**Documento del Banco Interamericano de Desarrollo**

**República Dominicana**

**Programa para la Sostenibilidad y Eficiencia del Sector Eléctrico II**

**Segundo Préstamo**

**DR-L1058**

**Plan de Seguimiento y Evaluación (PSE)**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Jorge Mercado (ENE/CDR), Jefe de Equipo; Carlos Jácome (ENE/CHO) Co-Jefe de Equipo; Hector Baldivieso (ENE/CNi); Odile I. Johnson; Stephanie Suber (INE/ENE); Denise Salabie (VPC/FMP); y Cristina Landázuri (LEG/SGO).

Tabla de Contenido

[I. Introducción 3](#_Toc511826633)

[II. Plan de Seguimiento 6](#_Toc511826634)

[**a)** **Indicadores** 6](#_Toc511826635)

[**b)** **Recolección de la información** 10](#_Toc511826636)

[III. Plan de Evaluación 10](#_Toc511826637)

[**a)** **Principales preguntas de evaluación** 11](#_Toc511826638)

[**b)** **Metodología de la Evaluación** 11](#_Toc511826639)

[**c)** **Conocimiento existente** 11](#_Toc511826640)

[**d)** **Resultados de la evaluación ex ante** 11](#_Toc511826641)

[**e)** **Evaluación de indicadores de resultados e impacto** 17](#_Toc511826642)

[**f)** **Aspectos técnicos de la metodología seleccionada** 17](#_Toc511826643)

[**g)** **Información de los resultados** 17](#_Toc511826644)

[IV. Presupuesto del PSE 17](#_Toc511826645)

**Anexos:**

|  |
| --- |
| 1. [Matriz de Política](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-25) 2. [Matriz de Medios de Verificación](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-12) |
| 1. [Matriz de Resultados](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-20)  1. [Evaluación Económica](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-34) 2. [Matriz de Resultados de la primera operación de la seria programática (DR-L1050)](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36356163) |

1. **Introducción**
   1. Este documento presenta la descripción del Plan de Seguimiento y Evaluación (PSE) del programa. El Plan de Seguimiento incluye la definición de los indicadores de seguimiento asociados a la matriz de resultados, los mecanismos de verificación y el responsable de dicho seguimiento.
   2. El programa está estructurado como un Programático de Apoyo a Reformas de Política (PBP) con una serie de tres préstamos, diseñado para apoyar al Gobierno de la República Dominicana (GRD) en la implementación del Programa para la Sostenibilidad y Eficiencia del Sector Eléctrico, mediante reformas de política necesarias para impulsar la sostenibilidad financiera y la eficiencia operativa del sector eléctrico. Este documento representa el PSE del segundo préstamo de la serie.
   3. **Objetivo del programa.** El objetivo general de la serie programática y de la segunda operación es apoyar al GRD en la adopción e implementación de las reformas y políticas sectoriales necesarias para impulsar la sostenibilidad financiera y la eficiencia operativa del sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y de supervisión del sector eléctrico; (ii) fortalecer el planeamiento y regulación sectorial; y (iii) apoyar la mejora gerencial y operativa de las empresas eléctricas.
   4. **Resultados esperados.** Para evaluar el logro de los objetivos del programa se toman como referencia los indicadores y metas que se presentan en la [Matriz de Resultados](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-20), mediante sus tres operaciones individuales reflejadas en la [Matriz de Políticas](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-25).
   5. Para alcanzar los objetivos, el programa se ha estructurado en los siguientes componentes:
   6. **Estabilidad del marco general de políticas macroeconómicas.** Se acordó apoyar el mantenimiento de un marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del Programa y consistente con los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial.
   7. **Componente 1**. **Fortalecimiento de la capacidad institucional y de supervisión del sector eléctrico.** Para el segundo préstamo programático, se acordó: (i) que la Superintendencia de Electricidad (SIE), con base al Sistema Informático de Monitoreo y Rendición de Cuentas, produzca informes semestrales sobre el avance en el cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas y costos operativos de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDE), establecidos en sus Planes de Mejora de Gestión y Planes de Reducción de Pérdidas 2017-2022. Dicho informe deberá incluir lo siguiente: Nivel de pérdidas, Porcentaje de cobranzas, Porcentaje de abastecimiento y Relación de gastos operativos sobre ingresos; (ii) que el Organismo Coordinador (OC) se encuentre emitiendo y presentando a la SIE, reportes históricos sobre el incumplimiento con los valores mínimos técnicos de las plantas de generación del sistema, que fueron fijados por la SIE mediante resolución, con el fin de optimizar los costos de generación; (iii) que la SIE haya preparado y remitido al Poder Ejecutivo, una propuesta de decreto aprobando la modificación del reglamento que establece el procedimiento de selección y remuneración de los servicios auxiliares de regulación de frecuencia en el mercado de generación mayorista; (iv) que la SIE haya emitido y aprobado una resolución que establece el procedimiento de Contabilidad Regulatoria a ser seguido por las empresas de generación, transmisión y distribución del sector, cuya metodología homogenizará tanto las cuentas como costos asociados a la prestación del servicio eléctrico, para una mayor transparencia y eficiencia; (v) que el GCPS se encuentre realizando la focalización y asignación del subsidio eléctrico a aquellas personas categorizadas como elegibles por el Sistema Único de Beneficiarios (SIUBEN), en función a su condición socioeconómica; (vi) que el comité conformado por la SIE, GCPS, Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo, haya definido los criterios base para llevar a cabo la revisión de la política de subsidios (cruzados y directos a través de Bonoluz) para los usuarios del servicio eléctrico; (vii) que el MH, con el objetivo de permitir el pago del subsidio focalizado de electricidad, se encuentre implementando las siguientes medidas a nivel presupuestario: reconocimiento de Bonoluz como entidad receptora en la clasificación de gastos de la Ley General de Presupuesto de cada año, y asignación a Bonoluz de los recursos financieros necesarios para el funcionamiento del subsidio; (viii) que el Congreso Nacional haya aprobado la Ley que crea al Ministerio de Energía y Minas (MEM), como órgano encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica nacional; y que el MEM se encuentre en funcionamiento con presupuesto asignado y aprobado; (ix) que el MEM haya fortalecido su capacidad para ejercer la función de desarrollo de la electrificación rural y suburbana, mediante el establecimiento de una Unidad de Electrificación Rural dentro de su estructura organizacional y la elaboración de un plan operativo bianual.
   8. Para el tercer préstamo, se acordó: medidas que garanticen la continuidad de las compromisos alcanzados durante el primer y segundo préstamo, en cuanto al uso de los sistema para monitorear el cumplimiento con las metas establecidas por las EDES, la emisión por el OC y supervisión por la SIE de reportes históricos sobre el incumplimiento con los valores mínimos técnicos de las plantas de generación, el monitoreando de la selección del servicio auxiliar de regulación de frecuencia en el mercado de generación mayorista, entre otros. Adicionalmente, se destacan los siguientes compromisos convenidos: (i) que la SIE realice auditorías técnicas periódicas conforme a la Ley General de Electricidad No. 125-01; (ii) que la SIE haya emitido una normativa que establezca las condiciones necesarias para que las EDE puedan subcontratar la actividad de comercialización, para mejorar la gestión y; (iii) que el Poder Ejecutivo haya definido y aprobado la nueva política de subsidios para el sector eléctrico, tanto en términos de subsidios cruzados como de subsidios directos (a través del programa Bonoluz).
   9. **Componente 2**. **Fortalecimiento del Planeamiento Sectorial y la Consolidación del Marco Regulatorio.** Para el segundo préstamo programático, se acordó: (i) que la CDEEE haya realizado la contratación de la expansión de generación y, que la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) haya contratado los nuevos proyectos de transmisión, de forma consistente con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y la Transmisión 2011-2025, aprobado por la CNE; (ii) que en el marco de la actualización del Plan Indicativo de Expansión de Generación y Transmisión 2018-2030, el MEM haya preparado los siguientes estudios como insumos base: Estudio de penetración máxima de las energías renovables no convencionales en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), Estudio para la determinación del Valor Agregado de Transmisión (VAT) y, Estudio para la elaboración del plan maestro para la expansión del sistema de distribución; (iii) que la CDEEE se encuentre realizando las licitaciones y contrataciones de la generación de electricidad, mediante procesos competitivos, conforme al artículo 110 de Ley General de Electricidad No. 125-01; (iv) que el MEM haya fortalecido su capacidad institucional para el desarrollo de programas de Eficiencia Energética (EE), mediante: la creación de un Viceministerio encargado de proponer y administrar la política de ahorro y eficiencia energética, y la elaboración de plan operativo bianual que considere las iniciativas y proyectos de EE a ser ejecutados durante el periodo; (v) que el MEM elaborado y puesto a consulta pública, una nueva propuesta de proyecto de ley conteniendo el marco legal para el desarrollo del Programa Nacional de Eficiencia Energética, que incluya los siguientes puntos: Mecanismos de financiamiento, Promoción y fomento, Incentivos fiscales, Programas de etiquetado y Uso de productos eficientes; (vi) que la SIE haya aprobado y emitido la resolución con la tarifa de referencia a ser aplicada a partir del 1ro de enero de 2023, en función de los siguientes parámetros: hasta un 15% de pérdidas, un 97% de cobranzas, un 10% de relación gastos operativos/ingresos, y la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central y; (vii) que la SIE transparente, mediante la publicación en su página Web, la metodología de cálculo y la estimación del subsidio implícito otorgado a los usuarios del servicio eléctrico, el cual estará dado por la diferencia entre la tarifa de referencia y la tarifa aplicada.
   10. Para el tercer préstamo se acordaron los siguientes compromisos: que el MEM se encuentre implementando un Programa Nacional de Eficiencia Energética para el Sector Público, que el Poder Ejecutivo haya remitido al Congreso Nacional el proyecto de ley conteniendo el marco legal para el desarrollo del Programa Nacional de Eficiencia Energética y que la SIE: (i) haya aprobado el plan indicativo de expansión de generación y transmisión 2018-2030, (ii) continúe realizando la contratación de la generación mediante procesos competitivos, (iii) haya aprobado el marco regulatorio para el desarrollo de la generación distribuida y, (iv) haya aprobado y esté aplicando el régimen de tarifas de transición.
   11. **Componente 3. Mejora Gerencial y Operativa de las Empresas Eléctricas.** Para el segundo préstamo programático se acordó: (i) que los Consejos Directivos de cada EDE hayan aprobado los Planes de Mejora de Gestión y Plan de Reducción de Pérdidas 2017-2022, los cuales consideren metas anuales hasta lograr en 2022, las siguientes metas: 15% de perdidas eléctricas totales, un 97% de cobranzas, 10% como relación Gastos operativos/ingresos y la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central; (ii) que el MEM haya emitido una normativa estableciendo los criterios para la determinación de las instituciones gubernamentales que se consideraran no cortables, en virtud de la Ley General de Electricidad No. 125-01; (iii) que las EDE estén utilizando el módulo administrativo en el sistema integrado de administración de recursos y; (iv) que las EDE estén utilizando el módulo financiero y módulo comercial del sistema integrado de administración de recursos.
   12. Para el tercer préstamo se acordó: confirmar que las EDE estén logrando los resultados previstos en sus Planes de Mejora de Gestión y Plan de Reducción de Pérdidas, incluyendo el compromiso de que el Poder Ejecutivo haya aprobado un régimen de consecuencias a aplicar en caso de incumplimiento por parte de las EDE, con los indicadores operativos y de inversión. Asimismo, se acordó que el compromiso del MH haya emitido una normativa que establezca el procedimiento para el pago total de la factura del servicio eléctrico de las instituciones gubernamentales no cortables a las EDES y que el mismo se esté aplicando. Finalmente, se convino que las EDE y la CDEEE estén generando anualmente estados financieros auditados, con base a los informes generados por el sistema integrado de administración de recursos.
   13. **Ejecución.** El prestatario será la República Dominica. La ejecución del programa y la utilización de los recursos del financiamiento serán llevadas a cabo por el prestatario a través del MH en calidad de Organismo Ejecutor. El MH mediante el desarrollo de reuniones periódicas de análisis y seguimiento, trabajará conjuntamente con MEM, CNE, CDEE, SIE, y GDPS, las entidades competentes involucradas, para el cumplimiento de los compromisos programáticos y la consolidación de la reforma sectorial. El MH es responsable de: (i) impulsar el logro de los objetivos de política; (ii) proveer evidencia del cumplimiento de las condiciones de política acordadas; y (iii) recopilar y proveer la información que permita al Gobierno y al Banco medir y evaluar los resultados del programa.
   14. La transferencia de recursos de esta operación constituye un apoyo presupuestario directo. Los recursos serán transferidos al MH siguiendo los procedimientos de administración financiera establecidos en la legislación nacional. Se prevé efectuar un desembolso único, luego de suscrito el contrato de préstamo y cuando se haya verificado el cumplimiento de las condiciones especiales y generales previas al desembolso. El único desembolso del préstamo estará condicionado al cumplimiento de las medidas de reforma de política de conformidad con lo establecido en la Matriz de Política (Anexo II) y en la Carta de Política. Se confirmará este cumplimiento mediante los instrumentos identificados en la [Matriz de Medios Verificación](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-12). El Banco podrá solicitar auditoría externa del programa en caso de considerarlo pertinente.
2. **Plan de Seguimiento**
   1. El propósito de esta sección es describir el proceso de seguimiento del programa, presentando principalmente, los indicadores asociados a los productos que se espera obtener.
3. **Indicadores**
   1. Por tratarse de un PBP, los productos de esta segunda operación corresponden a los compromisos establecidos en la [Matriz de Políticas](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-25). La evidencia de cumplimiento de estos compromisos se presenta en la [Matriz de Medios de Verificación](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-12). El seguimiento del cumplimiento de los productos del programa se realizó de manera ex – ante y no requerirá nuevos instrumentos de coordinación, establecimiento de un plan de trabajo o presupuesto para esos compromisos. El Cuadro 1 muestra los compromisos asociados a cada objetivo del programa y el medio de verificación utilizado.

|  |  | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Objetivo** | **Producto** | **Unidad** | **Base**  **(2016)** | **2018[[1]](#footnote-1)** | **2022** | **Medio de Verificación** |
|  | 1. **MARCO GENERAL DE POLÍTICAS MACROECONÓMICAS** | | | | | | |
| **Estabilidad del Marco General de Políticas Macroeconómicas** | Evaluación Independiente de Condiciones Macroeconómicas (IAMC) vigente al momento de solicitar el desembolso. | (SI/NO) | NO | SI | SI | Evaluación de las condiciones desarrollada. |
| **1. FORTALECIMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTITUCIONAL Y DE SUPERVISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO** | | | | | | | |
| **1.1 Mejorar la capacidad de supervisión de las cuentas del sector eléctrico para aumentar transparencia** | Sistema de Monitoreo y Rendición de Cuentas, del avance en el cumplimiento de los compromisos y metas de reducción de pérdidas y costos operativos de las EDEs, que contenga al menos:   * Nivel de pérdidas. * Porcentaje de cobranzas. * Porcentaje de abastecimiento. * Relación de gastos operativos sobre ingresos. | # de sistema | 0 | 1 | 1 | Informe de la SIE. |
| **1.2 Mejorar supervisión del mercado mayorista de electricidad para incrementar eficiencia en la generación eléctrica.** | Reporte de supervisión de los valores mínimos fijados para las plantas de generación publicado. | # de reportes | 0 | 1 | 1 | Informe de la SIE. |
| Resolución que establece el procedimiento de Contabilidad Regulatoria aprobada. | Resolución | 0 | 1 | 1 | Resolución de la SIE. |
| **1.3 Extender la cobertura del subsidio y mejorar su focalización al consumo de electricidad de manera sostenible** | Informe del Gabinete de Coordinación de Políticas Sociales (GCPS) con el número de beneficiarios BonoLuz, y confirmando que los mismos han sido categorizados por el SIUBEN como población elegible (dado a su condición socioeconómica) y que son miembros del Programa Progresando con Solidaridad. | # de reportes | 0 | 1 | 1 | Informe del GCPS. |
| **1.4 Fortalecer capacidad institucional y de coordinación del sector.** | Ley que crea al Ministerio de Energía y Minas (MEM), como órgano encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica nacional; y que el MEM se encuentre en funcionamiento con presupuesto asignado y aprobado. | Publicación | 0 | 0 | 1 | Ley de creación del MEM vigente. |
| **2. FORTALECIMIENTO DEL PLANEAMIENTO SECTORIAL Y LA CONSOLIDACIÓN DEL MARCO REGULATORIO** | | | | | | | |
| **2.1 Asegurar la expansión eficiente de los sistemas de generación y transmisión eléctricos.** | Informe de CNE/MEM indicando que toda la contratación de generación y proyectos de transmisión realizados se han hecho en consistencia con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y la Transmisión 2011-2025. | # de informes | 0 | 0 | 1 | Informe de la SIE. |
| Estudio de penetración aceptable de las energías renovables no convencionales en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), elaborado  Estudio para la determinación del Valor Agregado de Transmisión (VAT) elaborado  Estudio para la elaboración del plan maestro para la expansión del sistema de distribución, elaborado | # de reportes | 0 | 0 | 3 | Informe final de estudios. |
| Informe de la SIE, como ente supervisor, con las evidencias de que las licitaciones realizadas para la contratación de energía se realizaron conforme la normativa vigente. | Publicación | 0 | 1 | 1 | Comunicación de la SIE. |
| **2.2 Incrementar eficiencia en la gestión de la demanda de energía eléctrica.** | Informe de iniciativas de EE en el MEM, incluyendo en detalle los recursos humanos necesarios para el desarrollo de programas de EE. | Publicación | 0 | 1 | 1 | Informe del MEM. |
| Documento de anteproyecto de ley conteniendo el marco legal para el desarrollo del Programa Nacional de Eficiencia Energética. | Publicación | 0 | 1 | 1 | Web de la CIE. |
| **2.3 Apoyar diseño e implementación de nuevo régimen tarifario eficiente, flexible y que favorezca la sostenibilidad del sector** | Resolución de la SIE con la fijación de la tarifa de referencia aprobada | Publicación | 0 | 1 | 1 | Resolucion de la CIE. |
| Reporte público sobre cálculo del subsidio implícito por nivel de tarifa eléctrica publicado. | Publicación | 0 | 1 | 1 | Web de la CIE. |
| **3. MEJORA GERENCIAL Y OPERATIVA EL SECTOR ELECTRICO** | | | | | | | |
| **3.1 Mejorar eficiencia y sostenibilidad operativa y financiera en la distribución de energía eléctrica** | Plan de Mejora de Gestión y Plan de Reducción de Pérdidas 2017-2022 elaborado. | # de Documentos | 0 | 3 | 3 | Web del MEM. |
| Normativa con sobre los criterios y determinación de las instituciones gubernamentales no cortables aprobada. | Publicación | 0 | 1 | 1 | Web del MEM. |
| **3.2 Mejorar la gestión corporativa de CDEEE y de EDEs** | Reporte sobre la implementación y utilización de los módulos administrativo, financiero y comercial del sistema integrado de recursos en las EDE, elaborado. | # de reportes | 0 | 1 | 1 | EZShare (Repositorio BID de Documentos de la Operación) |

* 1. Con el fin de acompañar al GRD en el logro de las metas del proceso de reformas y el alcance de los mecanismos activadores del tercer préstamo, el GRD y el Banco han acordado efectuar reuniones de coordinación y seguimiento de la [Matriz de Resultados](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-DR-LON/DR-L1058/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-2128231034-20) cada seis meses con la participacion del equipo liderado por el Ministerio de Hacienda e integrado por Ministerio de Energía y Minas, Superintendencia de Electricidad, CDEEE y el BID, en fechas a definir de común acuerdo. Antes de procesar el tercer préstamo del PBP, el Banco producirá un Informe de Progreso revisando la evolución de los indicadores del programa a fin de verificar los avances en las reformas y los mecanismos activadores, e identificar modificaciones y ajustes que pudiesen requerirse para alcanzar las metas del programa.
  2. El BID seguirá apoyando al GRD en el fortalecimiento de la capacidad institucional de los agentes del sector eléctrico, con la Cooperación Técnica (CT) no reembolsable (DR-T1179). Con recursos de dicha CT se apoyará al GRD en las actividades de seguimiento y de coordinación necesarias. Por su parte el MH tienen amplia experiencia ejecutando procesos de reforma apoyados con operaciones de préstamo del Banco.

1. **Recolección de la información**
   1. Dada la modalidad de la operación (PBP), la recolección de la información se llevó a cabo una sola vez durante el proceso de preparación de la operación para garantizar que todos los compromisos (productos) establecidos en la Matriz de Política y en la Matriz de Resultados se cumplen y que se han proporcionado todos los documentos establecidos como medios de verificación, antes del único desembolso. El equipo del proyecto se asegurará que las autoridades presenten todos los documentos definidos como medios de verificación, a más tardar durante el cuarto trimestre de 2018. Como indicadores de avance en el cumplimiento, se estarán monitoreando los compromisos a través de los informes generados por SIGOB y se estarán preparando informes de avance de cumplimiento de los mecanismos activadores del tercer préstamo.

# Plan de Evaluación

* 1. En esta sección se presenta: (i) la metodología de evaluación ex ante del programa, resumiendo la descripción del alcance, los beneficios cuantificables y mecanismos de recolección de información; y (ii) evaluación de indicadores de resultados e impacto antes y después de la ejecución del segundo préstamo.

1. **Principales preguntas de evaluación**
   1. La principal pregunta que se desea responder con la evaluación para determinar la efectividad del programa en el logro de su objetivo es si las medidas de reforma planteadas contribuyen al mejoramiento de la sostenibilidad financiera y a la eficiencia del sector eléctrico de la República Dominicana.
2. **Metodología de la Evaluación**
   1. Debido a que los recursos desembolsados bajo los PBP son de libre disponibilidad, para el análisis de la viabilidad económica de un PBP no se realiza una asociación directa entre el monto del programa y los beneficios esperados. Los beneficios esperados como resultado de este segundo préstamo están asociados a los impactos y resultados esperados. El análisis identifica los impactos cuantificables más importantes que se pueden atribuir a las medidas de reforma implementadas bajo el programa. La identificación de los beneficios se realiza partiendo de la base de que las políticas a implementar inducen y/o incentivan las condiciones para generar estos beneficios, reflejados en los impactos y resultados que se proponen como objetivos del programa en la Matriz de Resultados del programa, sus indicadores, línea de base y metas cuantificadas.
   2. El informe de evaluacion de beneficios cuantificables detalla la metodología y resultados obtenidos, los cuales se resumen en esta sección.
3. **Conocimiento existente**
   1. La evaluación de beneficios se basa en el nivel de logro de los objetivos del programa, el impacto y resultados esperados de la implementación de las reformas. Los principales beneficios esperados como impacto y resultado se derivan de: (A) beneficios en sostenibilidad financiera del sector. Estos beneficios se derivan de las medidas para obtener: (i) la reducción de costos de generación, medida por medio de los cambios en el costo marginal de la generación en US$/MWh; y (ii) reducción de transferencias fiscales al sector; y (B) beneficios por mejoras en eficiencia operativa. El programa induce la introducción de medidas para mejorar la eficiencia y sostenibilidad operativa y financiera en la distribución de energía eléctrica, por medio de la introducción del Plan Estratégico y de Negocios para la Mejora de Gestión 2017-2022, con metas para reducir las pérdidas y establecer indicadores de gestión y desempeño.
4. **Resultados de la evaluación ex ante**
5. **Beneficios en sostenibilidad financiera**
   1. **Reducción de costos de generación**. El programa busca la reducción de costos de generación mediante: una mejor asignación de recursos a nivel de planeamiento de largo plazo; optimización operativa mediante la expansión eficiente de los sistemas de generación y transmisión eléctricos; y mejoras en la supervisión del mercado mayorista de electricidad para incrementar la eficiencia en la generación eléctrica del sistema. Para observar la materialización de estos beneficios, el indicador pertinente consiste en la reducción del costo marginal de generación a largo plazo. Un componente clave para lograr la reducción del costo marginal de generación es contar con un parque de generación con una composición óptima de diferentes tecnologías que opere a máxima eficiencia. En preparación a este segundo préstamo del PBP se realizó el Plan de Obras de Generación y Transmisión del SENI 2018-2030[[2]](#footnote-2), el cual refleja una revisión de Plan Indicativo 2011-2025 realizado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en agosto de 2011. Esta actualización del Plan está basada en las inversiones para la expansión de generación y transporte, incluyendo fuentes de energía renovable no convencionales, requeridas para permitir abastecer la demanda esperada del sistema eléctrico. El Plan actualiza las proyecciones de los precios de los combustibles; la demanda proyectada; las perspectivas de desarrollo del gas natural en el país; y la evolución de la disponibilidad, regulación y precios de las ERNC, en particular la energía eólica, y restricciones ambientales.
   2. El modelo de cálculo para la actualización del Plan de Obras[[3]](#footnote-3) calcula los costos de inversión y costos operativos de cada proyecto y produce varios escenarios de acuerdo con supuestos suministrados por el modelador. El modelo produjo un escenario base, seleccionado como el caso más factible de ocurrir y lo suficientemente robusto como para abastecer la demanda en los distintos escenarios analizados, ya sea para (a) precios de combustibles menores, como para (b) un escenario de menor demanda de energía. El resultado de este de este escenario se compara con el caso “Escenario Sin Proyecto”, el cual asume que no se toman las medidas de optimización propuestas por el programa, resultando en una situación de nulo crecimiento de capacidad, ante incrementos de demanda alta. Este último escenario se considera de pesimismo extremo, con creciente deterioro en la capacidad de abastecimiento.
   3. La diferencia en los flujos de costos operativos de los dos escenarios representa los beneficios del programa. Las inversiones asociadas a las obras resultantes de la optimización del Escenario Base con Proyecto corresponden a los costos del componente del programa. Los resultados de aplicar una tasa de descuento del 12% para descontar los flujos respectivos al valor presente, se muestra en el Cuadro 2. La tasa interna de retorno (TIR) del flujo es de 137% y la relación beneficio/Costo (B/C) es 2,3 lo que prueba los altos beneficios de instalar una combinación de tecnologías en nueva capacidad de generación y transmisión, considerada óptima desde el punto de vista de eficiencia operativa y de inversión.

**Cuadro 2 - Reducción precio de generación (US$ Millones)**



* 1. Análisis de sensibilidad. Se realizó un análisis del flujo de beneficios por reducción de costos de generación, considerando un incremento en los costos de inversión de 15% y un aumento en los costos operativos con proyecto, de 20%. Este ejercicio muestra robustez general de los resultados ante cambios en las dos variables más críticas, revelando mayor sensibilidad a cambios en los costos operativos del sistema con proyecto. Un resumen de los resultados se presenta en el Cuadro 3.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro 3 – Reducción costos de generación - Análisis de sensibilidad** | | | | |
|  | **TIR** | **VPN (M$)** | **Razón Beneficio/Costo** |
| Escenario Base | 137% | 2.186,801 | 2,3 |
| ↑ 15% costo de inversión | 109% | 1.927.875 | 2.0 |
| ↑ 30% costos operativos con proyecto | 36% | 853.163 | 1.5 |

* 1. **Reducción de transferencias fiscales al sector**. En 2017 las transferencias fiscales al sector eléctrico llegaron a 1,5 del PIB. Con el programa se espera reducir este porcentaje a 0,7% en 2022. Proyectando el PIB a 2022 con crecimiento anual de entre 3,5% y 4% en los próximos cinco años y considerando las metas propuestas, se esperarían ahorros fiscales como se muestran en el Cuadro 4. Con la reducción propuesta, el Gobierno obtendría un ahorro en recursos fiscales con valor presente de US$1.548 millones. Estos ahorros podrían canalizarse hacia sectores que no tienen capacidad para generar sus propios recursos y requieren el apoyo fiscal para lograr sus metas en beneficios. Estos recursos ahorrados los podrá invertir el Estado en los otros sectores que se determine tienen mayor rentabilidad social[[4]](#footnote-4). El beneficio económico adicional esperado de invertir en el nuevo destino de los recursos fiscales no es cuantificable en este análisis.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro 4 - Proyecciones Transferencias Fiscales** | | | | | |
|  | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** |
| PIB Proyectado (US$ millones) | 79,051.70 | 81,818.51 | 84,682.15 | 87,646.03 | 90,713.64 |
| Transferencias al sector eléctrico con reforma (% PIB) | 1.20% | 1.10% | 1.00% | 0.85% | 0.70% |
| Transferencias con reforma (US$ millones) | 948.62 | 900.00 | 846.82 | 744.99 | 635.00 |
| Transferencias sin reforma 1,5% (US$ millones) | 1,185.78 | 1,227.28 | 1,270.23 | 1,314.69 | 1,360.70 |
| Ahorro fiscal por reformas (US$ millones) | 237.16 | 327.27 | 423.41 | 569.70 | 725.71 |
| VP de ahorros fiscales hasta 2022 ($US millones): | 1.547,9 | | | | |

* 1. Análisis de sensibilidad. Considerando metas 10% menores y 10% mayores de reducción de subsidios fiscales al sector, se obtiene los siguientes resultados en valor presente de los cinco años:

|  |  |
| --- | --- |
| VP ahorros fiscales hasta 2022 (Caso Base) | US$ 1.547,9 millones |
| VP ahorros fiscales hasta 2022 (10% menor ahorro) | US$ 1.247,8 millones |
| VP ahorros fiscales hasta 2022 (10% mayor ahorro) | US$ 1.848,0 millones |

1. **Mejora de Eficiencia Operativa**
   1. **Reducción de pérdidas**. Se calculó el nivel de reducción de pérdidas esperado como resultado de las medidas propuestas bajo el programa, con un horizonte de 15 años. Para financiar actividades administrativas que mejoren la capacidad de recuperar las pérdidas comerciales que se establecen como meta se realiza una inversión de US$600 millones para las tres EDEs, magnitud relativamente pequeña en comparación con el valor financiero de las pérdidas de electricidad a nivel nacional. El Cuadro 5 presenta el resumen de los resultados del modelo de evaluación para cada EDEs y agregado, descontado a una tasa social de descuento del 12%.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro 5 – Rentabilidad Económica por Reducción de Pérdidas** | | | | |
|  | **EDENORTE** | **EDESUR** | **EDESTE** | **TOTAL EDES** |
| VP Costos MUS$ | 93,9 | 132,27 | 198,4 | **440,9** |
| VP Beneficio Económico MUS$ | 181,1 | 378,5 | 639,5 | **1,199,1** |
| Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) % | 29.1 | 69,1 | 142,6 | **65,4** |
| Relación B/C Económico | 1,93 | 2,86 | 3,22 | **2,72** |
|  |  |  |  |  |
| VP Beneficio Financiero MUS$ | 421,7 | 520,4 | 925,9 | **1.868,0** |
| Tasa Interna de Retorno Financiero (TIRF) % | 68,6 | 71,2 | 181,5 | **93,1** |
| Relación B/C Financiero | 4,49 | 3,93 | 4,67 | **4,24** |

* 1. Los resultados del análisis financiero de reducción de pérdidas son más favorables que los económicos. La diferencia se debe a que el beneficio financiero por reducción de pérdidas proviene del incremento de los ingresos asociados al aumento de la energía facturada por la recuperación de pérdidas no técnicas o comerciales y a la reducción de los costos de compras de energía en el mercado mayorista para abastecer la demanda, resultante de la reducción de las pérdidas totales. Para la valoración de este beneficio se utiliza el pecio de venta para calcular los ingresos y el costo medio de compra de energía para calcular los costos de cada EDE.
  2. La reducción de pérdidas, sin embargo, no representa mayores beneficios económicos debido a que estos usuarios siguen obteniendo el beneficio del acceso al servicio, independiente de quién paga por él. Una vez la instalación de un cliente es normalizada y el servicio es facturado correctamente, se espera que el cliente reduzca su consumo frente a lo que solía consumir cuando no pagaba por el servicio, dependiendo de su nivel de respuesta a cambios en los precios (elasticidad).
  3. Análisis de sensibilidad. Para verificar la robustez de los resultados del análisis de reducción de pérdidas se hace una valoración de sensibilidades a los principales parámetros y metas alcanzables con la implementación del proyecto. Se simula: (i) un aumento de 20% en el costo de la intervención; (ii) reducción de 0,5 a 0,1 en el valor de la elasticidad precio; y (iii) reducción del logro de la meta de pérdidas de 15% a 19%. Se presentan los resultados en el Cuadro 6.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro 6 – Reducción de pérdidas. Análisis de sensibilidad** | | | | |
|  | **Caso base** | **↑ 20% Costo de las medidas** | **↓ Elasticidad** | ↓ **Meta pérdidas** |
| VP Costos MUS$ | 440,9 | 529,1 | 440,9 | 440,9 |
| VP Beneficio Económico MUS$ | 1.199,1 | 1.199,1 | 903,2 | 1.093,9 |
| Relación B/C Económico | 2,72 | 2,27 | 2,05 | 2,48 |
| TIRE (%) | 65,4 | 46,2 | 42,8 | 61,9 |
| VP Beneficio Financiero MUS$ | 1.868,0 | 1.868,0 | 1.933,8 | 1,519,6 |
| TIRF (%) | 93,1 | 68,7 | 96,3 | 85,8 |
| Relación B/C Financiero | 4,24 | 3,53 | 4,39 | 3,45 |

* 1. Los resultados tanto financieros como económicos presentan cierta vulnerabilidad al aumento en los costos de las medidas, aunque debido a la relativa baja magnitud de estos costos, los resultados siguen siendo sólidos. La sensibilidad a la elasticidad precio de la demanda es más notoria en los resultados económicos que en los resultados financieros. Una menor elasticidad reduce los beneficios económicos al producir menores cambios en el consumo, como resultado de cambios en el precio.
  2. **Mejoras en el índice de recuperación de efectivo (CRI)**. Se realizó la estimación del flujo de beneficios por mejoras en el nivel de cobranzas, en forma agregada para las tres EDEs. Una mejora en el esfuerzo de cobranza repercute significativamente en las finanzas de las EDEs. Se calcula el impacto que tendría cada incremento de 2% en los recaudos de la facturación, mostrando el efecto positivo del esfuerzo, en la salud financiera de las empresas. Los beneficios asociados con una mejor cobranza exceden ampliamente los costos, incluso manteniéndose en el 97% de la meta propuesta. El ingreso proveniente del mayor recaudo se traduce en un ahorro fiscal por la reducción del subsidio a la operación del sector. Las estimaciones de beneficios financieros asociados con la mejora de la cobranza se resumen en el Cuadro 12.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Cuadro 12 - Beneficios por mejora en cobranza EDEs (US$ millones)**   |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | |  | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | | Cobranza sin mejora % | 95.4% | 95.4% | 95.4% | 95.4% | 95.4% | | Cobranza mejorada % | 96.7% | 96.8% | 96.9% | 96.9% | 97.0% | | Cobranza mejorada - incremento 2% | 97.3% | 97.3% | 97.3% | 97.3% | 97.3% | | Compra Energía GWh | 13,218 | 13,457 | 13,502 | 13,704 | 13,874 | | Factura Energía GWh | 10,001 | 10,456 | 10,896 | 11,402 | 11,793 | | Precio Medio Venta US$/MWh | 165.8 | 165.8 | 165.8 | 165.7 | 165.8 | | Cobranza sin mejora MUS$ | 1581.9 | 1653.7 | 1723.0 | 1802.7 | 1864.8 | | Cobranza mejorada MUS$ | 1603.8 | 1677.8 | 1749.4 | 1831.6 | 1896.1 | | Cobranza mejorada con incremento adicional de 2% - MUS$ | 1613.6 | 1686.7 | 1757.5 | 1838.8 | 1902.1 | | Beneficio Financiero MUS$ | 21.9 | 24.1 | 26.4 | 28.9 | 31.3 | | Beneficio Financiero incremento 2% MUS$ | 9.8 | 9.0 | 8.1 | 7.1 | 6.0 | | Costo MUS$ | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | | VPN Beneficios MUS$ | 93,6 | | | | | | VPN Beneficios 2% Adicional MUS$ | 29,6 | | | | | | VPN Costos 2% adicional MUS$ | 7,2 | | | | | | Relación B/C | 4,1 | | | | | |

* 1. Análisis de Sensibilidad. Se revisan la sensibilidad de los resultados asumiendo que la meta de cobranza no se logra, llegando solo a 96%. En este caso el beneficio financiero se reduce significativamente, al tiempo que el potencial beneficio de incrementar el nivel de cobranza en 2%, representa una contribución marginal mayor. Se obtiene el siguiente resultado:

|  |  |
| --- | --- |
| VPN Beneficios MUS$ | 38,7 |
| VPN Beneficios 2% Adicional MUS$ | 84,5 |
| VPN Costos 2% adicional MUS$ | 7,2 |
| Relación B/C | 4,1 |

1. **Evaluación de indicadores de resultados e impacto**
   1. El Banco producirá un informe de progreso revisando la evolución del programa, los avances en las reformas y los mecanismos activadores e identificará modificaciones y ajustes que pudiesen requerirse para alcanzar las metas del programa. Se incluirá una evaluación de los indicadores de resultado e impacto, comparado y los valores obtenidos después de las intervenciones, con los inicialmente establecidos en la Matriz de Resultados. En el diseño de la tercera operación se considerará esta evaluación en la definición de los indicadores y sus valores de la matriz de resultados y en sus planes de seguimiento y evaluación.
2. **Aspectos técnicos de la metodología seleccionada**
   1. La evaluación requerirá la recopilación de la información asociada a los indicadores de resultados e impacto. Será responsabilidad de las EDEs y la CDEEE proveer al equipo de proyecto del BID la información necesaria ya sea a través de sus informes de desempeño o mediante el suministro de copias de los documentos definidos como medios de verificación. La información de estos indicadores será suministrada por lo menos en la última reunión de seguimiento trimestral de cada año, al igual que al momento de la preparación de la tercera y última operación.
3. **Información de los resultados**
   1. Se llevará a cabo una evaluación económica ex post de los resultados del programa, una vez se ejecute la tercera operación. La metodología a desarrollar será similar a la aplicada en la evaluación de beneficios cuantificables detallada bajo el segundo préstamo de la serie. La evaluación será realizada por un consultor externo bajo la supervisión del equipo del proyecto y el resultado será publicado en la página de web de las EDEs y del Banco.
   2. De acuerdo con los procedimientos del BID, un informe de terminación del proyecto (PCR, *Project Completion Report*) será preparado por el equipo de proyecto (Personal del BID y Consultores BID), aplicando las guías vigentes para la preparación de PCRs del BID, no más de seis meses después de realizado el desembolso de la última operación. El PCR evaluará los resultados e impactos obtenidos y utilizará como uno de sus insumos la evaluacion de beneficios cuantificables.
4. **Presupuesto del PSE**
   1. El presupuesto asociado a la preparación del proyecto, financiado por el Banco, incluyó la ejecución de trabajo técnico especializado (evaluación económica ex ante; actualización del Plan de Obras) y realización de misiones necesarias para definir los compromisos establecidos y recolectar la información asociada a la verificación de cumplimiento, por un valor de US$80,000. La tercera operación tendrá asociado su propio presupuesto de preparación donde se incluirá el presupuesto para la recolección de datos y seguimiento de los productos respectivos (Compromisos Programáticos III de la Matriz de Política). La evaluación ex post se realizará al final de la tercera operación, su costo será incluido en el presupuesto de preparación de ese préstamo.
   2. El GRD es responsable de la recopilación de todos los datos necesarios para el seguimiento y la evaluación del Programa. Las EDEs y la CDEEE asumirán con recursos propios los costos de recolectar la información.

1. Por el tipo de operación (PBL) los productos son entregados de manera ex ante [↑](#footnote-ref-1)
2. Cabello R. & I. Alarcón. Actualización del Estudio de Plan de Obras para la Generación y Transmisión del SENI, 2018-2030. República Dominicana. Consultoría para el BID. Octubre 2017. [↑](#footnote-ref-2)
3. Power Electricity Timetable (PET). [↑](#footnote-ref-3)
4. Por ejemplo, en las áreas con compromisos con las Metas de Desarrollo Sostenible. [↑](#footnote-ref-4)