



PROGRAMA NACIONAL PARA ASEGURAR UN SUMINISTRO DE ENERGÍA SOSTENIBLE Y EFICIENTE (CO-1217; CO-L1237)

Informe de Terminación de Proyecto (PCR)

Equipo de Proyecto Original CO-L1217. José Ramón Gómez (ENE/CPN) Jefe de Equipo; Alexandra Planas (INE/ENE) Co-líder de Equipo; Jorge Mercado (ENE/CRD); Javier Cuervo, Nancy Jesurun-Clements, Juan Carlos Cárdenas, Stephanie Suber (INE/ENE); Miguel Orellana (FMP/CCO); Pilar Jiménez de Arechaga (LEG/SGO); Roberto Esmeral (CSD/CCS); Leandro Gastón Adrián (CAN/CCO); Andrea Giraldo (CAN/CCO); y Olga Lucía De Narváez (INO/IEN).

Equipo de Proyecto Original CO-L1237: Maria Alexandra Planas (ENE/CCO) Jefe de Equipo; Leopoldo Montañez (INE/ENE) Co-líder de Equipo; Virginia Snyder, Juan Carlos Cárdenas, Stephanie Suber y Cecilia Seminario (INE/ENE); Leandro Adrián y Andrea Giraldo (CAN/CCO); Javier Jiménez (LEG/SGO); Claudio Alatorre (CSD/CCS); y Luca Marini (VPS/ESG).

Equipo PCR: Maria Alexandra Planas (ENE/CCO) Jefe de Equipo; Ana María Macías, (INE/ENE); Pablo Pereira Dos Santos (SPD/SDV); y Nancy Jesurun-Clements (Consultora).

Índice

Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)	ii
Enlaces Electrónicos Opcionales (EEO)	ii
Acrónimos y abreviaturas	iii
INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO	iv
I. INTRODUCCIÓN	1
A. Antecedentes.....	1
B. Diagnóstico de la situación durante el diseño	1
II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO	4
A. Relevancia.....	4
a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país	5
b. Alineación estratégica.....	5
c. Relevancia del diseño.....	6
b. Calificación de la Relevancia	Error! Bookmark not defined.
B. Efectividad	11
a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto	11
b. Resultados logrados	11
c. Análisis Contrafactual	14
d. Resultados imprevistos.....	17
e. Calificación de Efectividad	17
C. Sostenibilidad	17
a. Aspectos generales de sostenibilidad	17
a. Calificación de Sostenibilidad	19
III. CRITERIOS NO CENTRALES	19
A. Desempeño del Banco.....	19
B. Desempeño del Prestatario.....	20
IV. Hallazgos y Recomendaciones	21

Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)

1. [Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\). CO-L1217](#)
2. [Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\). CO-L1237](#)
3. [Lista de verificación PCR \(*Checklist*\)](#)

Enlaces Electrónicos Opcionales (EEO)

1. [Informe de resultados de QRR](#)
2. Comentarios por escrito del Gobierno (no aplica)
3. [Resumen de la Lógica Vertical](#)
4. [Evolución de la Matriz de Políticas](#)

Acrónimos y abreviaturas

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BTU	<i>British Thermal Units</i>
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CT	Cooperación Técnica
CxC	Cargo por Confiabilidad
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EE	Eficiencia Energética
FENOG	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión de la Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GCO	Gobierno de Colombia
GEDE	Gestión Eficiente de la Demanda Energética
GN	Gas Natural
GWh	Giga-watts hora
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
MBTU	Millones de BTU
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME	Ministerio de Minas y Energía
MPCD	Millones de Pies Cúbicos Día
MW	<i>Mega-watts</i>
OEF	Obligaciones de Energía en Firma
PAI-PROURE	Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética y Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía
PBP	Programático Basado en Políticas
PCR	<i>Project Completion Report</i> (Informe de Terminación del Proyecto)
PIB	Producto Interno Bruto
PIEC	Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PSP	Política de Servicios Públicos
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINEA	Sistema de Integración Eléctrica Andina
TJ	<i>Terajoule</i>
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
VPN	Valor Presente Neto
ZNI	Zona(s) No Interconectada(s)

INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

^CO-L1217 National Program to Ensure Sustainable and Efficient Energy Supply

Country Beneficiary Colombia	Loan Instrument Policy-Based Loan	Borrower CO-CO - REPUBLICA DE COLOMBIA	Loan(s) 4415/OC-CO	Sector Energy	Sub-Sector Low-Carbon Energy Technologies
Date of Board Approval Nov 29, 2017	Date of Eligibility for First Disbursement Dec 22, 2017	Date of Closure (CO) Dec 29, 2017	Loan Amount - Original 300,000,000.00	Loan Amount - Current 300,000,000.00	Pari Passu
Total Project Cost Not Available	Months in Execution from Approval 1	Months in Execution from First Disbursement 0	Original Date of Final Disbursement Dec 21, 2018	Actual Date of Final Disbursement Dec 21, 2018	Cumulative Extension(Months)

^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

^Bank Staff

Positions	At PCR Dec 29, 2017	At Approval Nov 29, 2017
Vice-President VPS	Levy,Santiago	Levy,Santiago
Vice-President VPC	Rosa, Alexandre	Rosa, Alexandre
Country Manager	de la Cruz,Rafael (CAN/CAN)	de la Cruz,Rafael (CAN/CAN)
Sector Manager	Aguerre,Jose Agustin (INE/INE)	Aguerre,Jose Agustin (INE/INE)
Division Chief	Yepez-Garcia,Rigoberto Ariel (INE/ENE)	Yepez-Garcia,Rigoberto Ariel (INE/ENE)
Country Rep		
Project Team Leader	Gomez,Jose Ramon (ENE/CPN)	Gomez,Jose Ramon (ENE/CPN)
PCR Team Leader		

^Staff Time and Cost

Stage Project Cycle	# of Staff Weeks	USD (including Travel and Consultant Costs)
Preparation	12.45	88,321.19
Supervision	3.68	26,821.97
Total	16.13	115,143.16

^Time



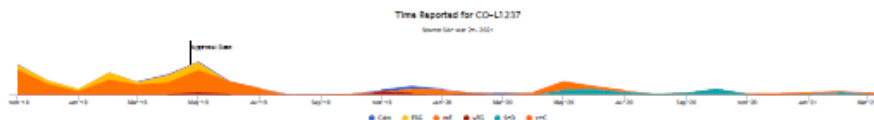
^Bank Staff

Positions	At PCR Dec 27, 2019	At Approval Apr 24, 2019
Vice-President VPS	Rodriguez-Ortiz,Ana	Rodriguez-Ortiz,Ana
Vice-President VPC	Rosa, Alexandre	Rosa, Alexandre
Country Manager	de la Cruz,Rafael (CAN/CAN)	de la Cruz,Rafael (CAN/CAN)
Sector Manager	Aguerre,Jose Agustin (INE/INE)	Aguerre,Jose Agustin (INE/INE)
Division Chief	Yepez-Garcia,Rigoberto Ariel (INE/ENE)	Yepez-Garcia,Rigoberto Ariel (INE/ENE)
Country Rep		
Project Team Leader	Planas Marti, Maria Alexandra (ENE/CCO)	Planas Marti, Maria Alexandra (ENE/CCO)
PCR Team Leader		

^Staff Time and Cost

Stage Project Cycle	# of Staff Weeks	USD (including Travel and Consultant Costs)
Preparation	23.73	114,938.65
Supervision	18.01	109,195.12
Total	41.74	224,133.77

^Time



^CO-L1237 National Program to Ensure Sustainable and Efficient Energy Supply, Phase II

Country Beneficiary Colombia	Loan Instrument Policy-Based Loan	Borrower CO-CO - REPUBLICA DE COLOMBIA	Loan(s) 4773/OC-CO	Sector Energy	Sub-Sector Energy Institutional Strengthening And Capacity Building
Date of Board Approval Apr 24, 2019	Date of Eligibility for First Disbursement Dec 18, 2019	Date of Closure (CO) Dec 27, 2019	Loan Amount - Original 600,000,000.00	Loan Amount - Current 600,000,000.00	Pari Passu
Total Project Cost Not Available	Months In Execution from Approval 8	Months In Execution from First Disbursement 0	Original Date of Final Disbursement Nov 15, 2020	Actual Date of Final Disbursement Nov 15, 2020	Cumulative Extension(Months)

^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

I. INTRODUCCIÓN

A. Antecedentes

- 1.1. Este documento presenta un único Informe de Terminación de Proyecto (PCR)¹, por sus siglas en inglés) para el “Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente” de Colombia, préstamo Programático Basado en Política (PBP), el cual consistió en una serie programática de dos operaciones consecutivas de un solo tramo de desembolsos cada una, vinculadas técnicamente entre sí y financiadas en forma independiente. Las operaciones fueron aprobadas, respectivamente, en noviembre 2017 por US\$300.000.000 (CO-L1217); y abril 2019 por US\$600.000.000 (CO-L1237).
- 1.2. El objetivo general de la serie fue contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país a través de un proceso de reformas de políticas que permitan asegurar la oferta eficiente de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI), a fin de reducir la vulnerabilidad del sector frente a los efectos del cambio climático y de aumentar el acceso eléctrico.
- 1.3. El país reunió los requisitos exigidos por el Banco para emitir y validar el Informe Independiente de Evaluación Económica (IAMC², por sus siglas en inglés) requerido para realizar y continuar con el PBP. El PCR se concentra en evaluar los compromisos programáticos relacionados con el desempeño del sector eléctrico. De acuerdo con la Lista de Verificación o *Checklist* en el Enlace Electrónico Requerido ([EER#3](#)), el programa logró el 83% de las metas establecidas, calificando el PBP como **Parcialmente Exitoso**.

B. Diagnóstico de la situación durante el diseño

- 1.4. El primer préstamo de la serie fue preparado durante 2016-17, con la economía en proceso de ajuste en respuesta a la fuerte caída del precio del petróleo desde 2014, impactando la inversión, la actividad económica, las finanzas públicas y cuentas externas. El [crecimiento del PIB](#) fue de 2,1% y 1,4% en 2016 y 2017 respectivamente, mientras el sector eléctrico enfrentaba serios desafíos para garantizar un suministro confiable con precios eficientes, aumentar la resiliencia ante fenómenos climáticos y lograr mayor calidad y cobertura del servicio. La segunda operación se preparó durante 2018, con crecimiento del PIB de 2,6% e inflación de 3,18% anual. El PBP apoyó los retos del sector eléctrico, relacionados con:
 - (i) Riesgo de inseguridad en el abastecimiento eléctrico
- 1.5. El sistema eléctrico no podía garantizar una oferta confiable y eficiente de electricidad ante situaciones de estrés del sistema, particularmente ante episodios climáticos como las sequías de El Niño. Este riesgo era resultado, principalmente, de:
 - a. **Limitada diversificación de la matriz energética y de acceso a intercambios regionales**
- 1.6. Alta concentración de generación en recursos hídricos. En 2015 Colombia contaba con una capacidad instalada de generación eléctrica de 16.420 Mega Watts (MW), con la matriz energética altamente concentrada en el recurso hídrico (66,6%) y enfrentando limitaciones en el suministro de Gas Natural (GN) para generación, obligándose a complementarla con generación térmica de alto costo³, o a considerar racionamientos en

¹ *Project Completion Report.*

² *Independent Assessment of Macroeconomic Conditions.*

³ En 2015 el precio en bolsa de la generación con combustibles líquidos alcanzó \$0,31/kilowatt hora (kWh), frente a \$0,08/kWh con fuentes hídricas (US\$0.000096/kWh y US\$0.000025/kWh, respectivamente).

casos de extrema sequía, con los correspondientes costos para la economía nacional y el bienestar de la población. Entre 2015-2016, durante la baja hidrología por el fenómeno de El Niño se redujo la disponibilidad del recurso hídrico para generación eléctrica, dejando al sistema dependiente de las fuentes de generación térmica, las cuales cubrieron más del 50% de la demanda. En ese momento la opción de diversificar las fuentes de energía y reducir el riesgo de alza de costos por medio de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en generación, con costos variables cercanos a cero, no era suficiente en volumen para compensar las bajas en capacidad de generación hídrica por la sequía. Se contaba con la Ley 1715 de 2014 cuyo objeto es promover el desarrollo y utilización FNCER en el sistema energético, pero no con sus reglamentos con procedimientos y requisitos para la aplicación de incentivos tributarios a la inversión en FNCER; ni con las condiciones para el proceso de conexión, medida y entrega de excedentes del auto generador a gran escala al SIN.

- 1.7. En 2017 la capacidad instalada de generación en el SIN era de 17.312 MW, continuando la concentración en energía hidráulica con 68,4%; térmica 30,6% (13,3% con GN, 7,8% con combustibles líquidos y 9,5% con carbón) y aproximadamente el 1% de FNCER. Ese año se experimentó normalidad hidrológica favorable y la generación hidráulica estuvo en capacidad de abastecer el 86% de la demanda. Se preveían escenarios de baja hidrología en los siguientes dos años y el parque térmico contaba con capacidad de generar y cubrir por lo menos el 60% de la demanda. Aunque no se llegó al precio de escasez⁴, a diferencia de la crisis de 2015 ocasionada por El Niño (¶1.6), los generadores térmicos contaban con la disponibilidad del GN y del carbón para operar con precios favorables, incluyendo GN importado que complementó la baja producción de GN en el país. El SIN contaba con Obligaciones de Energía en Firme (OEF) o respaldos amparados en dicho cargo, en capacidad de cubrir hasta 1,19 veces la demanda.
- 1.8. Adicionando a la capacidad hidráulica, el Proyecto Hidroeléctrico Ituango (Hidroituango), el proyecto hidroeléctrico más grande del país con 2.400 MW de capacidad, en construcción desde 2010, se esperaba entrara en operación en diciembre 2018. En abril 2018 el proyecto experimentó una seria emergencia por fallas en el túnel de desviación, con consecuencias devastadoras para la obra. El plan actual es la entrada en operación en 2022, de cuatro de las ocho unidades contempladas (1.200 MW). Se cuenta con Hidroituango en los planes de expansión de mediano plazo (cinco años), cuya generación esperada es de alrededor del 10% de la demanda nacional.
- 1.9. Limitada integración regional. El país reconocía que los intercambios internacionales de electricidad permiten diversificar las fuentes de suministro en la matriz, al aprovechar la ventaja natural de cuencas complementarias entre países y reducir los riesgos de desabastecimiento. Sin embargo, el volumen de intercambios de electricidad de Colombia con los países vecinos ha sido muy limitado por falta de infraestructura y por el débil marco regulatorio comercial y operativo regulando las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y los países vecinos, el cual podría proveer claridad a las partes en la fijación de precios y responsabilidades de operación e infraestructura.

b. Deficiencias en el funcionamiento del mercado eléctrico, tanto en oferta como en demanda, especialmente debido a las siguientes fallas:

- 1.10. Restricciones en el mercado de GN para generación. Aproximadamente el 40% de la generación termoeléctrica colombiana es a base de GN. Esta fuente opera como garantía

⁴ Precio techo de venta de energía que corresponde al valor máximo que puede llegar a pagar la demanda del país. Este precio se calcula mensualmente de acuerdo con unos cálculos establecidos en la regulación.

de confiabilidad del sector en épocas de sequía. La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) adscrita al Ministerio de Minas y Energía (MME), desarrolló proyecciones de precio 2016-2035 del GN⁵ para generación térmica bajo diversos escenarios de oferta y demanda local y externa, con las cuales se predicen las ventajas en precio de generación con el uso de GN. Sin embargo, el mercado de GN adolecía de serias deficiencias para un suministro fluido y predecible para generación eléctrica, arriesgando el desarrollo de este energético a pesar de sus ventajas económicas: (i) la oferta total de GN venía disminuyendo con el tiempo⁶. El uso de mayor demanda y de comportamiento esporádico de GN para generación eléctrica en periodos de sequía no estimulaba la expansión de la oferta, ni las inversiones para su transporte. Por consiguiente, los productores enfocaban su oferta a los mercados residencial e industrial, quienes presentan un comportamiento de demanda más estable; y (ii) el suministro del GN, caracterizado por una estructura regionalizada debido a la concentración geográfica de los pozos productores en solo dos regiones: nororiente (Guajira) y oriente (Llanos Orientales), limita el sistema de transporte para proveer GN a las plantas de generación.

- 1.11. Limitadas prácticas de Gestión Eficiente de la Demanda Eléctrica (GEDE). El país carecía de instrumentos regulatorios y estratégicos con mecanismos de ahorro energético para aprovechar en forma sistemática el potencial de reacción de la demanda a incentivos económicos y a la inducción de cambios en los hábitos de consumo. Durante la crisis de El Niño 2015-16 fue posible lograr una reducción voluntaria del consumo de hasta un 5% mediante mecanismos temporales de GEDE (Campaña “Apagar Paga”), demostrando el potencial de una estrategia de Eficiencia Energética (EE). En 2017 el país empezó a establecer compromisos importantes relacionadas con la gestión eficiente de la demanda con la adopción del [Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética y Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía](#) (PAI-PROURE) 2017-2022. El PAI-PROURE estimó que mediante el uso de medidas de EE se podrían obtener ahorros en el consumo de 699.678 Tera Julios-TJ en el periodo 2017-2022; y estableció metas indicativas de ahorro por sector. El sector industrial, el segundo sector de mayor consumo energético (26%), después de transporte (39% con muy bajo consumo eléctrico), consume energéticos térmicos de cerca al 78% de su consumo y energía eléctrica de la red, o bajo autogeneración y cogeneración, cerca al 22%. El Plan identificó medidas específicas para cada sector y los impactos de estas medidas. Sin embargo, el PAI-PROURE no contaba con los instrumentos estratégicos regulatorios para adoptar un Plan de Acción con medidas de administración de la demanda para el ahorro energético.
- 1.12. Rigideces en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El SIN se encuentra organizado alrededor de un MEM donde las diferentes tecnologías de generación compiten para abastecer la demanda bajo escenarios de confiabilidad, formación de precios en bolsa y contratos e incentivos (económicos, de despacho, de comercialización de energía, etc.) resultantes de decisiones de política sectorial y regulatoria. El mecanismo de formación de precio con que operaba el MEM⁷ para la

⁵ [Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural](#). UPME. 2016.

⁶ Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, las reservas probadas de GN cayeron 8% entre 2014 y 2015 hasta 5,443 giga PCD y se produjeron 1,078 MPCD, que equivalen a un 8.5% menos que en 2014.

⁷ Para hacer viable la inversión en plantas de generación necesarias para atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, se implementó el mecanismo del **Cargo por Confiabilidad** CxC (Resolución CREG 071 de 2006), esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en generación eléctrica necesaria para garantizar de manera eficiente la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador, a cambio

provisión de energía en situaciones de escasez del recurso hídrico, remuneraba las plantas térmicas a un precio máximo igual al Precio de Escasez fijado por el regulador. Este mecanismo no cumplió con el objetivo de su diseño durante la crisis por la sequía generada por El Niño 2015-6. Las plantas termoeléctricas de generación registraron precios más altos que el precio de escasez regulado, afectando la situación financiera de dichas termoeléctricas, al reducir drásticamente su margen operacional. En respuesta, las plantas no operaron de acuerdo con el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (CxC) y fue necesaria la intervención regulatoria para evitar la escasez. El sector tuvo que hacer mayor uso de la generación hidráulica, colocando al país en alto riesgo de racionamiento; recurrió a importaciones de 420GWh desde Ecuador; tomó medidas de ahorro de energía con la campaña “Apagar Paga”; y medidas adicionales de emergencia, evitando racionar la demanda. Mediante Resolución CREG 140 (2017) se modificó la metodología para calcular el precio de escasez, la cual se activa cuando este precio supera el precio de bolsa. Sin embargo, algunos vacíos regulatorios relacionadas al despacho vinculante, mercados intra-diarios, respuesta a la demanda, adecuación del código de redes, y reglas del despacho de seguridad aún subsistían para el funcionamiento del MEM, evidenciando la necesidad de implementar políticas y acciones sostenibles en el tiempo.

- 1.13. Aspectos de Género. El Censo Minero realizado por el MME en el periodo 2010-2011, reporta desventajas hacia las mujeres en oportunidades y remuneración en el mercado laboral del sector minero-energético. El GCO decidió profundizar el enfoque de género en los planes, proyectos, y programas del sector.

(ii) Baja cobertura en las ZNI no conectables al SIN.

- 1.14. Según el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI (IPSE), el 51% del territorio colombiano corresponde a ZNI, con una cobertura del servicio inferior al 50% en zonas rurales. Las causas de esta baja cobertura se relacionan con baja disponibilidad de recursos para inversión y dificultad de garantizar el sostenimiento financiero y operacional de las soluciones de electrificación instaladas. Colombia cuenta con un gran potencial de FNCER para el desarrollo de generación eléctrica y esto representa una oportunidad para el desarrollo de las ZNI. Aunque las tecnologías con base en FNCER permiten brindar electricidad en estas zonas, los recursos públicos son insuficientes para expandir el servicio y alcanzar esa cobertura en un tiempo razonable. Adicionalmente, las condiciones de las ZNI afectan la capacidad de operar y mantener los sistemas FNCER en forma sostenible. En 2018 continuaban los desafíos de atender las ZNI, limitando el aprovechamiento del potencial de las FNCER en esas zonas. Se enfrentaban primordialmente retos regulatorios para incentivar con participación privada la introducción a importante escala de las FNCER a las ZNI.

II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO

A. Relevancia

- 2.1 El programa fue diseñado con el objetivo general y los objetivos específicos de desarrollo (OE) en completa alineación con las prioridades y necesidades del país y las prioridades estratégicas del Banco. Su lógica vertical muestra un claro vínculo entre la intervención, el problema que atiende y los resultados que obtiene para contribuir a los OE propuestos. El

del compromiso de producir energía firme (Obligaciones de Energía Firme) durante condiciones críticas de abastecimiento, bajo escenarios de demanda alta, cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido, denominado **Precio de Escasez**. El CxC se financia y recauda a través de la tarifa al usuario final.

instrumento de PBP probó ser adecuado para la reforma que se efectuó y la composición de la Matriz de Política circunscribió las medidas requeridas para lograr los objetivos.

a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país

- 2.2 El PBP con sus dos préstamos apoyó la agenda estratégica de desarrollo del sector eléctrico del país. El [Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018](#), vigente durante la preparación del primer préstamo, le asigna un papel clave al sector energético para garantizar el desarrollo económico sostenido e inclusivo: asegurar fuentes de energía competitivas que permitan crecer y generar empleo y contribuir de forma directa en la reducción de la pobreza, bajo una estrategia transversal de crecimiento “verde” que implica crecimiento sostenible y bajo en carbono. El [Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022](#) vigente durante la preparación del segundo préstamo, resalta la importancia de la calidad y eficiencia de los servicios públicos: agua y energía, y apunta a lograr un sector energético más innovador, en el que se fomente la competencia en el mercado. Aborda de forma clara el riesgo de desabastecimiento y la intención de avance significativo en la incorporación de fuentes renovables. En este Plan se espera incrementar la participación de FNCER al 10% para 2022, incorporando 1.500 MW adicionales. El Plan busca avanzar en la cobertura eléctrica con nuevas tecnologías, racionalizar los subsidios, y gestionar mejor la demanda. De acuerdo con los dos escenarios del Plan de Expansión de Referencia de Generación–Transmisión 2017-2031, se espera que las FNCER representen entre 13% y 18% de la generación del sistema eléctrico al 2031. El PBP fue consistente con el objetivo general y los objetivos específicos de la política energética del país, establecido en el Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050, de lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y poblaciones.
- 2.3 El PBP apoyó el objeto de la Ley 1715 de 2014 de promover el desarrollo y utilización de FNCER en el sistema energético nacional mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las ZNI y en otros usos energéticos, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y la seguridad del abastecimiento energético. Con esta Ley el gobierno busca promover la GEDE por medio de medidas de EE y de respuesta de la demanda.
- 2.4 El programa incorporó el compromiso del Gobierno de Colombia (GCO) de adoptar la Política Minera, que contempla el enfoque de género en el sector minero-energético, alineado con el objetivo del MME de reducir brechas de desigualdad entre hombres y mujeres en el sector, y dentro de la políticas, programas y planes del MME en un marco de derechos humanos.

b. Alineación estratégica

- 2.5 La serie programática guardó consistencia con la Estrategia del Banco en el País con Colombia 2015-2018 (GN-2832) vigente durante el diseño de los dos préstamos y al cierre de la serie, a través del área estratégica de Movilidad Social y Consolidación de la Clase Media, contribuyendo al objetivo estratégico de incrementar el acceso equitativo a servicios básicos de calidad. El PBP contribuye al área estratégica de Efectividad de la Gestión Pública, dentro del objetivo de incrementar la calidad del gasto y capacidad de gestión de la inversión pública en todos los niveles de gobierno.
- 2.6 El programa fue consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional del BID (UIS) 2010-2020 (AB-3008) y se alineó con los desafíos de desarrollo de: (i) inclusión social e igualdad, al promover la expansión del acceso a energía en las ZNI; (ii) productividad e innovación; y (iii) integración económica, al promover la inserción en los mercados

regionales, y de cambio climático y sostenibilidad ambiental, por medio de reformas que permiten reducir las emisiones de GEI al impulsar las energías renovables y EE.

- 2.7 Aproximadamente el 68,4% de los recursos de la operación se asociaron con políticas que promocionarían actividades de adaptación y mitigación al cambio climático. Estos recursos contribuyeron a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con cambio climático a un 30% de operaciones aprobadas a fin de 2020.

c. Relevancia del diseño

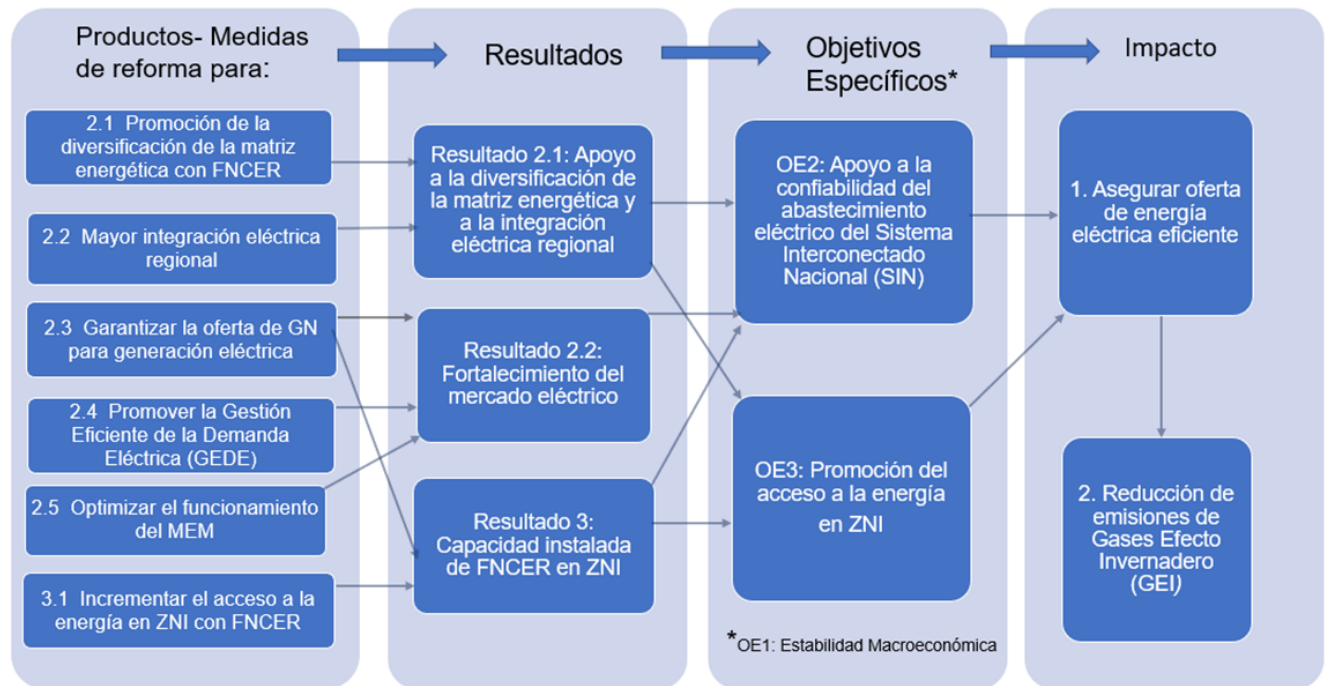
- 2.8 El Programa se conformó en un PBP de dos operaciones de acuerdo con las Directrices para Preparación y Aplicación de Préstamos en Apoyo a Reformas de Política (CS-3633-2), vigente durante la aprobación. Se seleccionó esta estructura por su flexibilidad para lograr objetivos de largo plazo mediante medidas secuenciales de corto y medio plazo.
- 2.9 El país necesitaba un marco regulatorio e institucional que garantizara la oferta eficiente y confiable de energía eléctrica en forma permanente. El diseño del PBP tuvo una importante relevancia para el país y para el sector al apoyar al GCO en forma oportuna en la implementación del proceso de reformas del sector. Las medidas se fueron acordando entre el gobierno y el Banco de acuerdo con los avances realizados y la coyuntura macroeconómica y sectorial que se fue enfrentando en las diferentes etapas del PBP.
- 2.10 El PBP buscó como objetivo general, contribuir a asegurar la oferta de energía eléctrica eficiente y la reducción de emisiones de GEI, resultante de las medidas incluidas en los OE: (i) Estabilidad macroeconómica; (ii) Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del SIN; (iii) Promoción del acceso a la energía en ZNI.
- 2.11 La primera operación de la serie apoyó la creación del marco normativo que establece las condiciones e incentivos para aumentar la oferta de electricidad confiable y diversificada al SIN y a las ZNI. La segunda operación complementó este marco con la reglamentación que formaliza la institucionalidad y operatividad de las reformas, guardando una secuencia lógica que fortalece la etapa anterior. El [EEO#3](#) describe la lógica vertical del programa, mostrando el vínculo entre los problemas que se atienden (discutidos en ¶1.4-1.14), la intervención realizada, los productos que la acompañan, el OE y el resultado al que contribuyen. La Figura 1 resume esta cadena causal. La Tabla 1 muestra los indicadores de resultados establecidos, con sus respectivas líneas de base, metas, valores finales y medios de verificación de esos valores.

OE2: Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

- 2.12 Resultado 2.1: Apoyar la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional. La diversificación de la oferta en la matriz energética, introduciendo tecnologías como FNCER y mayores intercambios internacionales al SIN, se considera esencial y prioritaria para reducir la dependencia de la generación térmica en períodos de sequía. Para introducir FNCER a la matriz, el PBP promovió la regulación de la Ley 1715 de 2014 para la introducción de lineamientos técnicos y de política, procedimientos y requerimientos para la contratación y subastas, condiciones de conexión al SIN y en ZNI; desarrollo de un sistema de información y activación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión de la Energía (FENOGE), el instrumento de incentivos para fomentar las FNCER.
- 2.13 Para promover mayor intercambio internacional de energía como opción adicional para complementar la oferta energética la confiabilidad del suministro, el PBP apoyó el avance en la regulación y acciones asociadas a la suscripción del país a proyectos y acuerdos que

promueven mayor intercambio de energía con los países en el Sistema de Integración Energético Andino (SINEA). Se destacan el ajuste a la regulación a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, así como la inclusión de la interconexión con Ecuador en el Plan de Expansión de Generación 2017-2023 para atender de forma confiable y segura la demanda de energía en el mediano y largo plazo.

Figura 1. PROGRAMA NACIONAL PARA ASEGURAR UN SUMINISTRO DE ENERGÍA SOSTENIBLE Y EFICIENTE - Cadena Causal



- 2.14 **Resultado 2.2: Fortalecer el funcionamiento del mercado eléctrico.** El PBP se orientó a implementar medidas para mejorar la operación y liquidez en el mercado del GN; definir lineamientos de política para la GEDE; y el mejoramiento del funcionamiento del MEM.
- 2.15 **Gas Natural.** El PBP apoyó reformas de política, el marco normativo, fortalecimiento institucional y desarrollo de capacidades para facilitar el comercio de GN, con el objetivo de promover una mejor integración entre el mercado de GN y el sector eléctrico, y entre regiones en el país. Para mitigar el riesgo de desabastecimiento de GN para generación el programa apoyó las siguientes medidas: (i) reglas para la priorización del uso del GN ante restricciones en la oferta eléctrica; (ii) decisión de construir la planta regasificadora en el Pacífico (Buenaventura) que se espera opere a partir de 2023, y el gasoducto entre dicha planta y el último punto en el sur de la red de gasoductos (Yumbo); (iii) el uso bidireccional del gasoducto Yumbo-Mariquita⁸; y (iv) puesta en funcionamiento del gestor del mercado de gas, encargado de gestionar los mercados primario y secundario de gas, y responsable de recopilar, centralizar y hacer pública la información transaccional.
- 2.16 **GEDE.** El PBP promovió el desarrollo de instrumentos regulatorios y estratégicos que sirvieran como mecanismos de ahorro energético para aumentar la disponibilidad de oferta energética por reacción de la demanda a incentivos económicos e inducción de cambios

⁸ Proyectos incluidos en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural.

en los hábitos de consumo. Se adoptó el PAI-PROURE, el cual incorpora información al consumidor y guías para la formulación e implementación de planes de EE en entidades públicas; sistema de etiquetado e información al consumidor sobre EE y adopción del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ) para varios subsectores; el Mapa de Ruta para la Implementación de Redes Inteligentes; y la reglamentación y disponibilidad de incentivos con financiamiento en FENOGÉ, para garantizar la financiación e implementación de medidas de EE con mecanismos de promoción de ahorro y de GEDE. El PBP estableció metas basadas en el PROURE alcanzables mediante las medidas incluidas.

- 2.17 **Fortalecimiento del MEM.** Para reducir el riesgo de desabastecimiento eléctrico por fallas en la formación de precios en condiciones de sequía, el PBP apoyó el desarrollo de diagnóstico, análisis, y propuestas de modificación al funcionamiento del MEM para identificar reformas y políticas a ser adoptadas para su fortalecimiento y de las instituciones del sector para permitir la confiabilidad de la oferta energética; y planes actualizados de expansión de la capacidad de transmisión y generación. Para el segundo préstamo se apoyó la revisión de la señal de precios permitidos a las plantas térmicas al momento de hacer sus ofertas en Bolsa, así como el precio de escasez (¶1.12), estableciendo incentivos a la inversión privada en generación que permita asegurar una oferta eléctrica confiable.

OE3 - Promoción del acceso a la energía en ZNI

- 2.18 Resultado 3: Capacidad instalada de FNCER en ZNI. Reconociendo que las soluciones de electrificación con uso de FNCER son la opción más viable económica y técnicamente en las ZNI, y que es esencial que éstas estén acompañadas de un esquema de sostenibilidad que asegure que los sistemas operen correctamente y se hagan los mantenimientos respectivos para que cumplan con el objetivo de llevar bienestar a la población en forma sostenible, el PBP apoyó el desarrollo de un marco regulatorio que promueve la participación privada en la provisión de estas soluciones, con esquemas empresariales o de servicio exclusivo que aseguren su operación y mantenimiento sostenible de los sistemas, como instrumentos fundamentales para la expansión del servicio en ZNI.
- 2.19 Cambios durante la ejecución. En diálogo con el GCO durante el diseño del segundo préstamo se realizaron ajustes a algunos compromisos programáticos y mecanismos activadores del programa aprobados en el primer préstamo. La Evolución de la Matriz de Políticas (EEO#4) incluye, a través de las dos operaciones, cambios que reflejan la revisión conjunta de la evolución del sector y de los mecanismos incluidos para fortalecer los compromisos y mejorar el acercamiento al logro de las metas de la reforma:
- 2.20 Las metas del PBP midiendo el logro de los OE se actualizaron entre la aprobación de la primera y segunda operación. La columna “Metas Ajustadas P(a) en la Tabla 1 y en la Matriz de Resultados de la segunda operación reflejan estos ajustes. Específicamente, “Meta de la Primera Operación (2020)” corresponde a la Meta 2020 original de la operación CO-L1217. Al momento de aprobar la segunda operación, CO-L1237, se solicitó ajustar esa meta y los valores se registraron en la columna “Meta de la Operación Ajustada a (2020)” sirviendo, así como meta final de las dos operaciones. Para la línea de base (2015) del indicador de oferta de GN en la primera operación se reportó erróneamente un valor de 1000 MPCD, el cual corresponde a la oferta nacional total de GN. En la segunda operación se actualizó el valor con el dato de oferta de GN para el sector termoeléctrico. En la segunda operación se corrigió el valor de la línea de base para el Indicador de Resultado 3 “Capacidad Instalada de FNCER en ZNI” de la primera operación. Originalmente se había establecido en 2,8 MW a 2013. El Informe de Gestión 2016 del IPSE (página 17) reporta que en 2015 se alcanzó una capacidad instalada de FNCER en las ZNI de 1.06 MW.

Tabla 1 – Matriz de Resultados

Resultados / Indicador	Unidad de Medida	Operación	En Aprobación		Al inicio de ejecución		Al Terminar el Proyecto (PCR)		Comentarios
			Línea de Base (2015)	Meta P	Línea de Base (2015)	EOP (P) 2020	Línea de Base (2015)	A (2020)	
OE2: Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del Sistema Interconectado Nacional (SIN)									
Resultado 2.1: Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional									
2.1 Capacidad instalada en FNCER en el SIN	MW	CO-L1217	95.7	984.4 (2020)	95.7	400.0	95.7	314.81	Ley 1715 de 2014 considera los aprovechamientos hídricos menores a 10MW como FNCER
		CO-L1237		250.0 (2019)					
2.2 Capacidad Efectiva Neta de cogeneración a gran escala al SIN	MW	CO-L1217	86.6	285 (2020)	86.6	290	86.6	149.0	139,600 Bagazo 9,400 Carbón
		CO-L1237		210 (2019)					
2.3 Volumen energía eléctrica transada con Ecuador/ año.	GWh/año	CO-L1217	502.4	3.443.3 (2020)	502.4	3.443.3	502.4	1,552.4	Exportaciones: 250.79 GWh Importaciones: 1301.59 GWh http://portalbissrs.xm.com.co/ntrcmb/Paginas/Historicos/Historicos.aspx
		CO-L1237		3,489.0 (2019)					
Resultado 2.2: Fortalecimiento del mercado eléctrico									
2.4. Volumen anual de oferta de GN para Generación (a)	Millones de Pies Cúbicos Día (MPCD)	CO-L1217	314.8	342.9 (2020)	314.8	342.9	314.8	321.3	Nota (a)
		CO-L1237		338.1 (2019)					

Resultados / Indicador	Unidad de Medida	Operación	En Aprobación		Al inicio de ejecución		Al Terminar el Proyecto (PCR)		Comentarios
			Línea de Base (2015)	Meta P	Línea de Base (2015)	EOP (P) 2020	Línea de Base (2015)	A (2020)	
2.5. Consumo de electricidad en sector industrial ^(b) .	TJ/año	CO-L1217	34,168	53,993 (2020)	34,168	32,224	34,168	32,476.6	Metas a 2019 y 2020 consideran el ahorro de energía indicado por PROURE 2017-2022. Nota (b)
		CO-L1237		32,701 (2019)					
OD3: Promoción del acceso a la energía en ZNI									
Resultado 3: Capacidad instalada de FNCER en ZNI									
3.1 Capacidad instalada de FNCER en ZNI ^(c) .	MW	CO-L1217	1.06	9 (2020)	1.06	9	1.06	21.3	Nota (c)
		CO-L1237							

- (a) En 2017, con el segundo préstamo (CO-L1237) se modificó la línea de base usando el dato de oferta de GN solamente para el sector termoeléctrico, a 172.5 MPCD. Sin embargo, por tratarse de un PBP, el PCR evalúa los logros a partir de la línea de base original.
- (b) La línea de base y metas para el primer programa fueron modificadas. Los datos establecidos originalmente para la línea base y metas de 2017 y 2020 corresponden al sector eléctrico y no al industrial, lo cual sugeriría que hubo un error cuando se definió la matriz. El informe de XM menciona que el consumo de electricidad del sector industrial en 2016 y 2017 fue de 33.652 TJ y 33.061 TJ respectivamente. Cabe mencionar que, en la evaluación económica de la primera fase, la proyección de beneficio costo se realizó con el sector industrial y no el eléctrico.
- (c) La línea de base fue revisada durante la ejecución a 2,4 MW con base a datos reportados por IPSE. Sin embargo, por tratarse de un PBP, el PCR evalúa los logros a partir de la línea de base original. El valor final del indicador sobrepasa la meta y el porcentaje de logro con respecto a la base está por encima del 100% en ambos casos (Tabla 2).

- 2.21 En la segunda operación se incluyó la dimensión de género con el fin profundizar la inclusión del enfoque de género en los planes, proyectos y programas del sector minero-energético. Las reformas sectoriales que se realizan bajo el PBP no estaban diseñadas para responder directamente a este fin de carácter social, el cual afecta el mercado laboral del sector. Este aspecto se incluyó como un compromiso de producto por parte del MME como líder de la política sectorial.

b. Calificación de la Relevancia

- 2.22 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

- 2.23 El objetivo general fue contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país a través de un proceso de reformas de políticas que permitieran asegurar la oferta eficiente de energía eléctrica en el SIN y las ZNI, a fin de reducir la vulnerabilidad del sector frente a los efectos del cambio climático y aumentar el acceso eléctrico. El objetivo general y los objetivos específicos de desarrollo se mantuvieron idénticos en las dos operaciones de la serie programática. Los OE fueron:

- OE1: Asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa y la Carta de Políticas
- OE2: Apoyar la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del SIN
- OE3: Promover el acceso a la energía en las ZNI.

b. Resultados logrados

- 2.24 La evaluación del PCR se basa en la matriz del segundo préstamo, última aprobada por el Directorio del Banco. La Tabla 2 muestra los logros del programa medidos con los indicadores en la Matriz de Resultados al final de la serie vs. los valores meta finales de estos indicadores en relación con la línea de base original. El EEO#3 presenta los productos incluidos en las dos operaciones. Se resumen los más importantes logros del PBP bajo cada OE:

OE1. Asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa y la Carta de Políticas

- 2.25 **Estabilidad macroeconómica.** El Banco preparó el IAMC de acuerdo con las guías operativas (GN-2753-6). El IAMC estaba vigente al momento de la aprobación del PBP. Con base en el IAMC se determinó que Colombia reunió los requisitos exigidos por el Banco para validar la condición macroeconómica requerida para el programa.

OE2. Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del SIN

Resultado 2.1. Apoyar la diversificación de la matriz energética y lograr una mayor integración eléctrica regional

- 2.26 **Diversificación con FNCER.** Las acciones de política y de promoción de la infraestructura física apoyados por el PBP fortalecieron los instrumentos conducentes a la diversificación de la matriz energética a través de FNCER. La capacidad instalada de FNCER en el SIN creció de 95,7 MW en 2015 a 314,81 MW en 2020, logrando el 72% del avance hacia la meta de 400 MW desde la línea de base de 95,7 MW, con altas perspectivas de crecimiento en el futuro. Con la subasta de CxC en febrero 2019 se contrataron OEF para garantizar la confiabilidad del suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes. Esta subasta asignó energía firme por 164,33 GWh/día, equivalente a una capacidad efectiva neta adicional para el sistema de 1.398 MW, de los cuales 1.160 MW son eólicos y 238 MW son solares, siendo la primera vez que las FNCER participaron y resultaron adjudicadas en este tipo de subastas compitiendo directamente con las fuentes de energía tradicional (hidro, gas, carbón y combustibles líquidos).
- 2.27 Con la realización de la subasta, en octubre 2019 se asignaron contratos de energía FNECER a 7 empresas con 8 proyectos de generación (5 eólicos y 3 solares) por 10,186 MWh/día a un precio promedio ponderado de COP \$95,65 kWh (US\$0,027 kWh), aproximadamente 34% inferior al costo de los actuales contratos bilaterales de energía en el mercado, y garantizando compra de energía de largo plazo por parte de 22 empresas comercializadoras participantes. Los proyectos asignados, sumados a los proyectos en construcción, Colombia alcanzará una capacidad de generación con FNCER de 2,250 MW, superando ampliamente la meta fijada por el GCO de 1.500 MW en 2022.
- 2.28 Como parte de la estrategia de aumentar la capacidad nominal de generación con diversificación y uso de FNCER, el PBP apoyó la promoción de la cogeneración a gran escala al SIN con el uso de bagazo y carbón, logrando 30,7% del avance hacia la meta del indicador 2.2.
- 2.29 Integración regional. Colombia avanzó en sus compromisos para la consolidación del marco regulatorio para regir los intercambios de electricidad entre los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN); y en el desarrollo de propuestas concretas para avanzar en la interconexión con Panamá. Estas acciones prometen la realización de un ambicioso plan multinacional de aprovechamiento del beneficio potencial de intercambios regionales a mediano y largo plazo. A corto plazo Colombia mantuvo una alta actividad comercial de energía con Ecuador (¶1.9), logrando 35,7% del avance hacia la meta del indicador 2.3 del PBP, contribuyendo al logro del OE2 de aumento en confiabilidad⁹. La actividad con Venezuela ha sido reducida por el cierre de los intercambios a partir del 4 de mayo 2019.

Resultado 2.2. Fortalecimiento del mercado eléctrico colombiano

- 2.30 **Gas Natural.** Se aumento la oferta de GN para generación, logrando el 23.1% del avance hacia la meta del indicador 2.4. Se adoptó el Plan Transitorio de Abastecimiento que conllevó a la UPME a elaborar el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de GN como instrumento de planeación para proyectar la oferta y demanda de GN, considerando las inversiones aprobadas y en estudio; y a revisar la identificación de reservas con posibilidad de ser inyectadas al Sistema Nacional de Transporte. Las proyecciones

⁹ [XM Informe Anual 2019 \(Tema #16\)](#) y [XM 2020](#).

realizadas por UPME evidencian que se puede garantizar el abastecimiento pleno de la demanda de GN del país para el periodo 2019-2028, una vez se cuente con la infraestructura de importación de GN del Pacífico contemplada en el Plan, con fecha esperada de operación en 2023 (Regasificadora del Pacífico y Gasoducto Buenaventura-Yumbo). Esta mayor disponibilidad es esencial para atender la demanda de termoeléctricas en construcción, resultantes de la subasta de largo plazo del CxC; y por las demoras en la entrada de Hidroituango.

- 2.31 El Operador de Mercado de GN está cumpliendo su función de procesar y publicar la información transaccional y operativa del sector para optimizar el uso de infraestructura de suministro y transporte, gestionar el mecanismo de subasta en el Mercado Primario y los mecanismos de comercialización del Mercado Secundario de GN, facilitando decisiones de inversión y consumo.

Tabla 2 - Matriz de Resultados Logrados

Resultados/Indicador	Unidad de Medida	Línea Base (2015)	Metas y resultados Alcanzados		% de Logro	Medios de verificación
OE2: Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del Sistema Interconectado Nacional (SIN)						
Resultado 2.1: Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional						
2.1 Capacidad instalada en FNCER en el SIN	MW	95.7	P	400.0	72.0 ¹⁰	UPME – Sistema de Información Eléctrico Colombiano.
			P(a)			
			A	314.8		
2.2 Capacidad Efectiva Neta de Cogeneración a gran escala al SIN	MW	86.6	P	290.0	30.7	UPME – Sistema de Información Eléctrico Colombiano.
			P(a)			
			A	149.0		
2.3 Volumen anual energía eléctrica transada binacionalmente con Ecuador	GWh/año	502.4	P	3,443.3	35.7	XM – Portal BI – Indicadores sobre Intercambios Internacionales.
			P(a)			
			A	1,552.4		
Resultado 2.2: Fortalecimiento del mercado eléctrico						
2.4 Volumen anual de oferta de GN para generación ⁹	MPCD	314.8	P	342.9	23.1 ¹¹	Informe del Gestor del Mercado de Gas Natural.
			P(a)			
			A	321.3		
2.5 Consumo de electricidad en sector industrial	TJ/año	34,168	P	32,224.0	87.0	XM - Informes mensuales de análisis del mercado.
			P(a)			
			A	32,476.6		
OD3: Promoción del acceso a la energía en ZNI						
Resultado 3: Capacidad instalada de FNCER en ZNI						
3.1 Capacidad instalada de FNCER en ZNI ¹⁰	MW	1.06	P	9	254.8 ¹²	Informe IPSE
			P(a)			
			A	21.3		

- 2.32 **GEDE.** El programa contribuyó a que los proyectos de EE tuvieran las guías e incentivos para lograr las metas del PAI-PROURE 2017-22 por sector. El PBP se propuso metas a 2020 para el sector industrial, considerando que el ahorro de energía total acumulado indicado por el PROURE para ese período era de 131,859 TJ. Los ahorros logrados bajo el

¹⁰ Existen actualmente proyectos en construcción para la incorporación de 1500 MW de FNECR en 2022 / 2023.

¹¹ Si usamos la línea de base modificada en el segundo préstamo de 172,5 MPCD, el % de logro sería 87,3% mostrando una mejora sustancial.

¹² Si usamos la línea de base modificada en el segundo préstamo de 2,4 MW, el % de logro sería 286,2%.

PBP se midieron con base en el consumo eléctrico por usuarios pertenecientes al sector industrial, de conformidad al informe mensual de demanda generado por XM, y representan una contribución a la meta del indicador 2.5 de 87%.

- 2.33 **Funcionamiento del MEM.** Las reformas fortalecieron el MEM permitiendo una señal clara sobre las necesidades de expansión en generación y transmisión en el corto y mediano plazo y reducir los riesgos de desabastecimiento a partir del 2022. Se apoyaron estudios, normativas y medidas regulatorias tendientes a que el MEM funcione de manera más eficiente y confiable, fortaleciendo el incremento en la oferta energética. Se definió la nueva metodología para el cálculo del precio marginal de escasez, incentivando el cumplimiento de las OEF por parte de las plantas y evitando desacoples entre el costo de generación local y marcadores de precios internacionales de combustibles, con el fin de evitar situaciones en períodos de hidrología severa como en El Niño 2015-2016, cuando el precio de escasez fue mucho menor que el costo de generación con combustible costoso.
- 2.34 El PBP apoyó a la CREG en temas regulatorios y normativos adicionales para fortalecer al MEM e incentivar la generación con FNCER, incluyendo: (i) la metodología definitiva para determinar la energía firme para el CxC de plantas fotovoltaicas; (ii) la metodología para que pequeños productores puedan autoproducir y vender energía en el SIN; (iii) la regulación que define las zonas de difícil acceso, y los criterios para su delimitación, y las condiciones especiales de prestación del servicio en esas zonas; (iv) estudios para incorporar la medición avanzada en el país; y (v) regulación que establece los requisitos a comercializadores para que sus precios sean reconocidos en la tarifa eléctrica.
- 2.35 Se adoptó el Plan de Expansión de Generación y Transmisión del Sector Eléctrico 2017-2031, el cual sirve de guía clara del contexto del sector a los inversionistas privados.
- 2.36 Para este OE se obtuvo tasa de logro del 50% de las metas propuestas, calificándolo como **Insatisfactorio**.

OE3. Promoción del acceso a la energía en ZNI

Resultado 3. Capacidad instalada de FNCER en ZNI

- 2.37 La operación avanzó en la expansión de la cobertura eléctrica en ZNI con el uso de FNCER. Las reformas y medidas tomadas bajo el PBP fueron esenciales para permitir, facilitar y estimular la inversión en esta tecnología en las ZNI, permitiendo aprovechar las ventajas relativas de irradiación solar en Colombia y los avances de la tecnología que la han hecho más competitiva. En particular: (i) creación y puesta en operación del registro de proyectos de generación con base en FNCER para las ZNI; (ii) desarrollo de mecanismos para expansión de cobertura de usuarios interconectables; (iii) estructuración del primer proyecto de Asociación Público-Privada para atender las ZNI; y (iv) adopción de los lineamientos del Plan Nacional de Electrificación Rural 2018–2031 con el fin de ampliar la cobertura de energía eléctrica utilizando de manera preferente las FNCER fueron las medias que más contribuyeron a la efectividad de la intervención.
- 2.38 Se logró un avance del 254.8% hacia la meta propuesta bajo el indicador 3.1 para este OE y una tasa de logro de 1, calificándolo como **Excelente**.

c. Análisis Contrafactual

- 2.39 El programa no cuenta con una evaluación de impacto que permita cuantificar el cambio neto resultante del programa vs. un contrafactual, e identificar cuantitativamente, la contribución a los resultados que es atribuible al programa. En ausencia de una evaluación

con metodología cuantitativa, se analiza en forma cualitativa la solidez de la cadena causal entre los productos y los resultados e impacto; se reconocen otros factores que incidieron en el valor del PBP a la reforma; y se complementa con evidencia de la literatura sobre la efectividad de este tipo de intervenciones en indicadores u objetivos de desarrollo similares a los de este PBP. Este método nos permite realizar un juicio informado de la atribución de las reformas realizadas, a los cambios en los indicadores de impacto establecidos.

- 2.40 Lógica Vertical. El análisis de la cadena causal (§2.8 - 2.21) sugiere que las reformas realizadas bajo el PBP fueron determinantes en su objetivo de contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país a través de las reformas bajo cada OE, encaminadas a asegurar la oferta eficiente de energía eléctrica en el SIN y las ZNI. La contribución de los OE al Objetivo General de la serie se mide a través de los indicadores de impacto establecidos en la Matriz de Resultados (Cuadro 1): aumento de la capacidad nominal de generación eléctrica y reducción del costo marginal del sistema a largo plazo. La reducción de emisiones de GEI se mide en reducción de emisiones de CO₂ del sector, al contar con mayor participación de fuentes renovables y mejor gestión del consumo.
- 2.41 Otros factores. El principal evento que afectó la electricidad disponible fue resultado de las medidas de salud pública aplicadas para el manejo de la pandemia COVID19, las cuales restringieron la actividad económica y por tanto la demanda eléctrica en todos los sectores.

Cuadro 1: Indicadores de Impacto en el Objetivo General del PBP

Impacto / Indicador	Unidad de Medida	En Aprobación			Al Terminar el Proyecto (PCR)	
		Línea de Base	Meta (P)	Meta Ajustada P(a)	Línea de Base	A
Impacto: 1 Asegurar oferta de energía eléctrica eficiente						
1.1 Capacidad nominal de generación en el SIN	MW	16,856 (2017)	17,450 (2019)	17,450 (2019)	16,856 (2017)	17,450 (2019)
1.2 Costo marginal de la operación del sistema a largo plazo (CMLP)	US\$/MWh a Dic 2015	61.4 (2017)	47.35 (2019)	47.35 (2019)	61.4 (2017)	46.43 (2019)
Impacto: 2 Reducción de Emisiones de GEI						
2.1 Emisiones de GEI generadas por el Sector Eléctrico	Emisiones CO2 (tCO2e/ millones)	11,6 (2017)	11,0 (2019)	11,0 (2019)	11,6 (2017)	11,81 (2019)

- 2.42 Validación en literatura. La atribución de las acciones de la operación a los resultados obtenidos se valida con evidencia en la literatura del análisis y evaluaciones realizados a operaciones con objetivos similares en otros países, como soporte del aporte de este tipo de intervenciones a los indicadores de resultado. Aunque las condiciones particulares de cada país definen la naturaleza y desempeño de su sector eléctrico, existe evidencia de los beneficios atribuibles a cambios en la regulación, reestructuración, fortalecimiento institucional y privatización en los objetivos similares a los que se busca en este PBP.

- 2.43 El Banco Mundial reporta los resultados de un reciente estudio con base empírica¹³ sobre el efecto de reformas del sector eléctrico entre 1990-2015, en el mejoramiento del funcionamiento del sector en diferentes dimensiones, incluyendo la seguridad de la oferta eléctrica. El estudio (Capítulo 9) consideró una muestra de 88 países en desarrollo, acompañada de un análisis cualitativo más profundo de 15 países (incluyendo Colombia). De los resultados empíricos de particular relevancia se resume: Las reformas que afectan la seguridad del suministro, medida como capacidad instalada por millón de habitantes, muestran resultados positivos de la participación del sector privado, con un efecto estadísticamente significativo en los países de bajos ingresos. En relación con la electrificación, el estudio encuentra que la participación del sector privado es significativa al evaluar el efecto de la reforma en la expansión de electrificación, en especial en los países de ingresos bajos, donde cada aumento porcentual de la participación del sector privado está asociado con un aumento de 0.3% en el acceso a la electricidad.
- 2.44 La diversificación de fuentes muestra una relación significativa con reformas como reestructuración, regulación y competencia. Esta última muestra el mayor efecto. Un aumento de 1% en competencia conduce a mejora de 2% en diversificación. El estudio encuentra un impacto positivo constante de la presencia de regulación y la participación del sector privado en energías renovables en todos los niveles de ingresos. En el caso de los países de ingresos medios, la competencia y la participación del sector privado también tienen un efecto positivo significativo. EL PBP introdujo importantes reformas regulatorias que mejoran el funcionamiento del MEM para permitir mayor participación de inversionistas privados en la oferta eléctrica y en la electrificación. Las condiciones de las ZNI en Colombia pueden considerarse similares a las de países de bajos ingresos analizados.
- 2.45 El estudio cualitativo realizado a la muestra de 15 países identifica canales de causalidad entre las reformas y la seguridad del suministro. Los países que llegaron a introducir o fortalecer mercados de energía mayoristas pudieron financiar expansiones de capacidad de generación a través de inversión privada, manteniendo la adecuación y diversificación de la capacidad y proporcionando un suministro bastante fiable. Se anota que un buen MEM requiere un mecanismo de fijación de precios a corto plazo que transmita las condiciones del mercado (ej. Sequía). El estudio determina los beneficios potenciales de la gestión de demanda para contribuir a la confiabilidad de la oferta; y de la flexibilidad operativa necesaria para integrar altos niveles de energía renovable variable. Estos son elementos de la reforma apoyada por el PBP, a los cuales se les atribuyen beneficios similares.
- 2.46 La revisión global realizada por Rudnick y Velásquez a los MEM, incluyendo el caso particular de Colombia concluye que los MEM que funcionan correctamente (promueven eficiencia a corto plazo, permiten participación de la demanda; proporcionan acceso abierto; y garantizan la adecuación de la oferta) prometen mayores ganancias de eficiencia en los sistemas de energía que ya han completado un proceso de reestructuración integral, para los cuales los MEM representan el punto final de la reforma del mercado eléctrico^{14,15}. El principal beneficio de la competencia mayorista son las mejoras de eficiencia en costos en una industria reestructurada, exigiendo a los productores que compitan por el despacho, permitiendo economías a todo el sistema, como el *pooling* de márgenes de reserva. Con

¹³ Foster, V., A. Rana (2020). "[Rethinking Power Sector Reform in the Developing World](#)". Sustainable Infrastructure Series. Washington, DC: World Bank.

¹⁴ Rudnick, H., and C. Velasquez (2018). "[Taking Stock of Wholesale Power Markets in Developing Countries: A Literature Review](#)." Policy Research Working Paper 8519, World Bank, Washington, D.C.

¹⁵ Rudnick, H., and C. Velasquez (2019) "[Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Colombia](#)." Policy Research Working Paper 8771, World Bank, Washington, D.C.

un diseño regulatorio y arancelario adecuado, los MEM pueden contribuir a transmitir las ganancias de eficiencia a los clientes finales. Las reformas introducidas al MEM colombiano reúnen las características destacadas en este estudio.

- 2.47 Sobre la integración regional, varios estudios confirman ^{16,17,18,19,20} los enormes beneficios potenciales en términos económicos y de seguridad de abastecimiento de los intercambios transfronterizos como los que promueve el PBP. Los mercados regionales crean competencia y facilitan la optimización de recursos entre países al compartir recursos de generación y reservas y al poder aprovechar complementariedad estacional y horaria de la demanda en sus áreas. Los intercambios de energía regional pueden reducir emisiones de carbono, desplazando generación térmica nacional con generación renovable importada.

d. Resultados imprevistos

- 2.48 Las medidas de mitigación tomadas por el GCO para el manejo de la pandemia del COVID19 desde marzo 2020, obligó a una reducción en la actividad económica que de acuerdo con [UPME](#), causó una desaceleración del crecimiento promedio mensual de la demanda eléctrica de 6.2% en 2020 (11.1 puntos porcentuales menos que el período pre-COVID19).

e. Calificación de Efectividad

- 2.49 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pp 10-11), la clasificación del criterio de efectividad para este programa sería **Parcialmente Insatisfactorio (PI)**. El 75% de los objetivos específicos del proyecto se alcanzaron en gran medida o en su totalidad y al menos un objetivo específico se clasifica como Insatisfactorio. Los resultados logrados se pueden atribuir al proyecto.

C. Sostenibilidad

a. Aspectos generales de sostenibilidad

- 2.50 La serie PBP apoyó la creación de las condiciones esenciales encaminadas a la sostenibilidad del sector energético del país a través de las reformas bajo cada OE encaminadas asegurar la oferta eficiente de energía eléctrica en el SIN y las ZNI, a fin de reducir la vulnerabilidad del sector frente a los efectos del cambio climático y aumentar el acceso eléctrico. Colombia ahora cuenta con un sistema de mayor confiabilidad y eficiencia, y más inclusivo en su cobertura. Se evaluaron los riesgos que podrían influir en que los resultados logrados no se mantengan; y las medidas que se han establecido para minimizar

¹⁶ Echevarría, C., N. Jesurun-Clements; C. Trujillo, J. Mercado (2017). [Integración Eléctrica Centroamericana: Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC](#): Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D.C.

¹⁷ Timilsina, G.R.M. Toman, J. Karacsonyi, and L. De Tena Diego (2015). "How Much Could South Asia Benefit from Regional Electricity Cooperation and Trade?" Policy Research Working Paper 7341, World Bank, Washington D.C.

¹⁸ Chattopadhyay, D., and P. N. Fernando (201). "Cross-Border Power Trading in South Asia: It's Time to Raise the Game." *Electricity Journal* 24 (9): 41–50

¹⁹ Raineri, R., I. Dyner, J. Goñi, N. Castro, Y. Olaya, and C. Franco (2013). "Latin America Energy Integration: An Outstanding Dilemma." Chapter 14 in *Evolution of Global Electricity Markets*.

²⁰ Wijayatunga, P., D. Chattopadhyay, and P. Fernando. 2015. "Cross-Border Power Trading in South Asia: A Techno Economic Rationale." ADB South Asia Working Paper No.38, Asian Development Bank, Manila.

estos riesgos. Solo se prevén riesgos calificados como bajos, de sostenibilidad de los resultados. La Tabla 3 resume el análisis de estos riesgos.

- 2.51 Otros factores. La intención del Banco de continuar el acompañamiento al sector contribuye a las perspectivas de sostenibilidad de los logros del PBP. La EBP 2019-22, bajo su Objetivo Estratégico de Incrementar el acceso equitativo a servicios básicos de calidad, propone como resultado ampliar el abastecimiento de energía a ZNI y la capacidad de generación con FNCER y GN, lo cual permitiría asegurar la confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad del sector en el largo plazo, diversificar la matriz de generación eléctrica, propiciar cambios en la disponibilidad de GN para generación, una mejor gestión de la demanda a través de medidas de EE y un buen funcionamiento del MEM.

Tabla 3 – Análisis de Sostenibilidad

Riesgo	Factor de Probabilidad	Probable Impacto	Medidas que contribuyen a la sostenibilidad
Objetivo de Desarrollo 2: Apoyar la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del Sistema Interconectado Nacional			
Resultado 2. Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional.			
FNCER: El gobierno no prioriza y/o revierte las reformas realizadas.	Bajo	Alto	El Banco continuará manteniendo reuniones de diálogo y seguimiento como mínimo cada 6 meses para determinar la evolución y resultados, e identificar apoyo adicional que se requiera para sostener y/o avanzar en los logros ²¹ . Con las adjudicaciones en las subastas ya existen contratos y garantías que no pueden revertirse sin costos demasiado altos.
Sector privado pierde interés en invertir en FNCER	Bajo	Medio	Las entradas de nuevas tecnologías son cada vez más costo-efectivas. Ley 1715 de 2014 enfatiza incentivos para fomentar la inversión del sector privado en energía renovable.
Integración: Las condiciones de mercado de los dos países y/o ocurrencia de un fenómeno natural pueden afectar la generación de los países	Bajo	Medio	El comportamiento climático de las cuencas hidrográficas es complementario entre los dos países, ofreciendo la oportunidad de cooperación bidireccional.
No se completa la armonización regulatoria o la Infraestructura planteada.	Medio	Medio	Bajo la Cooperación Técnica (CT) RG-T2729 ²² se desarrollaron los estudios que permitirán culminar la armonización regulatoria entre países de la región andina y los estudios de planeación y diseño de la infraestructura regional faltante. La RG-T3739 apoya la Hoja de Ruta del SINEA. Para

²¹ La EBP 2019-22 propone apoyar el abastecimiento de energía a ZNI; y la capacidad de generación con FNCER y GN, lo cual permitiría asegurar la confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad del sector en el largo plazo. Se encuentra en preparación un préstamo con Bancoldex (CO-L1258) por US\$90 millones que financiará proyectos que apoyan la transición energética (proyectos de FNCER, generación distribuida, acceso con renovables, almacenamiento y movilidad eléctrica) para ser aprobado en diciembre 2021.

²² Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina RG-T2729 (OC-15607-RG, aprobada en 2016) cuyo objetivo fue apoyar el proceso de integración energética regional de los países andinos. La RG-T3739 (OC-18449-RG), Apoyo al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA aprobada en diciembre 2020 por US\$300,000. Tiene como objetivo continuar el apoyo de la implementación de la nueva Hoja de Ruta 2020-2030 para al proceso de integración energética regional de los países andinos (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú).

Riesgo	Factor de Probabilidad	Probable Impacto	Medidas que contribuyen a la sostenibilidad
			garantizar la continuidad y coordinación de acciones de la Hoja de Ruta, en 2019 los países aprobaron la propuesta de que el BID funcione como Secretaría Técnica de esta iniciativa de interconexión. El Banco está procesando una CT adicional por US\$ 700,000 para continuar apoyando la iniciativa.
Resultado 2.2: Fortalecimiento del mercado eléctrico			
Gas Natural: Infraestructura de transporte de GN no se materializa.	Bajo	Medio	La infraestructura de importación de GN desde el Pacífico (Regasificadora del Pacífico y Gasoducto Buenaventura-Yumbo) está en construcción y se espera su inicio operativo en 2023.
GEDE: Los usuarios no responden con ajustes en su demanda a los incentivos y regulación de GEDE	Bajo	Medio	Normativa y políticas aprobadas y emitidas incluyen: acceso de EE a incentivos tributarios; descuentos de renta; mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada; Política Nacional de Edificaciones Sostenibles; mecanismos para implementar la medición avanzada; regulación del servicio eficiente de alumbrado público. Para pruebas de disponibilidad de la demanda desconectable voluntaria; estudio técnico para aplicación de límites mínimos en el rendimiento de combustible en vehículos ligeros; guía técnica para la selección de caldera, y para la implementación de ensayos de EE.
MEM: Los precios en el MEM no responden al suministro en escasez hídrica.	Bajo	Medio	Resolución CREG 140 (2017) con la metodología para calcular el precio de escasez. Las subastas están diseñadas para la promoción de competencia y garantía de un precio de escasez competitivo.
Objetivo de Desarrollo 3: Promoción del acceso a la energía en las ZNI			
Resultado 2. Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional.			
No se genera suficiente interés en la expansión de la cobertura en ZNI.	Bajo	Alto	Resolución CREG No. 015 de 2018 que otorga incentivos a los operadores de red para que expanda la cobertura eléctrica a usuarios no conectados. Legislación aprobada y en vigencia que fomenta la inversión del sector privado en FNCER.

b. Calificación de Sostenibilidad

- 2.52 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (p.17), la clasificación del criterio de sostenibilidad para este programa es **Excelente (E)**. No se identifican riesgos no mitigados para la continuación del resultado (técnico, político, financiero, económico, ambiental, social).

III. CRITERIOS NO CENTRALES

A. Desempeño del Banco

- 3.1 Desde el diseño hasta la ejecución del segundo préstamo de la serie, el Banco sostuvo un diálogo y acompañamiento continuo con el GCO a nivel sectorial y macroeconómico, haciendo seguimiento y brindando apoyo para cumplir con los objetivos y metas propuestas. En el diseño se tuvo en cuenta la amplia experiencia y lecciones del Banco en numerosas operaciones de este tipo en el sector, como guía para asegurar que las medidas propuestas eran adecuadas y validadas como efectivas en casos similares.

- 3.2 El Banco brindó importante acompañamiento directo en el proceso de diseño e implementación de la reforma a través de mecanismos de asistencia técnica²³ para los estudios y propuestas legales y regulatorias que le permiten al sector contar ahora con una serie de instrumentos de gestión y de conocimiento en apoyo al desarrollo de una matriz eléctrica sostenible y diversa; para avanzar en los acuerdos necesarios para los procesos de integración regional; y para evaluar los resultados del fenómeno de “El Niño”.
- 3.3 El BID ejecutó la CT “Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina” (OC-15607-RG, aprobada en 2016) cuyo objetivo fue apoyar el proceso de integración energética regional de los países andinos, con estudios para culminar la armonización regulatoria y para la planeación y diseño de infraestructura binacional faltante. El BID aprobó en diciembre 2020 una nueva CT Apoyo al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) para el apoyo a la Hoja de Ruta 2020-2030 del SINEA (RG-T3739/OC-18449-RG).
- 3.4 El Banco ha venido apoyado estudios y actividades requeridas para la viabilidad del Proyecto de Interconexión Eléctrica entre Colombia y Panamá desde 2006. En septiembre 2018 los presidentes de Colombia y Panamá manifestaron su voluntad en impulsar los acuerdos que permitan generar compromisos vinculantes para viabilizar y ejecutar el proyecto y valoraron el compromiso del BID con esta iniciativa.
- 3.5 Durante la ejecución, el Banco mantuvo un seguimiento cercano al cumplimiento de los compromisos programáticos ofreció la flexibilidad requerida para efectuar cambios en algunas de las medidas y compromisos contemplados originalmente, en particular para el segundo préstamo de la serie, cuidando mantener los objetivos del programa.
- 3.6 El desempeño del Banco se califica como **Excelente** en las dimensiones de Calidad al Inicio y Calidad en la Supervisión.

B. Desempeño del Prestatario

- 3.7 El Prestatario demostró su compromiso político en la toma de decisiones para implementar acciones concretas en el proceso de reforma del sector eléctrico. Las agencias involucradas en el PBP (DNP, MHCP, MME, IPSE, UPME, CREG, XM) participaron activamente en la definición de la reforma, el diseño del programa y la preparación de los productos requeridos para verificar el cumplimiento de los compromisos de cada uno de los mecanismos activadores establecidos en la serie. Esta participación influyó en el alto nivel de relevancia del programa y en la diligencia por parte de las autoridades en el cumplimiento de los acuerdos y presentación de los productos requeridos en la Matriz de Políticas para poder realizar los desembolsos.
- 3.8 El desarrollo y ejecución del PBP se llevó a cabo entre dos períodos políticos diferentes. Debido a alta relevancia de las reformas consideradas, este traslape no alteró el

²³ Apoyo al Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente (OC-16739-CO); Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de una red inteligente en Colombia (KK-14254-CO); Apoyo a Energización Sostenible del Plan Integral de Intervención para el Pacífico (OC-15194-CO); Ejecución de la Hoja de Ruta para la viabilidad del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (OC-14807-RG); *Scaling Up Sustainable Energy for All* (SE4ALL); Apoyo al programa de EE en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina (TC-14531-CO); Política pública para remover obstáculos a soluciones de energía renovable en ZNI (TC-15540-CO); Inversiones Catalizadoras para Energía Geotérmica (FM-12825-CO).

contenido de la reforma, el diseño del PBP, ni la prioridad otorgada para su financiamiento, señalando la voluntad política de continuar el proceso de reforma del sector. Una vez aprobado, el desembolso del segundo préstamo sufrió demoras por restricciones fiscales ajenas al PBP, sufridas al momento posterior a la aprobación.

- 3.9 No se experimentó ninguna deficiencia en el desempeño del Prestatario. El Prestatario aseguró la calidad de la preparación e implementación del proyecto. Su desempeño se califica como **Excelente**.

IV. Hallazgos y Recomendaciones

Hallazgos	Recomendaciones
Dimensión 1: Técnica sectorial	
1. Las reformas incluidas en un PBP por lo general requieren de un tiempo largo de madurez, en particular si las medidas deben ir acompañadas de inversión en infraestructura para producir resultados.	Estimar en el diseño del PBP el tiempo mínimo requerido de maduración de las reformas propuestas para medir su nivel de éxito y establecerlo al aprobar el PBP para programar la evaluación de terminación de acuerdo con ese período.
2. El acompañamiento del Banco por medio del diálogo continuo y de recursos de CT facilitaron el diseño y guiaron la toma de decisiones de política por parte del GCO.	Juntamente con las autoridades sectoriales, identificar las áreas de política y de futura acción para cuyo desarrollo y análisis el Banco puede brindar recursos de apoyo técnico.
3. La primera operación estableció el marco normativo y la segunda operación complementó este marco con la reglamentación que formaliza la institucionalidad y operatividad de las reformas.	Al definir los compromisos programáticos que apoyarán los OE, guardar una secuencia lógica de continuidad entre préstamos en la serie que fortalezca la realizado en la etapa anterior.
4. Aunque la situación de vulnerabilidad del sector era reconocida por las autoridades y por el Banco, la decisión de tomar acción con un PBP fue acelerada por la crisis de sequía. De haber tomado algunas o todas las medidas bajo el programa con alguna anticipación, es posible que la severidad de la crisis en 2015-16 se hubiera reducido.	Evaluar los riesgos climáticos que pueden afectar la confiabilidad de la oferta eléctrica y considerar actuar con medidas para reducirlos lo antes posibles
Dimensión 2: Organizativa y Gerencial	
5. El DNP llevó un efectivo liderazgo en la preparación y ejecución del programa, acompañado de un equipo de representantes de las entidades sectoriales involucradas.	Fomentar la formación del equipo de trabajo del Ejecutor para el diseño y ejecución del PBP, con participación de las entidades sectoriales sujetas a las reformas, quienes conocen más cercanamente la realidad técnica y la viabilidad de realizarlas.
Dimensión 3: Procesos públicos y actores	
6. Debido a la relevancia de las medidas incluidas, el cambio de autoridades entre las dos operaciones no alteró el contenido de la reforma, el diseño del PBP, ni la prioridad otorgada para su financiamiento.	Asegurar un diseño sólido del proceso de reformas para asegurar el compromiso político, aún a través de administraciones diferentes.