNI), Jefe de Equipo; Alma Reyna Selva Delgado (CID/CNI); Stephanie Suber y Cecilia Seminario (INE/ENE); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); César E. Montiel (SPD/SDV).*

## ÍNDICE

<b>Enlaces Electrónicos .....</b>	<b>iii</b>
<b>Enlaces Electrónicos Opcionales .....</b>	<b>iii</b>
<b>Acrónimos y Abreviaturas.....</b>	<b>iii</b>
<b>Información Básica del Proyecto .....</b>	<b>1</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO.....</b>	<b>5</b>
2.1 Relevancia.....	5
a. Alineación con las Necesidades de Desarrollo del País .....	6
b. Lógica Vertical .....	7
2.2 Estabilidad Macroeconómica .....	8
2.3 Efectividad .....	18
a. Cumplimiento de los objetivos de desarrollo del proyecto .....	18
b. Análisis de atribución de resultados .....	28
c. Resultados imprevistos .....	28
2.4 Sostenibilidad .....	28
<b>III. CRITERIOS NO CENTRALES .....</b>	<b>29</b>
3.1 Desempeño del Banco.....	29
3.2 Desempeño del Prestatario.....	29
<b>IV. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>31</b>
<b>V. LECCIONES APRENDIDAS Y CONCLUSIONES .....</b>	<b>33</b>

## Enlaces Electrónicos

1. [DEM NI-L1074; DEM NI-L1089 y NI-L1144](#)
2. [Cambios a la Matriz de Resultados](#)
3. [Versión final del Informe de seguimiento de proyecto \(PMR\)](#)
4. [Lista de verificación PCR](#)

## Enlaces Electrónicos Opcionales

1. Informe de resultados de QRR (QRR aún no realizado)
2. Comentarios por escrito del gobierno (ninguno hasta la fecha)
3. [Plan Nacional de Desarrollo Humano \(2012-2016\)](#)
4. [Estrategia BID con Nicaragua \(2012-2017\)](#)
5. [Plan de Acción del Sector Eléctrico Energético y Minero en Nicaragua 2012-2017](#)

## Acrónimos y Abreviaturas

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CO	Capital Ordinario
CT	Cooperación Técnica
DN (DISNORTE)	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte
DS (DISSUR)	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur
EBP	Estrategia de País del Banco
EE	Eficiencia Energética
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
ER	Energía Renovable
FEP	Factor de Expansión de Pérdidas
FOE	Fondo de Operaciones Especiales
GNI	Gobierno de Nicaragua
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kWh	kilovatios por hora
MER	Mercado Eléctrico Regional
MW	Megavatio
PBP	Préstamo Programático en Apoyo a Reformas de Políticas
PIB	Producto Interno Bruto
SIN	Sistema Interconectado Nacional

## Información Básica del Proyecto

Número (s) de proyecto:	NI-L1074, NI-L1089, NI-L1144			
Título:	Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua			
Instrumento de préstamo:	Préstamo Programático en Apoyo a Reformas de Política (PBP)			
País:	Nicaragua			
Prestatario:	República de Nicaragua			
Préstamo (s):	3068/BL-NI, 3493/BL-NI y 4313/BL-NI			
Sector/Subsector:	Infraestructura/Energía			
Fecha de aprobación por el Directorio:	13/11/2013; 24/06/2015 y 27/09/2017			
Fecha de Efectividad del Contrato de Préstamo:	13/12/2013; 31/08/2015 y 13/12/2017			
Fecha de Elegibilidad para el Primer Desembolso:	20/12/2013; 29/09/2015 y 21/12/2017			
<u>Monto (s) del Préstamo</u>				
Cantidad Original:	US\$45.000.000; US\$65.000.000 y US\$65.000.000			
CANTIDAD ACTUAL:	US\$45.000.000; US\$65.000.000 y US\$65.000.000			
Pari Passu:	N/A			
Costo Total del Proyecto:	US\$175.000.000			
<u>Meses en Ejecución:</u>				
De Aprobación:	1,5 meses; 3,25 meses y 3 meses			
De la Efectividad del Contrato:	0,5 meses; 1 mes y 0,30 meses			
<u>Periodos de desembolsos:</u>				
Fecha Original del Desembolso Final:	13/12/2014; 31/08/2016 y 13/12/2018			
Fecha Actual del Desembolso Final:	27/12/2013; 01/10/2015 y 23/12/2017			
Extensión Acumulativa (meses):	0 meses; 0 meses y 0 meses			
Extensiones Especiales (meses):	0 meses; 0 meses y 0 meses			
<u>Desembolsos:</u>				
Monto Total de Desembolsos a la Fecha:	US\$45.000.000; US\$65.000.000 y US\$65.000.000			
<u>Redireccionamiento:</u>				
Fondos recibidos de otro proyecto:	No			
Fondos enviados a otro proyecto:	No			
<u>Calificaciones del desempeño del proyecto en los PMR:</u>				
No.	PMR Fecha	Etapas de PMR		Desembolsos reales (millones de US\$)
			SATISFACTORIO	175.000.00

Metodología de análisis económico ex post:	n/a
Metodología de evaluación ex post:	No
Clasificación de Efectividad de Desarrollo:	94%

Personal del Banco:		
Posiciones	PCR	Aprobación
Vicepresidente VPS	Santiago Levy Algazi	Santiago Levy Algazi
Vicepresidente VPC	Alexandre Meira da Rosa	Alexandre Meira da Rosa
Gerente de país	Verónica E. Zavala Lombardi	Verónica E. Zavala Lombardi
Gerente Sectorial	José Agustin Aguerre	José Agustin Aguerre
Jefe de División	Rigoberto Ariel Yopez-Garcia	Rigoberto Ariel Yopez-Garcia
Representante de país	Baudouin Duquesne	Baudouin Duquesne
Jefe de equipo del proyecto	Héctor Baldivieso	Héctor Baldivieso
Jefe de equipo del PCR	Héctor Baldivieso	Héctor Baldivieso

Declaración de los Objetivos de Desarrollo del Proyecto / Programa:
Apoyar al Gobierno de Nicaragua (GNI) en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del Sector de Energía a través de: (i) estabilidad macroeconómica; (ii) garantizando la sostenibilidad financiera del sector eléctrico; (iii) mejorando la transparencia de resultados en la gestión del sector; (iv) promoviendo una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la Eficiencia Energética (EE); y (v) impulsando la integración regional del sector eléctrico.

## I. INTRODUCCIÓN

**Contexto macroeconómico.** Durante los años de ejecución del programa, Nicaragua mantuvo una posición macroeconómica relativamente sólida. El crecimiento económico fue, en promedio de 4,8% entre 2013 y 2017. Si bien el déficit fiscal del sector público consolidado ha aumentado paulatinamente, hasta 2017 se encontraba en niveles moderados, en un nivel de 2,1% del Producto Interno Bruto (PIB), permitiendo que la deuda pública, tuviera una trayectoria sostenible con un nivel de 47,0% en 2017. Por su parte, la inflación se ha mantenido en niveles históricamente bajos, cerrando en 3,1% en 2015 y 2016, con un repunte a 5,7% en 2017. Los niveles moderados del crecimiento de precios se deben, en buena parte, al régimen de tipo de cambio reptante, el cual fue sustentado por niveles adecuados de reservas internacionales. En el sector externo, el déficit de cuenta corriente alcanzó un mínimo en los últimos 40 años en 2017 cuando llegó a 5,0% del PIB. Las perspectivas macroeconómicas para 2018 y años posteriores se han debilitado a raíz de la coyuntura sociopolítica que Nicaragua está atravesando.

**Retos del sector eléctrico.** El programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua ha apoyado con sus tres préstamos las acciones del Gobierno de Nicaragua (GNI) para asegurar la estabilidad y sostenibilidad del sector, lográndose importantes avances en superar los siguientes retos:

**Vulnerabilidad de los costos del servicio eléctrico en función de la matriz energética.** En 2012 el sistema contaba con una matriz eminentemente térmica, 60% en base a *fuel-oil* y diésel, lo que en el período de altos precios internacionales de los combustibles implicaba una gran presión sobre el costo de generación, con la tensión resultante para la transferencia de dichos costos a los consumidores finales en un país donde el ingreso per cápita está entre los más bajos de la región. Esto se vio reflejado en un incremento de los costos promedio de llevar la electricidad al consumidor final de US\$160/Megavatio-hora (MWh) en el 2006 a US\$247/MWh

en 2012. En el período 2009-2016, la generación con derivados del petróleo ha ido reduciendo su preponderancia en la generación eléctrica nicaragüense. En 2016, la electricidad generada con combustibles fósiles representó 47,2% de la generación bruta del sistema, presentando una caída desde 68,7% que marcó en 2009. Este avance se produjo debido a la incorporación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 266 Megavatios (MW) de capacidad efectiva en energía renovable, representando un incremento del 33% que define un marco de crecimiento consistente, con margen de reserva incluido, cuando se compara con el crecimiento de la demanda en ese mismo período que alcanzó 28,1%.

**Alto costo del servicio eléctrico en función a las pérdidas del sistema.** En 2011, las pérdidas del SIN alcanzaban 24,1% en comparación a 12,6% en promedio para los cuatro países de la región que han alcanzado el nivel más bajo de pérdidas, lo que impactaba en los costos promedio de llevar la electricidad al consumidor final, ocasionando que dicho costo haya sido transferido solamente en forma parcial al usuario final, constituyéndose la porción restante en un elemento de desbalance para las finanzas del sector. El GNI estableció una estrategia para la reducción de pérdidas no técnicas en las empresas de distribución mediante la normalización de clientes irregulares y acciones directas a partir de la normativa antifraude. Desde 2007, cuando se registraban pérdidas de 28,4%, se ha logrado una continua reducción que se reflejó en un nivel de 23,0% en 2016, que sigue siendo relativamente alto. El nivel de pérdidas continúa impactando en los costos promedio de electricidad y produciendo un desbalance para las finanzas del sector, ya que el consumidor final solo se le transfiere una porción del costo total. En 2016, el 11,6% de pérdidas en exceso del promedio de países vecinos significaron energía no vendida por valor de US\$82,50 millones, equivalente al 3,7% de los recursos presupuestarios.

**Falta de consolidación del marco sectorial para inversión privada.** Hasta el 2012, los procesos de licitación para generación estaban postergados, lo que no permitía contar con señal de precio competitivo para la energía transada en el mercado mayorista. La Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica tiene un marco amplio para la contratación de energía y potencia, siendo su reglamento el que establece la posibilidad de utilizar procesos de licitación o contratación directa en el sector. Como resultado de la crisis energética que afectaba al país en 2006 se dio preferencia a los procesos de contratación directa, que, desde 2016, tomando en cuenta que se alcanzó una capacidad de generación con amplio margen de reserva, ya no constituye una alternativa porque no permite contar con señal de precio competitivo para la energía transada en el mercado mayorista.

**Escasa participación en el mercado regional.** En 2012, la integración de Nicaragua con los demás países centroamericanos era incipiente, con un volumen de exportaciones e importaciones que en conjunto sólo alcanzaron el 0,6% de la energía neta generada en el SIN. Esto se traducía en una pérdida de oportunidad para acceder a precios competitivos de energía en el mercado regional. El avance en la adecuación de la legislación nacional para armonizarla con el Mercado Eléctrico Regional (MER) ha permitido una mayor participación del país en el comercio de energía. La integración de Nicaragua con los demás países centroamericanos, muy incipiente hasta 2015 debido a la suficiencia en capacidad de abastecimiento interno y limitaciones en capacidad de exportación, con exportaciones e importaciones que en conjunto alcanzaron 1,3% de la energía neta generada en el SIN, muestra un incremento paulatino, alcanzado 5,4% en 2016, debido al énfasis asignado a la importación de energía de bajo costo a través del SIEPAC. Si se compara la energía importada y exportada por cada país en el SIEPAC, en relación a las ventas internas de energía, Nicaragua ocupó en 2016 el tercer lugar después de Guatemala y El Salvador.

**Transparencia de resultados en la gestión del sector.** En 2012 no se mostraba avances en materia de visibilidad de los resultados de gestión financiera de las empresas públicas del sector, Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) en el área de generación y Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (ENATREL) en el área de transmisión, así como de los indicadores de gestión de las empresas de distribución DN y DS. La transparencia en la publicación de los resultados de los agentes del sector eléctrico es una condición esencial para el buen funcionamiento, proporcionando señales claras para la inversión, permitiendo a las empresas públicas y privadas estar informadas del desempeño de otros agentes, y posibilitando la adaptación de sus operaciones de manera óptima. En 2016 ya se publican los resultados de gestión financiera y de ENEL y ENATREL, así como los indicadores de gestión de DN y DS.

**Elevado subsidio de electricidad.** Al cierre de 2012 existían 677 mil clientes subsidiados que representaban la suma de US\$62,29 millones a ser cubiertos por el GNI. Por otra parte, entre los años 2011 y 2012, se evitó un ajuste tarifario mayor, ocasionado por el importante incremento en los precios internacionales del petróleo y sus derivados, mediante la inyección de fondos del financiamiento Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA) que permitían compensar los altos costos de generación y que actuaban como un subsidio estatal a la tarifa del universo de usuarios. En 2016, el monto de subsidios en el sector alcanzó US\$87,4 millones, que representa 11,3% de la facturación total por electricidad y 3,9% de los recursos presupuestarios de la nación. Actualmente, se pueden identificar cuatro tipos de subsidios que tienen impacto directo sobre las cuentas fiscales de la nación, dirigidos a: (i) clientes residenciales que consumen menos de 150 kilovatios por hora (kWh)/mes; (ii) asentamientos precarios; (iii) jubilados; y (iv) exoneración del Impuesto al Valor Agregado (IVA). El costo de los subsidios ha mantenido una tendencia creciente debido a uso de tarifas base históricas no ajustables, baja focalización de los principales subsidios y ausencia de planes de ajuste para su sostenibilidad financiera. El subsidio a clientes residenciales que consumen menos de 150 kWh/mes proviene de la Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética (2005), que estableció que a dichos consumidores se les congelaría la tarifa a valores de junio 2005, beneficio que alcanza a 84,9% de usuarios residenciales. Al cierre de 2016, existen 767.500 clientes subsidiados, que representa US\$61,38 millones en subsidios. El subsidio a los asentamientos precarios proviene del protocolo firmado por el GNI y las distribuidoras DN-DS que estableció una transferencia del GNI por consumo de asentamientos precarios en el área de concesión de las dos distribuidoras. El subsidio a jubilados deriva de la aplicación de las Leyes No. 160 y No. 720. En 2016 este subsidio se tradujo en US\$5,0 millones, con 39.236 beneficiarios. La exoneración del IVA se deriva de las Leyes No. 667 y No. 554, que establecen que los clientes con consumos hasta 300 y 1.000 kWh/mes pagan 7%, estando la tasa impositiva establecida en 15%. En 2016 esta exoneración representó US\$13,4 millones. El financiamiento externo a la tarifa constituyó un fondo de compensación que durante el período 2010-2013 acumuló US\$198,5 millones, destinados a cubrir la diferencia entre el costo real de la energía, lo que permite que el repago del financiamiento por US\$84,2 millones.

El programa para fortalecer el sector eléctrico en Nicaragua inició en el 2013, en el marco de una serie de tres operaciones de Préstamo Programático en Apoyo a Reformas de Política (PBP).

El programa tuvo la finalidad de apoyar al GNI en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector a través de: (i) acompañamiento al GNI con acciones orientadas a recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico; (ii) fortalecimiento de la sostenibilidad técnica y operativa; (iii) establecimiento de mecanismos que mejoraron la transparencia de resultados en la gestión del sector eléctrico; (iv) promoción del uso de fuentes renovables; (v) promoción de la participación privada y la Eficiencia Energética (EE) para alcanzar una matriz energética sostenible; y (vi) continuar fortaleciendo la

integración eléctrica regional, incrementando la participación del sector eléctrico de Nicaragua en el mercado regional.

La primera operación consistió en un financiamiento de US\$45,0 millones con cargo a los recursos del Capital Ordinario (CO) por un monto de US\$22,5 millones y del Fondo de Operaciones Especiales (FOE) por un monto de US\$22,5 millones, realizada con un único desembolso una vez cumplidos los compromisos de reformas de política acordados en la Matriz de Políticas. La segunda operación consistió en un financiamiento de US\$65,0 millones, con recursos del CO por un monto de US\$39,0 millones y recurso FOE por un monto de US\$26,0 millones, realizada con un único desembolso una vez cumplidos los compromisos de reformas de política acordados en la Matriz de Políticas. Asimismo, la tercera operación consistió en un financiamiento de US\$65,0 millones, con recursos del CO-Regular por un monto de US\$39,0 millones y del CO-Concesional por un monto de US\$26,0 millones, realizada con un único desembolso una vez cumplidos los compromisos de reformas de política acordados en la Matriz de Políticas.

La estructuración como un Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Política conformado en tres etapas, la primera (3068/BL-NI) para iniciar el proceso de reforma con medidas de política para los cambios institucionales, de planeamiento y regulatorios en el sector; la segunda (3493/BL-NI) para profundizar dichos procesos de reforma; y la tercera (4313/BL-NI) para desarrollar sobre las condiciones base, mecanismos e instrumentos de implementación, debe ser considerado un significativo factor de éxito del programa.

## **II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO**

### **2.1 Relevancia**

Los principales criterios sobre relevancia que fueron expresadas por las instituciones del sector de energía en la serie programática son:

La modalidad del PBP, con asistencia técnicas y recursos que facilitan la implementación de los compromisos, contribuye realmente y de forma significativa para hacer programas de reforma de relevancia, en este caso toda la asistencia fue financiada con la Cooperación Técnica (CT) No. ATN/FI-14624-NI, Apoyo al Programa de Fortalecimiento al Sector de Energía. Los estudios que resultaron de esta asistencia fueron: de identificación, medición y focalización de los subsidios en el sector eléctrico en Nicaragua, normativa de generación distribuida, de revisión de los procesos de contratación de nueva generación en el mercado mayorista para fomentar la inversión privada y evaluación de la seguridad operativa del SIN de Nicaragua. Asimismo, se financió el anteproyecto de ley y Programa Nacional de EE con recursos del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable, PNESER, 2342/BL-NI) que se encuentra en ejecución.

La serie programática ha sido considerada altamente relevante, ya que respondía a las necesidades previamente identificadas por el Gobierno en el Plan de Acción del Sector Eléctrico Energético y Minero en Nicaragua 2012-2017 y Plan Nacional de Desarrollo Humano.

La estrategia de un PBP ha fortalecido la coordinación entre las instancias del sector de energía en Nicaragua, tales como MEM, ENEL, ENATREL, DISTRIBUIDORAS e Instituto Nicaragüense de Energía (INE), a través de mesas conjuntas para la elaboración, revisión y monitoreo de normativas, leyes y otras acciones de política.



El dialogo constante y plural con las autoridades nacionales permitió superar los retos de coordinación interinstitucional y el profundo análisis técnico en el diseño de las propuestas de acciones y políticas facilitó su aceptación e implementación del PBP.

#### **a. Alineación con las Necesidades de Desarrollo del País**

El programa estuvo alineado con la Estrategia del GNI en el sector energético, el Plan de Acción del sector energético y minero en Nicaragua<sup>1</sup>, 2012-2017, vigente al momento de las respectivas aprobaciones (2013, 2015 y 2017) definen como ejes estratégicos: (i) el acceso universal a la energía; (ii) la EE; y (iii) la diversificación de la matriz energética. Asimismo, establecen que la política energética se basa en leyes, decretos y en el Plan Nacional de Desarrollo Humano, que marcan como objetivo: (i) fortalecer y hacer más efectivo el desempeño del Estado en el sector energético; (ii) garantizar el abastecimiento seguro, confiable y de calidad de energía del país; y (iii) promover un desarrollo ambientalmente sostenible del sector eléctrico. El programa también se relaciona directamente con el Plan de Acción de gobierno para el sector mediante el Componente IV dirigido a promover una matriz energética sostenible, el fomento de energía renovables, la inversión privada y la EE. Adicionalmente, se relacionan con el Plan Nacional de Desarrollo Humano mediante el Componente II dirigido a la sostenibilidad financiera del sector eléctrico y con el Componente III para la transparencia de resultados en la gestión del sector que hacen efectivo el desempeño del estado en el sector energético; y el Componente V de impulso a la integración regional del sector eléctrico que permite garantizar un abastecimiento eléctrico seguro, confiable y de calidad.

Las tres operaciones de la serie programática estuvieron alineadas, respectivamente con la Estrategia de País del Banco (EBP) para Nicaragua durante su período de implementación: 2012-2017 (GN-2683). El Programa es consistente con los objetivos estratégicos que definen la participación del BID en el sector eléctrico para: (i) contribuir a la adecuación del marco sectorial para asegurar la reducción del subsidio en asentamientos y establecer un programa de medidas de ajuste para los subsidios mayores; (ii) apoyar al país en ampliar la cobertura eléctrica, mediante la implementación de un plan de inversiones con las distribuidoras; (iii) aumentar la confiabilidad y eficiencia del suministro, mediante acciones que incentiven la reducción de pérdidas; (iv) incrementar la generación eléctrica de fuentes renovables, mediante acciones que permitan mejorar los procesos en la contratación de energía y la aprobación de una normativa de generación distribuida; y (v) apoyar acciones que fortalezcan el marco sectorial en materia de mercado eléctrico regional, mediante la armonización y adaptación de las regulaciones nacionales al marco regulatorio regional.

El programa contribuyó a superar los desafíos principales reflejados en la Actualización de la Estrategia Institucional (UIS, por su sigla en inglés) 2010-2020 (AB-3008) de: (i) bajo nivel de productividad e innovación por medio del aumento del uso de energías renovables y la implementación de un programa nacional de EE; y (ii) Integración económica rezagada a través del apoyo a la interconexión eléctrica regional de acuerdo con la clasificación GN-2650 y GN-2733 en el marco de los criterios de: focalización multinacional por su contribución a la inserción del sistema nacional en el regional; adicionalidad por impulsar el incremento de participación nacional en el MER; y subsidiaridad por el apoyo a la armonización del marco regulatorio nacional con el regional.

El programa también se alinea con el área transversal de cambio climático y sostenibilidad ambiental, a través de la promoción de una matriz energética sostenible, fomentando las

---

<sup>1</sup> Vigente desde septiembre de 2012.

energías renovables, la inversión privada y la EE reduciendo pérdidas de energía en el Sistema de transmisión. Asimismo, el programa contribuyó con las metas de desarrollo de País del Marco de Resultados Corporativos 2016-2019 (GN-2727-6) de: (i) reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>); y ii) capacidad de generación de fuentes de energía renovable. Aproximadamente el 8% de los recursos de la primera operación y el 31,25% de los recursos de la tercera operación se asocian con políticas que promocionarán actividades de mitigación al cambio climático, según la metodología conjunta de los BMD de estimación de financiamiento climático. Los recursos del PBP 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 del año 2020.

De igual forma, el programa se alinea con el Marco de Resultados Corporativos (CRF) 2016-2019 a través de los indicadores de reducción de emisiones y generación proveniente de fuentes de energía renovables.

De igual manera, el programa está alineado con los principios de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (GN-2716-6) en referencia al subsector eléctrico, apoyando las acciones de política del GNI que contribuyen a la sostenibilidad técnica, operativa y financiera del sector, al promover políticas para focalizar los subsidios, para reducir pérdidas en el sistema de distribución; promover la competencia y la participación del sector privado, promover la transparencia financiera y de gestión de las entidades del sector y en general para contribuir al suministro eficiente de electricidad, satisfacer el crecimiento de la demanda, el incremento de la calidad del servicio, y fomentar el acceso al mismo.

## **b. Lógica Vertical**

Los productos muestran una vinculación clara con los objetivos y metas establecidas en el Programa. En general, las reformas y aprobación a la normativa en materia de política energética establecen las bases para:

- i) El cambio de la matriz eléctrica con acciones en materia de: seguridad operativa y planificación de largo plazo para generación y transmisión; marco de acción para incorporar generación distribuida en el sistema; y lineamientos para implementar procesos competitivos que incorporen nueva generación renovable en el sistema. El tercer préstamo programático aseguró la vigencia y ejercicio periódico de la planificación, incorporó en la Ley No. 272 de la Industria Eléctrica de Generación Distribuida y aprueba su normativa, y las acciones regulatorias para la competencia en generación eléctrica.
- ii) Estimular la gestión de pérdidas de las distribuidoras, a través de acciones requeridas por el INE, como: (i) aplicar la modificación del Factor de Expansión de Pérdidas (FEP)<sup>2</sup> reconocido en tarifas de 1,15 en el 2015 y 2016 y 1,14 en julio 2017, en el marco de la continuidad al proceso de ajuste desde 1,13 (vigente en 2013) a 1,16 y reducción gradual a 1,14 en cinco años contados a partir del año 2013, a fin de facilitar la recuperación financiera de la distribuidora y darle los incentivos para gestionar la reducción de pérdidas en los próximos años; (ii) mantener el subsidio en 2% de la energía vendida valorada al precio medio de compra; (iii) emitir los títulos de deudas<sup>3</sup> que permitirán incluir los costos financieros por retraso de pago a los generadores en el periodo 2009-2013 y los intereses

---

<sup>2</sup> El FEP es el multiplicador del precio de compra de energía en media tensión, por lo tanto, un FEP de 1.15 incrementa en 15% dicho precio, es decir reconoce pérdidas en esa proporción.

<sup>3</sup> El monto total conciliado y asignado a los títulos de deuda era de US\$70.9millones

corrientes en la base de cálculo de la tarifa a nivel de distribución hasta el efectivo pago de las deudas generadas en dicho periodo, de acuerdo con el numeral cinco del Artículo 113 de la Ley 272 manteniendo los términos de la conciliación realizada, por parte de los generadores y distribuidoras (Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (DISNORTE) y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (DISSUR) y (iv) Continuar aplicando las disposiciones Anti-Fraude contenidas en la Ley No. 661 “Ley para la Distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica” que penaliza el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico. La Matriz de Política de cada operación muestra al detalle el cumplimiento de estas acciones.

- iii) Mejorar la competencia a través de las propuestas de acciones del marco legal de los procesos de contratación de nueva generación en el mercado mayorista, el cual fue presentado y aprobado por el Gabinete de Energía en Nicaragua.
- iv) Mayor transparencia por parte de las empresas públicas y los distribuidores privados a través de la publicación de sus resultados financieros auditados y de gestión aprobado por la Contraloría General de la República y el INE, respectivamente desde el año 2013 hasta el año 2016.
- v) Implementar gradualmente las medidas de ajuste a los subsidios del sector eléctrico, los cuales fueron aprobados a nivel de los Gabinetes Económico y de Energía.

La incorporación de dos indicadores complementarios, respecto a la matriz de resultados original, para el margen EBITDA de ENEL y la participación de energías renovables en la matriz de generación del SIN, ha permitido reforzar el marco de los objetivos y metas del Programa sin afectar la relevancia y lógica vertical del mismo.

Los principales productos (compromisos de política) apoyados por la implementación de la serie programática de los PBL fueron los siguientes:

## **2.2 Estabilidad Macroeconómica**

La estabilidad macroeconómica es una condición requerida por el Banco para este tipo de préstamos programáticos, que se incluye con el objetivo de asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa, según se ha establecido en la Matriz de Políticas.

**Componente 1. Sostenibilidad financiera del sector eléctrico.** Los productos que forman parte de este componente tenían como resultado específico adoptar un programa de medidas para recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico. Bajo este componente el programa se enfocó en los siguientes compromisos de política pública: (i) ley aprobada por la Asamblea Nacional para implementar acciones de ordenamiento y equilibrio del sector. Dicha Ley permite recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico a nivel de Distribución (medidas contempladas en la Ley No. 839); (ii) resoluciones de ajustes tarifarios aplicables a partir del 15 de abril de 2013, que reflejan la aplicación de la reducción de los subsidios de los asentamientos de 2,5% (18 de diciembre de 2014) a 2% de la energía vendida valorada al precio de compra; y (iii) propuesta de medidas de ajuste para los subsidios del sector eléctrico aprobada.

**Componente 2. Transparencia de resultados en la gestión del sector.** Los productos que forman parte de este componente tenían como resultado específico establecer mecanismos para la mejora de la transparencia de resultados de las empresas públicas y concesionarias en el sector. Bajo este componente el programa se enfocó en los siguientes compromisos de política pública: (i) publicación de los términos del financiamiento de la tarifa eléctrica para el periodo desde abril de 2013; (ii) publicación de los estados financieros de las empresas del sector, ENATREL y ENEL; y (iii) publicación de los desvíos de costos mayoristas desde el año 2013.

**Componente 3. Matriz energética sostenible, fomento de energía renovables, inversión.** Los productos que forman parte de este componente tenían como resultado específico promover el uso de fuentes renovables, la participación privada en el sector eléctrico y la EE, para alcanzar una matriz energética sostenible. Bajo este componente el Programa se enfocó en los siguientes compromisos de política pública: (i) plan indicativo de expansión de la generación. Dicho plan cubre el período de 2016-2030 e incluye los proyectos de generación basados en recursos renovables y fue elaborado conforme la metodología de seguridad operativa definida por el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) dependiente de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) con ocasión de la segunda operación; (ii) estudio de seguridad operativa que evalúe el efecto de nuevas incorporaciones de generación con Energía Renovable (ER) en el SIN. El CNDC dependiente de la (ENATREL), que, con base en la metodología de seguridad operativa aprobada como condición de la segunda operación, los Planes Indicativos de Expansión de Generación y Transmisión 2017-2026 garantizarán el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño; (iii) agencias de gobierno beneficiadas con la capacitación para seguridad operativa y planificación de expansión de sistemas eléctricos; (iv) Ley de reforma a la Ley No. 272 de la Industria Eléctrica para incorporación de generación eléctrica distribuida y aprobación de la Normativa, estableciendo los mecanismos de compra y venta de energía entre la distribuidora y el generador distribuido; (v) Ley de EE. Adicionalmente, se aprobó por parte del Gabinete de Energía, un Programa Nacional de EE que contiene entre otros objetivos y metas de EE, las responsabilidades, funciones y roles de los actores relevantes del sector, así como los mecanismos institucionales y de financiamiento necesarios: (i) acuerdo ministerial que define la cobertura de incentivos para fuentes renovables a licenciarios de generación y pequeños concesionarios; y (ii) propuesta de líneas de acción aprobada para los procesos de contratación de nueva generación en el mercado mayorista.

**Componente 4. Impulso a la integración regional del sector eléctrico.** Los productos que forman parte de este componente tenían como resultado específico Impulsar la integración eléctrica regional incrementando la participación del sector eléctrico nacional en el mercado eléctrico regional. Bajo este componente el programa se enfocó en los siguientes compromisos de política pública: (i) modificaciones a la Normativa de Operación Nacional para operar en forma coordinada con el Reglamento del MER.

Por otro lado, los indicadores de resultados tienen una relación coherente con los objetivos, pues cada componente se focalizó y se vincularon para alcanzar los objetivos, según se muestra en las Ilustraciones No. 1. Cadena Causal de la Serie Programática y No. 2. Cadena Causal por Objetivo.

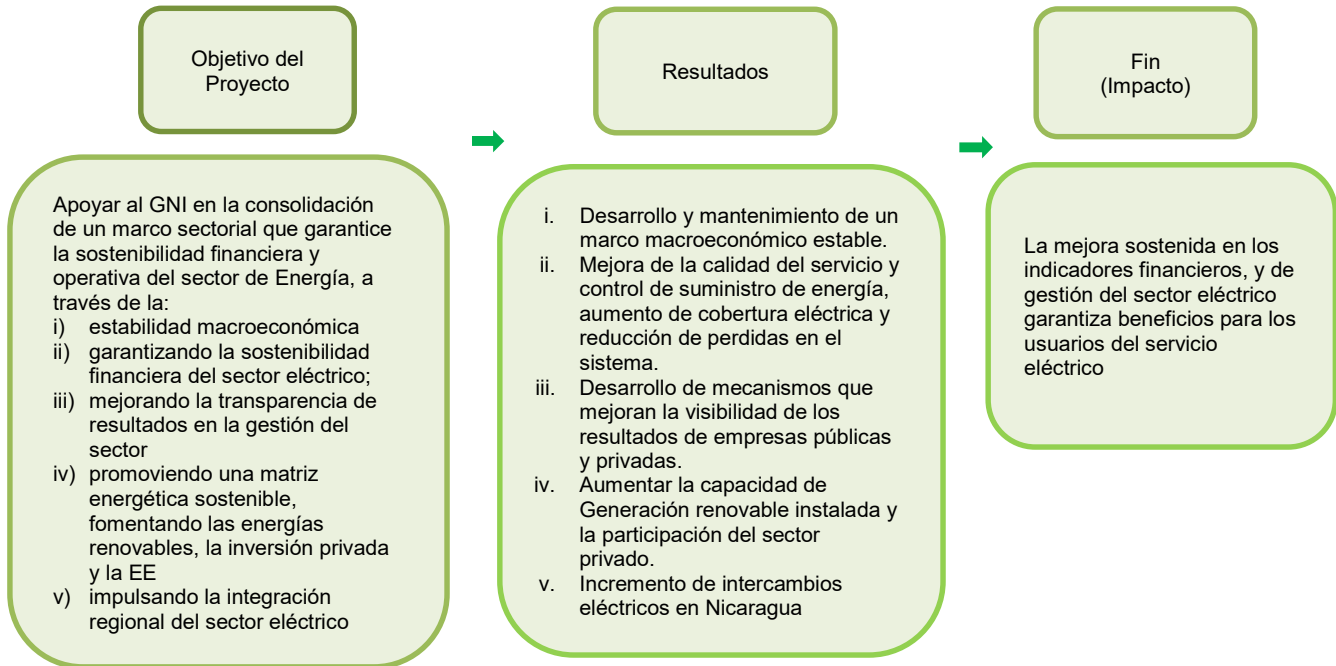
En otro orden, la Matriz de Resultados se modificó en los siguientes indicadores de impacto para ampliar la información sin alterar la valoración de efectividad del programa. La modificación permitió: (i) monitorear de mejor manera la sostenibilidad financiera de ENEL, que había solicitado se refleje el efecto de las actividades de la DOSA en sus resultados financieros, de forma que el negocio de generación muestre su realidad financiera; y (ii) determinar con mayor precisión el aporte de los renovables a la matriz de generación, al considerar de partida la

generación bruta que constituye la integralidad del aporte de los renovables al sistema. En la Tabla 1 se resume concretamente dichos cambios.

**Tabla 1. Resumen de cambios en la Matriz de Resultados**

Nombre del Indicador	Cambio
<b>Impacto #1. Sostenibilidad financiera del sector eléctrico.</b>	
Indicador #2.2: Margen EBITDA de ENEL (con inclusión de la Dirección de Operaciones de Sistemas Aislados - DOSA)	El escenario ENEL es el originalmente establecido y asociado a la integridad de la empresa ENEL, es decir ENEL con DOSA
Indicador #2.3: Margen EBITDA de ENEL (sin inclusión de la Dirección de Operaciones de Sistemas Aislados - DOSA)	Se ha incorporado este nuevo indicador, con el escenario de ENEL sin DOSA debido a la importancia de evaluar la situación del negocio de generación y al mismo tiempo la influencia de la DOSA en la salud financiera de ENEL.
<b>Impacto #3. Matriz energética sostenible, fomento energías renovables, inversión privada y EE</b>	
Indicador #3.1: Participación de energías renovables en la matriz de generación del SIN (expresados a nivel de generación neta)	Calculado como la proporción entre ER generada y energía total generada en el SIN. El criterio de cálculo es similar para energía neta y bruta.
Indicador #3.2: Participación de energías renovables en la matriz de generación del SIN (expresados a nivel de generación bruta)	Se ha incorporado este nuevo indicador expresado a nivel de "generación bruta" considerando que constituye la necesidad total de energía a generar para abastecer la demanda en el sistema y por tanto es un indicador más completo que el expresado a nivel de "generación neta".

**Ilustración No. 1. Cadena Causal de la Serie Programática**



### Ilustración No. 2. Cadena Causal por Objetivo

Objetivos	Productos	Resultado
I. Garantizar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>i) Ley aprobada por la Asamblea Nacional (AN) para implementar acciones de ordenamiento y equilibrio del sector.</li> <li>ii) Resoluciones de ajustes tarifarios aplicables a partir del 15 de abril de 2013.</li> <li>iii) Propuesta de medidas de ajuste para los subsidios del sector eléctrico aprobada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i) Mejora de la calidad del servicio - FMIK de DISNORTE (Frecuencia Media de Interrupción expresada como promedio de dos semestres).</li> <li>ii) Mejora de la calidad del servicio - FMIK de DISSUR (Frecuencia Media de Interrupción expresada como promedio de dos semestres).</li> <li>iii) Mejora de la calidad del servicio - TTIK de DISNORTE (Tiempo Total de Interrupción expresado como promedio de dos semestres).</li> <li>iv) Mejora de la calidad del servicio - TTIK de DISSUR (Tiempo Total de Interrupción expresado como promedio de dos semestres).</li> <li>v) Mejora en el control de suministro (clientes normalizados en SIN y SAN).</li> <li>vi) Ampliación de la cobertura eléctrica (población nacional con acceso al servicio de electricidad).</li> <li>vii) Reducción de pérdidas porcentuales del sistema (pérdidas totales en el SIN).</li> </ul>
II. Mejorar la transparencia de resultados en la gestión del sector	<ul style="list-style-type: none"> <li>i) Publicación de los términos del financiamiento de la tarifa eléctrica para el período desde abril de 2013.</li> <li>ii) Publicación de Estados Financieros de las empresas del sector.</li> <li>iii) Publicación de los desvíos de costos mayoristas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i) Información de estados financieros (estados financieros de las empresas estatales del sector - ENATREL y ENEL - publicados).</li> <li>ii) Información de los indicadores financieros (índice de pérdidas, índice de cobro e índice de recuperación de efectivo de DISNORTE-DISSUR, publicados)</li> </ul>

<p>III. Promover una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la EE.</p>	<p>i) Plan indicativo de expansión de la generación.</p> <p>ii) Estudio de seguridad operativa que evalúe el efecto de nuevas incorporaciones de generación con ER en el SIN.</p> <p>iii) Agencias de gobierno beneficiadas con la capacitación para seguridad operativa y planificación de expansión de sistemas eléctricos.</p> <p>iv) Ley de reforma a la Ley de la Industria Eléctrica para incorporación de generación eléctrica distribuida.</p> <p>v) Ley de EE.</p> <p>vi) Acuerdo Ministerial que define la cobertura de incentivos para fuentes renovables a licenciarios de generación y pequeños concesionarios.</p>	<p>i) Nueva capacidad de generación renovable instalada en el SIN.</p> <p>ii) Reducción acumulada de consumo de energía eléctrica por los programas de EE.</p>
<p>IV. Impulsar la integración regional del sector eléctrico.</p>	<p>i) Propuesta de líneas de acción aprobada para los procesos de contratación de nueva generación en el mercado mayorista</p> <p>ii) Modificaciones a la Normativa de Operación Nacional para operar en forma coordinada con el Reglamento del MER</p>	<p>i) Incremento en los intercambios eléctricos de Nicaragua en el MER, importación y exportación de energía.</p>

**Tabla 2. Matriz de Resultados al Terminar el Proyecto**

Indicadores	En Aprobación			En Elegibilidad + 60 días			Al Terminar el Proyecto (PCR)			Comentarios
	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	(A) 2016	
Objetivo específico de Desarrollo 1: Estabilidad macroeconómica										
Objetivo específico de Desarrollo 2: Garantizar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico										
Impactos #1: Sostenibilidad financiera del sector eléctrico										
Indicador # 1: Margen EBITDA de ENATREL	%	-3,3	5	%	-3,3	5	%	-3,3	24,60	
Indicador # 2: Margen EBITDA de ENEL (con inclusión de la Dirección de Operaciones de Sistemas Aislados - DOSA)	%	5,4	10	%	5,4	10	%	5,4	3,60	En 2017 este indicador registra 8,4%, muy cercano a la meta de 10%.
Indicador #3: Margen EBITDA de ENEL (sin inclusión de la Dirección de Operaciones de Sistemas Aislados - DOSA)	%	5,4	10	%	5,4	10	%	5,4	29,40	Este indicador fue incorporado para monitorear la salud financiera de ENEL en el negocio puro de generación eléctrica.
Indicador #4: Índice de recuperación de efectivo o índice combinado de DISNORTE-DISSUR	%	71,8	80	%	71,8	80	%	71,8	78,27	



Indicadores	En Aprobación			En Elegibilidad + 60 días			Al Terminar el Proyecto (PCR)			Comentarios
	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	(A) 2016	
<b>Resultados</b>										
Indicador #1: Mejora de la calidad del servicio - FMIK de DISNORTE (Frecuencia Media de Interrupción expresada como promedio de dos semestres)	# veces	4,7	4,10	# veces	4,7	4,10	# veces	4,7	2,85	La Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y el tiempo total de Interrupción (TTIK) se reportan con valores por debajo del límite establecido, con tendencia a la baja en el tiempo, lo que constituye una mejora en la calidad del servicio.
Indicador #2: Mejora de la calidad del servicio - FMIK de DISSUR (Frecuencia Media de Interrupción expresada como promedio de dos semestres)	# veces	4,2	4,10	# veces	4,2	4,10	# veces	4,2	2,10	
Indicador #3: Mejora de la calidad del servicio - TTIK de DISNORTE (Tiempo Total de Interrupción expresado como promedio de dos semestres)	Horas	9,7	7	Horas	9,7	7	Horas	9,7	5,25	

Indicadores	En Aprobación			En Elegibilidad + 60 días			Al Terminar el Proyecto (PCR)			Comentarios
	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	(A) 2016	
Indicador #4: Mejora de la calidad del servicio - TTIK de DISSUR (Tiempo Total de Interrupción expresado como promedio de dos semestres)	Horas	11,1	7	Horas	11,1	7	Horas	11,1	3,60	
Indicador #5: Mejora en el control de suministro (clientes normalizados en SIN y SAN)	Clientes normalizados	0	96.000	Clientes normalizados	0	50.000	Clientes normalizados	0	58.214	
Indicador #6: Ampliación de la cobertura eléctrica (población nacional con acceso al servicio de electricidad)	%	70	85,50	%	70	85,50	%	70	85,90	
Indicador #7: Reducción de pérdidas porcentuales del sistema (pérdidas totales en el SIN)	%	24,1	21,15	%	24,1	21,81	%	24,1	23,00	

Indicadores	En aprobación			En elegibilidad + 60 días			Al terminar el proyecto (PCR)			Comentarios
	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	(A) 2016	
Objetivo Específico de Desarrollo 3. Mejorar la transparencia de los resultados en la gestión del sector										
Resultados										
Indicador #1: Información de estados financieros (estados financieros de las empresas estatales del sector (ENATREL-ENEL – Publicados.	Empresa	0	2	Empresa	0	2	Empresa	0	2	
Indicador #2: Información de los indicadores financieros (índice de pérdidas, índice de cobro e índice de recuperación de efectivo de DISNORTE-DISSUR - Publicados	Índice	0	3	Índice	0	3	Índice	0	3	
Objetivo específico de Desarrollo 4. Promover una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la EE										
Impactos #1: Matriz energética sostenible, fomento energías renovables, inversión privada y EE										
Indicador #1: Participación de energías renovables en la matriz de generación del SIN (expresados a nivel de generación bruta)	%	40,2	56,4	%	40,2	56,4	%	40,2	52,75	Se ha incorporado el indicador expresado a nivel de "generación bruta" considerando que constituye la necesidad total de energía a generar para abastecer la demanda en el sistema y por tanto es un indicador más completo que el expresado a nivel de "generación neta" .

Indicador #2: Participación de energías renovables en la matriz de generación del SIN <sup>4</sup> (expresados a nivel de generación neta)	%	40,2	-	%	40,2	-	%	40,2	50,25	Calculado como la proporción entre ER generada y energía total generada en el SIN. El criterio de cálculo es similar para energía neta y bruta.
<b>Resultados</b>										
Indicador #1: Nueva capacidad de generación renovable instalada en el SIN.	MW	0	163	MW	0	69	MW	0	120,93	El P(a) se estima con un incremento proporcional desde 2014 hasta 2021, es decir 13.4 MW/año, para alcanzar la meta de 163 MW. Calculado como la suma de los incrementos de capacidad instalada renovable por tecnología, respecto al año base 2012.
Indicador #2: Reducción acumulada de consumo de energía eléctrica por los programas de EE.	MWh	0	152.000	MWh	0	104.500	MWh	0	139.000	
<b>Objetivo específico de Desarrollo 5. Impulsar la integración regional del sector eléctrico</b>										
<b>Resultados</b>										
Indicador #1: Incremento en los intercambios eléctricos de Nicaragua en el MER, importación y exportación de energía.	MWh	23.211	100.000	MWh	23.211	100.000	MWh	23.211	222.690	

<sup>4</sup> Las metas de participación de renovables fueron establecidas desde el principio del programa. Para efecto de reporte quedaron asociadas al indicador #1 calculado a partir de la generación bruta. Se ha visto por conveniente informar la participación de renovables tanto a nivel de generación bruta como neta, ya que ambos indicadores son de uso ordinario, siendo el primero (a partir de generación bruta) el más representativo de la totalidad del sistema.

## **2.3 Efectividad**

La serie programática tuvo como objetivo de desarrollo apoyar al GNI en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector. Asimismo, los objetivos específicos fueron: (i) estabilidad macroeconómica; (ii) garantizar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico; (iii) mejorar la transparencia de los resultados en la gestión del sector; (iv) promover una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la EE; y (v) impulsar la integración regional del sector eléctrico.

El programa estableció compromisos de política en cuatro componentes y la condición Macro, Estabilidad Macroeconómica:

1. Sostenibilidad Financiera del Sector Eléctrico
2. Transparencia de Resultados en la Gestión del Sector
3. Matriz Energética Sostenible, Fomento de Energías Renovables, Inversión Privada y EE
4. Impulso a la Integración Regional del Sector Eléctrico

### **a. Cumplimiento de los objetivos de desarrollo del proyecto**

Los compromisos asumidos en la Matriz de Resultados y la Matriz de Políticas fueron sustancialmente cumplidos y verificados, con lo cual se considera un alto nivel de efectividad en la implementación de la serie programática. Como se puede observar en las Tablas Nos. 2, 3 y 4, hubo un sobrecumplimiento de resultados en diversos indicadores.

En la Tabla No. 3. Matriz de resultados en promedio de la serie programática, en la que se puede apreciar el cumplimiento de las metas por cada operación de la serie programática. Adicionalmente, dos indicadores de los resultados 1 y 4, no se consideró la planificación en la primera operación porque se enfocó más en crear las bases para el cumplimiento de las condiciones de política, sin embargo, hubo resultados.

En la Tabla No. 4. Matriz de Resultados Alcanzados, se refleja el cumplimiento de las metas de resultados con respecto a la última operación, el cual muestra también un sobrecumplimiento de resultados en diversos indicadores.

**Tabla 3. Matriz de Resultados Alcanzados en Promedio de la Serie Programática**

Indicadores	Línea de Base	Meta y Alcance Real			Porcentaje de Cambio Alcanzado (0-100%)			% Promedio Alcanzado (NI-L1074, NI-L1089, NI-L1144)	Medio de Verificación
		NI-L1074 2012	NI-L1089 2014	NI-L1144 2016	NI-L1074 2012	NI-L1089 2014	NI-L1144 2016		
Objetivo específico de Desarrollo 1: Estabilidad macroeconómica									
Objetivo específico de Desarrollo 2: Garantizar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico									
Indicador #1: Mejora de la calidad del servicio - FMIK de DISNORTE (Frecuencia Media de Interrupción expresada como promedio de dos semestres)	70	P: 4,10  A: 2,75	P: 4,10  A: 2,25	P: 4,10  A: 2,85	100%  100%	100%	100%	100%	Publicación del INE en su sitio web sobre los indicadores de calidad del suministro.
Indicador #2: Mejora de la calidad del servicio - FMIK de DISSUR (Frecuencia Media de Interrupción expresada como promedio de dos semestres)	4,20	P: 4,10  A: 2,95	P: 4,10  A: 2,25	P: 4,10  A: 2,10	100%  100%	100%	100%	100%	Publicación del INE en su sitio web sobre los indicadores de calidad del suministro.
Indicador #3: Mejora de la calidad del servicio – TTIK de DISNORTE (Tiempo Total de Interrupción expresado como promedio de dos semestres)	9,70	P: 7  A: 3,85	P: 7  A: 4,45	P: 7  A: 5,25	100%  100%	100%	100%	100%	Publicación del INE en su sitio web sobre los indicadores de calidad del suministro.
Indicador #4: Mejora de la calidad del servicio – TTIK de DISSUR (Tiempo Total de Interrupción expresado como promedio de dos semestres)	11,10	P: 7  A: 4,40	P: 7  A: 4,25	P: 7  A: 3,60	100%  100%	100%	100%	100%	Publicación del INE en su sitio web sobre los indicadores de calidad del suministro.

Indicador	Línea de Base	Meta y Alcance Real			Porcentaje de Cambio Alcanzado (0-100%)			% Promedio Alcanzado (NI-L1074, NI-L1089, NI-L1144)	Medio de Verificación
		NI-L1074 2012	NI-L1089 2014	NI-L1144 2016	NI-L1074 2012	NI-L1089 2014	NI-L1144 2016		
Indicador #5: Mejora en el control de suministro (clientes normalizados en SIN y SAN)	0	P: - A: -	P: 27.000 A: 26,826	P: 96.000 A: 58,214	-	99%	61%	80%	Informe de progreso semestral del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) de julio a diciembre de 2016
Indicador #6: Ampliación de la cobertura eléctrica (población nacional con acceso al servicio de electricidad)	70	P: - A: 72,30	P: 80,10 A: 77,10	P: 85,50 A: 85,90	100%	70%	100%	90%	Informe Centroamérica Estadísticas del subsector eléctrico en los países SICA, CEPAL 2016.
Indicador # 7: Reducción de pérdidas porcentuales del sistema (pérdidas totales en el SIN)	24,10	P: - A: 23,10	P: 22,25 A: 23,30	P: 21,15 A: 23,00	100%	43%	37%	60%	Informe Centroamérica Estadísticas del subsector eléctrico en los países SICA, CEPAL 2016.
Objetivo Específico de Desarrollo 3. Mejorar la transparencia de los resultados en la gestión del sector									
Indicador #1: Información de estados financieros (estados financieros de las empresas estatales del sector - ENATREL y ENEL - publicados)	0	P: - A: -	P: 1 A: 1	P: 2 A: 2	-	100%	100%	100%	Publicación de ENATREL y ENEL en su sitio web de los Estados Financieros por los períodos de 2011 al 2016
Indicador #2: Información de los indicadores financieros (índice de pérdidas, índice de cobro e índice de recuperación de efectivo de DN-DS, publicados)	0	P: - A: -	P: 3 A: 3	P: 3 A: 3	-	100%	100%	100%	Publicación del INE en su sitio web sobre el indicador de perdido cobro combinado 2017 acten18

Indicador	Línea de Base	Meta y Alcance Real			Porcentaje de Cambio Alcanzado (0-100%)			% Promedio Alcanzado	Medio de Verificación
		NI-L1074 2012	NI-L1089 2014	NI-L1144 2016	NI-L1074 2012	NI-L1089 2014	NI-L1144 2016	(NI-L1074, NI-L1089, NI-L1144)	
Objetivo específico de Desarrollo 4. Promover una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la EE									
Indicador #1: Nueva capacidad de generación renovable instalada en el SIN.	0	P: - A: -	P: 69 A: 55,38	P: 163 A: 120,93	-	80%	74%	77%	Publicación del INE en su sitio web de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional
Indicador #2: Reducción acumulada de consumo de energía eléctrica por los programas de EE.	0	P: - A: -	P: 57.000 A: 0	P:152.000 A:139.000	-	0%	91%	46%	Informe de compilación de datos, PNER, 2017
Objetivo específico de Desarrollo 5. Impulsar la integración regional del sector eléctrico									
Indicador #1: Incremento en los intercambios eléctricos de Nicaragua en el MER, importación y exportación de energía.	0	P: - A: 23.210	P: 75.000 A: 71.300	P:100.000 A:222.690	100%	95%	100%	98%	Publicación del INE en su sitio web de las importaciones y exportaciones-energa-2010-2017, acta abril'18.



**Tabla 4. Matriz de Resultados logrados al cierre de Programa**

Impacto/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Metas y Alcance Real	% Alcanzado	Medios de Verificación
<b>Impacto #1: Sostenibilidad Financiera del sector eléctrico</b>						
Indicador #1: Margen EBITDA de ENATREL	%	-3,3	2011	P 5 P(a) 5 A 24,60	100% <sup>5</sup>	Evaluación de indicadores financieros ENATREL, Julio 2018
Indicador #2: Margen EBITDA de ENEL (con inclusión de la Dirección de Operaciones de Sistemas Aislados - DOSA)	%	5,4	2011	P 10 P(a) 10 A 3,60	0%	Evaluación de indicadores financieros ENEL, Julio 2018.
Indicador #3: Margen EBITDA de ENEL sin DOSA (sin inclusión de la Dirección de Operaciones de Sistemas Aislados - DOSA)	%	5,4	2011	P 10 P(a) 10 A 29,40	100% <sup>6</sup>	Evaluación de indicadores financieros ENEL, Julio 2018.
Indicador #4: Índice de recuperación de efectivo o índice combinado de DISNORTE-DISSUR	%	71,8	2008	A 80 P(a) 80 A 78,27	79%	Publicación del INE en su sitio web del indicador pérdida cobro combinado 2017.
<b>Impacto #2: Matriz energética sostenible, fomento energías renovables, inversión privada y EE</b>						
Indicador #1: Participación de energías renovables en la matriz de generación del SIN (expresados a nivel de generación bruta)	%	40,2	2012	P 56,40 P(a) 56,40 A 52,75	77%	Publicación del INE en su sitio web de la Generación Bruta Energía 2010-2017.
Indicador #2: Participación de energía renovables en la matriz de generación del SIN (expresados a nivel de generación neta)	%	40,2	2012	P - P(a) - A 50,25	100%	Publicación del INE en su sitio web de la Generación Neta Energía 2010-2017.

<sup>5</sup> Se destaca que en este caso el grado de avance ha sido superior al 100%.

<sup>6</sup> Idem.

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Metas y Alcance Real	% Alcanzado	Medios de Verificación
<b>Resultado #1: Sostenibilidad financiera del sector eléctrico</b>						
Indicador #1: Mejora de la calidad del servicio - FMIK de DISNORTE (Frecuencia Media de Interrupción expresada como promedio de dos semestres)	# veces	4,7	2008	P P(a) A 4,10 4,10 2,85	100% <sup>7</sup>	Publicación del INE en su sitio web sobre los indicadores de calidad del suministro.
Indicador #2: Mejora de la calidad del servicio - FMIK de DISSUR (Frecuencia Media de Interrupción expresada como promedio de dos semestres)	# veces	4,2	2008	P P(a) A 4,10 4,10 2,10	100% <sup>8</sup>	Publicación del INE en su sitio web sobre los indicadores de calidad del suministro.
Indicador #3: Mejora de la calidad del servicio - TTIK de DISNORTE (Tiempo Total de Interrupción expresado como promedio de dos semestres)	horas	9,7	2008	P P (a) A 7,00 7,00 5,25	100% <sup>9</sup>	Publicación del INE en su sitio web sobre los indicadores de calidad del suministro.
Indicador #4: Mejora de la calidad del servicio - TTIK de DISSUR (Tiempo Total de Interrupción expresado como promedio de dos semestres)	horas	11,1	2008	P P (a) A 7,00 7,00 3,60	100% <sup>10</sup>	Publicación del INE en su sitio web sobre los indicadores de calidad del suministro.
Indicador #5: Mejora en el control de suministro (clientes normalizados en SIN y SAN)	clientes normalizados	0	2012	P P (a) A 96.000 50.000 58.214	61%	Informe de progreso semestral del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) de julio a diciembre de 2016
Indicador #6: Ampliación de la cobertura eléctrica (población nacional con acceso al servicio de electricidad)	%	70	2011	P P (a) A 85,50 85,50 85,90	100% <sup>11</sup>	Informe Centroamérica Estadísticas del subsector eléctrico en los países SICA, CEPAL 2016.

<sup>7</sup> Idem.

<sup>8</sup> Idem.

<sup>9</sup> Idem.

<sup>10</sup> Idem.

<sup>11</sup> Idem.

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Metas y Alcance Real		% Alcanzado	Medios de Verificación
Indicador # 7: Reducción de pérdidas porcentuales del sistema (pérdidas totales en el SIN)	%	24,1	2011	P P (a) A	21,15 21,81 23,00	37%	Informe Centroamérica Estadísticas del subsector eléctrico en los países SICA, CEPAL 2016.
<b>Resultado #2: Transparencia de resultados en la gestión del sector</b>							
Indicador #1: Información de estados financieros (estados financieros de las empresas estatales del sector - ENATREL y ENEL - publicados)	Empresa	0	2011	P P(a) A	2 2 2	100%	Publicación de ENATREL y ENEL en su sitio web de los Estados Financieros por los períodos de 2011 al 2016.
Indicador #2: Información de los indicadores financieros (Índice de pérdidas, índice de cobro e índice de recuperación de efectivo de DISNORTE-DISSUR, publicados)	Índice	0	2011	P P(a) A	3 3 3	100%	Publicación del INE en su sitio web sobre el indicador de perdido cobro combinado 2017 acten18
<b>Resultado #3: Matriz Energética sostenible, fomento energía renovables, inversión privada y EE</b>							
Indicador #1: Nueva capacidad de generación renovable instalada en el SIN.	MW	0	2012	P P(a) A	163 69 120,93	74%	Publicación del INE en su sitio web de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional.
Indicador #2: Reducción acumulada de consumo de energía eléctrica por los programas de EE.	MWh	0	2012	P P(a) A	152.000 104.500 139.000	91%	Informe de compilación de datos, PNESEER, 2017.
<b>Resultado #4: Impulso a la Integración regional del sector eléctrico</b>							
Indicador #1: Incremento en los intercambios eléctricos de Nicaragua en el MER, importación y exportación de energía	MWh	23.211	2012	P P(a) A	100.000 100.000 222.690	100% <sup>12</sup>	Publicación del INE en su sitio web de las importaciones y exportaciones-energía-2010-2017, abril18.

<sup>12</sup> Ídem.

Producto	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de línea de Base	Metas y Alcance Real		% Alcanzado	Medios de Verificación
Producto #1: Ley aprobada por la Asamblea Nacional (AN) para implementar acciones de ordenamiento y equilibrio del sector	Ley	0	2012	P	1	100%	Copia de la Gaceta No. 113 del 19 de junio de 2013 en la que se publica la Ley No. 839, Ley de reformas y adiciones a las Leyes No. 272, 554, 661 y 641 por la Asamblea Nacional.
Producto #2: Resoluciones de ajustes tarifarios aplicables a partir del 15 de abril de 2013	Resolución del INE	0	2012	P	9	100%	Publicación del INE en su sitio web sobre las resoluciones-ajustes tarifarios.
Producto #3: Propuestas de medidas de ajuste para los subsidios del sector eléctrica aprobada	Plan	0	2012	P	2	100%	(i) memorándum y TdR elaborados; (ii) propuesta sobre las medidas de ajustes de subsidio aprobada por el Gabinete Económico y el Gabinete de Energía; y (iii) estudio de Identificación, Medición y subsidios en el sector eléctrico.
Producto #4: Publicación de los términos del financiamiento de la tarifa eléctrica para el período desde abril de 2013	Publicación	0	2011	P	4	100%	Publicación del INE en su sitio web del Contrato de Financiamiento que el INE suscribió para financiar la tarifa eléctrica y Balance del estado de financiamiento- Restitución de financiamiento a la tarifa periodo 2014-2016
Producto #5: Publicación de Estados Financieros de las empresas del sector	EFA	0	2011	P	6	100%	Publicación de ENATREL y ENEL en su sitio web de los Estados Financieros por los periodos de 2011 al 2016.
Producto #6: Publicación de los desvíos de costos mayoristas	Publicación	0	2011	P	4	100%	Publicación del INE en su sitio web de los desvíos de costos mayoristas por el período de enero a diciembre 2016 y de enero a abril de 2017.
Producto #7: Plan indicativo de expansión de la generación	Plan	0	2011	P	2	100%	Publicación del MEM en su sitio web del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2013-2017.
Producto #8: Estudio de seguridad operativa que evalúe el efecto de nuevas incorporaciones de generación con ER en el SIN	Estudio	0	2011	P	2	100%	Estudio de la Metodología de Seguridad Operativa de Nicaragua Y Copia de carta oficial de ENATREL remitiendo al MEM el estudio de seguridad operativa para el año 2015.
Producto #9: Agencias de gobierno beneficiadas con la capacitación para seguridad operativa y planificación de expansión de sistemas eléctricos	Agencia	0	2011	P	6	100%	Agencias de gobierno beneficiadas con la capacitación para seguridad operativa y planificación de expansión.

Producto	Unidad de Medida	Valor de Línea de base	Año de línea de Base	Metas y Alcance Real	% Alcanzado	Medios de Verificación
Producto # 10. Ley de reforma a la Ley de la Industria Eléctrica para la incorporación de generación eléctrica distribuida	Ley	0	2011	P P(a) A 1 1 1	100%	Copia de la Gaceta No. 126 del 5 de julio del 2017 que contiene la publicación de la Ley No. 951, Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica por Normativa de Generación Distribuida.
Producto #11. Ley de EE	Ley	0	2011	P P(a) A 1 1 1	100%	Copia de la Gaceta No. 128 con fecha 07 de julio 2017 en la que publica la Ley No. 956, Ley de EE.
Producto #12. Acuerdo Ministerial que define la cobertura de incentivos para fuentes renovables a licenciarios de generación y pequeños concesionarios	Normativa	0	2011	P P(a) A 0 0 1	100%	Acuerdo Ministerial No. 063 DGRER 012 2013, incentivos fuentes renovables.
Producto #13. Propuesta de líneas de acción aprobada para los procesos de contratación de nueva generación en el mercado mayorista	Plan	0	2011	P P (a) A 0 0 1	100%	(i) memorándum y Tdr elaborados; (ii) propuesta de acciones para mejorar la competencia presentada al Gabinete de Energía; (iii) propuesta de acciones para mejorar la competencia aprobada por el Gabinete de Energía; y (iv) Certificación del Acta Gabinete de Energía.
Producto #14. Modificaciones a la Normativa de Operación Nacional para operar en forma coordinada con el Reglamento del MER	Normativa	0	2011	P P (a) A 2 1 2	100%	Publicación del MEM en su sitio web del acuerdo ministerial no. 063-DGERR-002-017, Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo

Donde: P = Planificado; P (a) = Objetivo anual revisado; A = real.

#### Resultados que requieren un período adicional para ser alcanzados:

- i. El margen EBITDA de ENEL incluyendo la DOSA registra 3,6% en 2016, por debajo de la meta de 10%. En 2017 este indicador ya registra 8,4% lo que constituye una significativa mejora por efecto de la mayor generación hidroeléctrica de ENEL. Se espera que en 2018 y 2019 la baja generación por efecto de los trabajos de rehabilitación de las centrales hidroeléctricas todavía mantenga bajo el margen EBITDA, y que el indicador repunte hasta alcanzar la meta a partir de 2020, como evidencia de la sostenibilidad financiera de la empresa.
- ii. La mejora en el control del suministro mediante normalización fue planificada con una meta de 96.000 clientes. En 2016 se reporta resultados bajo el PNESER con un total de 58.214 clientes y en 2017 el total es de 73.637. Hasta la conclusión del PNSEER en 2019

se ha planificado la normalización de 11.000 clientes adicionales, que, con el financiamiento adicional confirmado por el GNI en 2017<sup>13</sup>, se prevé que la meta de 96.000 clientes normalizados sea alcanzada en 2020.

---

<sup>13</sup> Informado durante la reunión del Comité de Seguimiento del PNER del 17 de noviembre de 2017. El financiamiento adicional está compuesto por: US\$16.4 millones BCIE y US\$10 millones OFID.

## **b. Análisis de atribución de resultados**

La atribución del logro de resultados está apoyada en la naturaleza del programa y es consistente con la lógica vertical y la teoría de cambio planteada en las tres operaciones programáticas. Además, dadas las complejidades presentes en el sector al inicio de la serie programática, la implementación y la promulgación de los cambios regulatorios, institucionales y de política pública, hubiesen constituido un reto para el GNI de no contar con el apoyo del Banco. En este sentido, la implementación de acciones de política fue posible gracias al apoyo de expertos internacionales que, mediante estudios y asesorías llevadas a cabo con recursos de CT de apoyo operativo del Banco, facilitaron el diagnóstico, análisis y elaboración de propuestas para los cambios finalmente aprobados por el GNI.

## **c. Resultados imprevistos**

Durante la fase de monitoreo del proyecto, no se identificaron resultados imprevistos. En general, se resalta la coordinación y la disponibilidad del Prestatario para la presentación oportuna de información requerida en la preparación de los distintos estudios claves de esta serie programática.

## **2.4 Sostenibilidad**

El diseño de la operación generó condiciones que ya permiten una sostenibilidad inicial significativa para los procesos de reforma promovidos por las tres operaciones. El hecho de que las máximas autoridades ejecutivas del sector y del área económica, como es el caso de los Gabinetes de Energía y Económico, hayan aprobado propuestas relevantes de modificación regulatoria en el sector, así como la aprobación de Leyes por parte de la Asamblea Nacional, permite la continuidad de los resultados del Programa. Entre los más importantes, se destacan:

- i. Mejora la competitividad de mercado. El Gabinete de Energía aprobó las acciones y reformas para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada que le fue presentada por el MEM incluyendo, entre otros: (i) la planeación integral del sistema para construir una matriz eléctrica eficiente; (ii) la introducción oportuna de procesos competitivos para asegurar la renovación de la generación más costosa e ineficiente; (iii) la definición de facilidades para la competencia en proyectos de recursos renovables con mayor riesgo de inversión; y (iv) la introducción de condiciones de participación en el mercado eléctrico regional.
- ii. Propuesta de focalización de subsidios aprobada por los Gabinetes Económico y de Energía, con el propósito de asegurar la sostenibilidad financiera del sector y su reflejo en los indicadores financieros de distribución. A partir del Estudio de identificación, medición y focalización de los subsidios en el sector eléctrico en Nicaragua, el GNI analizó y preparó su propuesta para la implementación de la focalización de los subsidios.
- iii. Ley No. 956 de EE aprobada por la Asamblea Nacional que establece el marco legal y regulatorio conteniendo mecanismos institucionales y financieros para incentivar la EE. Asimismo, la aprobación por parte del Gabinete de Energía del Programa Nacional de EE para su implementación.
- iv. Normativa de generación distribuida, se reformó la Ley de la Industria Eléctrica, No. 272 que viabiliza la aprobación de la Normativa de Generación Distribuida para autoconsumo.

Con base a esto, la Normativa de generación eléctrica distribuida para autoconsumo fue aprobada y podrá ser implementada por el MEM.

Asimismo, el Banco ha aprobado una CT (ATN/OC-16589-NI) para la Mejora de la Competencia en el Sub - sector de Generación de Energía para desarrollar un marco complementario a la legislación vigente, cubriendo el ámbito legal, comercial y técnico para la implementación de procesos competitivos en el mercado de generación para el sistema eléctrico, lo que permitirá estimular la incorporación de nueva capacidad de generación renovable en el SIN.

Finalmente, el Banco mantiene un diálogo permanente con el GNI a nivel sectorial y macroeconómico para el seguimiento y acciones de apoyo. El GNI ha mostrado su compromiso para la continuidad de las reformas, habiendo aprobado en 2018 reformas de ley que ponen en vigencia los ajustes a los subsidios del sector eléctrico, y avanzando en el dialogo con el sector privado para definir los procedimientos técnicos de conexión bajo la nueva normativa de generación distribuida. En materia de transparencia, el GNI ha comprometido con el Banco la revisión de las publicaciones de estadísticas del sector, con el propósito de recuperar la información histórica y su carácter de acceso público.

La crisis sociopolítica surgida en 2018 en Nicaragua, podría impactar la sostenibilidad del programa. Esta situación amerita ser monitoreada para confirmar su incidencia en alguna o varias de las acciones del programa.

### **III. CRITERIOS NO CENTRALES**

#### **3.1 Desempeño del Banco**

El desempeño del Banco abarcó un diálogo continuo con el GNI a nivel sectorial y macroeconómico para el seguimiento y acciones de apoyo para cumplir con los compromisos de política. Como parte de las acciones de apoyo, el Banco durante la fase de diseño del Programa previó recursos de CT (ATN/FI-14624-NI) para financiar los estudios adicionales necesarios para que el GNI cumplimiento con sus compromisos de política. Adicionalmente, se aprobó la CT ATN/OC-16589-NI para apoyar la implementación de los procesos competitivos en el mercado eléctrico para continuar apoyando al GNI aún finalizado este programa.

#### **3.2 Desempeño del Prestatario**

El GNI, estableció al Ministerio de Hacienda y Crédito Público como entidad responsable del seguimiento y la coordinación con las diversas agencias gubernamentales involucradas en la ejecución del programa, el cual facilitó: (i) la entrega de informes y evidencia del cumplimiento de las condiciones de cada operación de la serie programática; (ii) convocatorias de todas las agencias involucradas a reuniones de seguimiento para evaluar los avances o identificar nuevos requerimientos para avanzar con los compromisos de política; (iii) impulsó acciones tendientes al logro y sostenibilidad de los objetivos de política, tales fueron los casos de estudios claves aprobados a nivel de Gabinete de Energía y Gabinete Económico; (iv) aseguró la participación del sector privado, mediante las consultas realizadas alrededor de nuevas leyes y normativas asociadas a los compromisos de política; y v) brindó seguimiento a las agencias gubernamentales para mantener la amplia divulgación de los indicadores de gestión y finanzas.



Adicionalmente, la experiencia previa en proyectos de naturaleza similar y disponer de instrumentos de gestión financiera con sistema de control necesarios, no se previeron riesgos fiduciarios y de ejecución del programa.

Todo esto permitió la ejecución del programa de forma satisfactoria.

#### IV. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES

Hallazgos	Recomendaciones
<b>Dimensión 1: Técnica sectorial</b>	
Hallazgos #1: En términos de diseño, el abordaje a través de tres operaciones programáticas en secuencia fue considerado como una decisión clave. Esto permitió generar una primera etapa para cumplir con las condiciones base, con la aceptación de coordinaciones entre actores claves del sector. Sobre esta modalidad se montaron el segundo y tercer programático que permitió avanzar en los instrumentos, leyes y mecanismos más específicos, definidos o ratificados en la etapa anterior.	Recomendación #1: Procesos de reforma de política complejos y que incluyen la participación de distintas entidades, requieren un espacio temporal adecuado para poder registrar avances y trabajar con el país en la generación de insumos técnicos y en alcanzar consensos entre las partes. En tal sentido, los préstamos programáticos en apoyo a reformas de política (PBP, por sus siglas en inglés) representan un instrumento útil para el diseño y la implementación de estos programas.
Hallazgo #2: La participación de una serie de consultores con larga experiencia internacional permitió que el análisis de los temas fundamentales cuente con un espacio amplio de opciones y la posterior adaptación de líneas de acción consistentes con los desafíos locales.	Recomendación #2: Importante considerar el apoyo operativo del Banco con recursos de CT para facilitar la participación de apoyo experto.
<b>Dimensión 2: Organizativa</b>	
Hallazgo #3: El Ministerio de Hacienda y Crédito Público fue el Organismo Encargado de coordinar y gestionar el cumplimiento de los compromisos del Gobierno. El desempeño eficaz de dicho Ministerio permitió la ejecución adecuada de las tres operaciones programáticas, el sostenimiento de los objetivos y el cumplimiento detallados en la matriz de políticas.	Recomendación #3a: Organizar un taller de diseminación o de cierre en el que los diferentes actores del sector que participaron en la reforma puedan presentarse los resultados y el acceso a los productos sectoriales desarrollados en la reforma. Recomendación #3b: Establecer un mecanismo para que las publicaciones en las páginas web de cada institución del sector puedan mantener a las mismas para asegurar que la información se mantiene actualizada de forma oportuna.
Hallazgo #4: El dialogo amplio con el GNI desde el arranque, para la identificación de áreas clave de sostenibilidad del sector – que luego permitieron establecer la estructura del programa por componentes – permitió construir un marco de	Recomendación #4: Necesario establecer las bases de un dialogo abierto con el país para identificar los retos críticos sectoriales y asociar acciones para estructurar un programa con resultados de impacto.

acciones de política cuya efectividad proporcione resultados y avances significativos en cada etapa del programa, así como dejar una marca para la acumulación de mejoras en el mediano y largo plazo.	
<b>Dimensión 3: Procesos públicos y actores</b>	
Hallazgo #5: Las bases del programa no quedaron establecidas con claridad en el componente de transparencia de resultados en la gestión del sector, lo que no permitió proteger los avances alcanzados en la publicación de estadísticas sectoriales en forma previa a la implementación del programa. Como resultado, se redujo la amplitud y detalle de las estadísticas históricas publicadas por el INE.	Recomendación #5: Los avances alcanzados en forma previa al programa constituyen la base de las acciones a implementar bajo el mismo; por lo tanto el Organismo Ejecutor y instituciones sectoriales participantes deben confirmar su disposición a la consolidación y mejor de dichos avances como parte del programa.

## **V. LECCIONES APRENDIDAS Y CONCLUSIONES**

Como lecciones aprendidas y conclusiones se han establecido las siguientes: El beneficio de establecer un programa con compromisos de política y resultados de carácter interanual permitió que se cuente con el tiempo necesario para asegurar el cumplimiento sustancial de compromisos e indicadores.

- i. La participación de un único Organismo Ejecutor (MHCP) que coordine el trabajo conjunto con las entidades del sector (MEM, INE, ENATREL y ENEL) para cumplir los compromisos de política, tuvo una alta efectividad tanto en la fase de preparación del Programa como en la fase de ejecución de este.
- ii. La participación de todas las entidades competentes del sector (MEM, INE, ENATREL y ENEL) con una clara distribución de responsabilidades en función a sus competencias, permitió un diálogo fluido para el seguimiento a la ejecución del Programa.
- iii. La importancia del acompañamiento del Banco mediante recursos de CT para apoyar los esfuerzos del GNI en la elaboración de diagnósticos, lineamientos de política y propuestas de reforma de ley y normativas, tanto durante las fases de preparación y ejecución del Programa, como en la fase posterior para asegurar la sostenibilidad de las acciones de política.
- iv. La efectividad que pudo alcanzar el Programa, estableciendo gradualidad en la preparación y aplicación de las acciones de política más complejas, para asegurar su implementación final.
- v. Los compromisos de política se han cumplido de acuerdo con lo planificado, lográndose en algunos casos un sobrecumplimiento por efecto de acciones de política adicionales a las originalmente comprometidas. Por otra parte, en materia de resultados, el Programa ha sido exitoso alcanzando un nivel significativo en el cumplimiento de metas.
- vi. Avances en los retos del sector eléctrico:
  - a. La vulnerabilidad de los costos del servicio eléctrico en función de la matriz energética se ha reducido, con el incremento de la participación de energía renovable en el SIN, pasando de 40,2% en 2012 a 52,8% en 2016 y 56,5% en 2017. Sin embargo, el reto es continuo y extensible al largo plazo para seguir incorporando renovables en la matriz energética en un marco de sostenibilidad operativa.
  - b. El alto costo del servicio eléctrico en función a las pérdidas del sistema continúa siendo un reto significativo para el sector. Las pérdidas en el sistema se han reducido solamente en 1% en el período 2011-2016, con un nivel actual de 23% que duplica el promedio de países vecinos.
  - c. En la falta de consolidación del marco sectorial para inversión privada, se ha avanzado definiendo los lineamientos y un cronograma para los procesos de licitación, quedando pendiente el diseño técnico, comercial y legal de estos procesos y la implementación de la primera licitación.
  - d. La escasa participación en el mercado regional que registraba un volumen de exportaciones e importaciones equivalente al 0,6% de la energía neta generada en el SIN, muestra un avance importante con 5,4% en 2016 y 8.0% en 2017, lo que muestra un significativo incremento en el intercambio de energía de precio competitivo en el mercado regional.

- e. La transparencia de resultados en la gestión del sector ha mostrado un avance significativo con la publicación anual de los resultados de gestión financiera de ENATREL y ENEL, así como de los indicadores de gestión de las empresas de distribución DN y DS. Sin embargo, el GNI tiene pendiente la recuperación de la estadística histórica del sector y su publicación<sup>14</sup>.
- f. El elevado subsidio de electricidad cuenta ya cuenta con un plan de ajuste y focalización aprobado mediante ley, con un calendario de implementación para el período 2018-2022, lo que constituye una de las acciones más importantes para la sostenibilidad financiera del sector.

---

<sup>14</sup> La recuperación estadística histórica del sector surge como un elemento adicional a los compromisos bajo el PBP, ya que dicha estadística había estado disponible en forma pública mediante la página web del INE hasta el año 2017.