Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**ECUADOR**

**Programa de Reforzamiento del**

**Sistema Nacional de Distribución Eléctrica Del Ecuador II**

**(EC-L1147)**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto compuesto por: Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Haydemar Cova (INE/ENE); Rafael Poveda (CAN/CEC); y Virginia Snyder (INE/ENE).

Tabla de Contenido

[I. Introducción 4](#_Toc416714957)

[II. Monitoreo 6](#_Toc416714958)

[2.1 Indicadores 6](#_Toc416714959)

[Tabla 1. Indicadores de Producto por Componente 6](#_Toc416714960)

[Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos 7](#_Toc416714961)

[2.5 Plan Operativo Anual (POA). 8](#_Toc416714962)

[2.6 Plan de Ejecución de Proyectos (PEP). 8](#_Toc416714963)

[2.7 Plan de Adquisiciones (PA). 8](#_Toc416714964)

[2.11 Presentación de Informes 9](#_Toc416714965)

[2.18 Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto del Monitoreo 10](#_Toc416714966)

[2.22 Tabla 2. Monitoreo - Plan de Trabajo y Presupuesto 12](#_Toc416714967)

[III. Evaluación 14](#_Toc416714968)

[3.6 Principales Preguntas de Evaluación 14](#_Toc416714969)

[3.9 Metodología de Evaluación de Resultados 15](#_Toc416714970)

[3.12 Análisis Costo Beneficio Ex-Ante de las Obras de la Muestra Representativa del Programa del Programa Propuesto - Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II (EC-L1147) 16](#_Toc416714971)

[3.22 Metodología de Evaluación Económica Ex Post 17](#_Toc416714972)

[3.25 Principales Indicadores de Resultados 18](#_Toc416714973)

[3.26 Información de los Resultados 19](#_Toc416714974)

[3.30 Coordinación, Plan De Trabajo Y Presupuesto De La Evaluación 19](#_Toc416714975)

[3.34 Tabla 4. Evaluación - Plan de trabajo y Presupuesto 20](#_Toc416714976)

[IV. Auditorias 21](#_Toc416714977)

# Introducción

* 1. El Programa Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II (EC-L1147) constituye la segunda fase del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica (PRSND) el cual el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) viene dirigiendo desde 2013. El PRSND prevé ejecutarse en 4 etapas, a medida que sea oportuna su incorporación en función de las nuevas cargas eléctricas proyectadas en el sistema eléctrico nacional. En 2014 el BID aprobó el Programa Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador I (EC-L1136), el cual se viene ejecutando con éxito.
  2. El Plan Nacional para el Buen Vivir del Ecuador (PNBV) 2013-2017, como instrumento rector de las políticas, programas y proyectos públicos, así como de la inversión y asignación de recursos, plantea como uno de sus objetivos principales el Cambio de la Matriz Energética (CME). El CME consiste básicamente en los siguientes componentes: (i) incrementar el uso de las fuentes renovables de energía (principalmente de generación hidroeléctrica) frente a la generación térmica convencional; (ii) reducir las importaciones de derivados de petróleo; y (iii) fomentar el uso eficiente de la energía de consumo residencial mediante el desplazamiento del uso del Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad.
  3. En este sentido, basándose en la soberanía y eficiencia energética como pilares de la política sectorial, el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME), responde a la necesidad de modernizar y expandir el sistema eléctrico teniendo en cuenta el crecimiento natural de la demanda así como la incorporación de nuevas cargas por el CME.
  4. En el marco del PME, el Gobierno de la República del Ecuador (GdE) diseñó varios planes estratégicos: (i) el Plan de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM); (ii) el Plan de Reducción de las Pérdidas Eléctricas (PlanRep); (iii) y el Plan de Mejoramiento de la Red de Distribución (PMD). Varios de estos planes han contado con recursos de financiamiento del Banco, y desde el año 2015 se integran financiamientos del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD).
  5. En lo que respecta a la generación eléctrica renovable, se están ejecutando actualmente varios proyectos hidroeléctricos con una potencia instalada total de más de 2.500 MW. Por la parte de la demanda eléctrica, el CME se está desarrollando, entre otras iniciativas, a través del Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE). El PNCE contempla tanto el fortalecimiento del SND como la introducción de cocinas de inducción en los hogares.
  6. Por todo lo anterior, se hace necesario dotar al sistema eléctrico nacional de un Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y un SND acordes con la evolución de la oferta y demanda eléctrica y con las nuevas cargas derivadas del CME, que garanticen un servicio eléctrico eficiente, confiable y de calidad.
  7. El Programa que se está proponiendo (EC-L1147), tiene como objetivo principal dar continuidad a la primera fase del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador, facilitando la transformación de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad. A su vez, en coherencia con los lineamientos generales de la primera fase, sus objetivos específicos son: (i) apoyar el reforzamiento y expansión de la infraestructura eléctrica en media y baja tensión; (ii) contribuir a la modernización y eficiencia en la gestión de la demanda en el Sistema Nacional de Distribución (SND); y (iii) mejorar los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico.
  8. El Programa se plantea como un préstamo de inversión de obras múltiples. El diseño para ejecución de los Componente I y II se ha desarrollado en la modalidad de obras múltiples, dado que las obras son físicamente similares, pero independientes entre sí, para lo cual se ha evaluado a una muestra representativa de 64% de los recursos de financiamiento del BID. Los proyectos evaluados cuentan con diseños definitivos para construcción y los documentos de licitación están listos para publicación, siguiendo las políticas de adquisiciones del BID (Ver Plan de Adquisiciones). Las características de esta muestra de proyectos abarcan la mayoría de las singularidades técnicas y ambientales del universo potencial de proyectos que compondrán el Programa y cuentan con los estudios de factibilidad técnica, económica y social.
  9. El Programa se estructura en tres componentes principales: (i) Proyectos de expansión y refuerzo en el SND para mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico; (ii) Mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico siguiendo los estándares de la *International Electrotechnical Commission* (IEC); y (iii) Fortalecimiento Institucional a través de la capacitación y dotación técnica del personal de las Empresas Eléctricas de Distribución (EED).
  10. La evaluación busca responder a los interrogantes sobre si el Programa, mediante la expansión, refuerzo y mejoramiento del sistema eléctrico, y el fortalecimiento institucional, ha logrado: (i) apoyar el reforzamiento y expansión de la infraestructura eléctrica en MT y BT; (ii) contribuir a la modernización y eficiencia en la gestión de la demanda en el SND; y (iii) mejorar los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico.
  11. Para el monitoreo y la evaluación de los resultados esperados del programa se utilizarán metodologías Antes y Después, así como Análisis Costo-Beneficio ex post. El análisis costo beneficio ex post de cada una de las obras financiadas por el programa será una réplica del modelo utilizado ex ante, que se realizó como parte de los estudios de elegibilidad y factibilidad de las mismas.
  12. En la coordinación e implementación del monitoreo y la evaluación del Programa intervienen distintas entidades responsables de la coordinación y ejecución de las obras, como las EDDs, la UGP y los especialistas del BID tanto de la Sede como de la Oficina de País. Se podrá contratar el apoyo técnico de especialistas externos.

# Monitoreo

* 1. Indicadores. A continuación se presentan los indicadores definidos para el monitoreo del avance en la implementación de los principales productos del Programa Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II (EC-L1147).

Tabla 1. Indicadores de Producto por Componente

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Indicadores de productos** | | **Línea Base (2014)** | **Año 1** | **Año 2** | **Año 3** | **Año 4** | **Meta final** | **Medio de Verifica-ción** |
| **Componente I – Proyectos de Expansión y Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución** | | | | | | | | |
| Proyectos de subtransmisión ejecutados | Número de proyectos ejecutados | 0 | 0 | 18 | 15 | 8 | **41** | Informe de avance del proyecto |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 19.146 | 10.068 | 8.390 | 4.475 | **42.078** |
| Proyectos de Distribución ejecutados | Número de proyectos ejecutados | 0 | 5 | 20 | 15 | 9 | **49** |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 8.079 | 4.937 | 2.962 | 1.777 | **17.756** |
| Proyectos de fiscalización contratados | Número contratos | 0 | 15 | 31 | 30 | 0 | **76** |
| Costo ejecución (US$) | 0 | 569 | 1.177 | 1139 | 0 | **2.885** |
| **Componente II- Mejoramiento de la eficiencia y fiabilidad de la red** | | | | | | | | |
| Proyectos de instalación de dispositivos Inteligentes en alimentadores primarios (reconectadores y reguladores) | Número de proyectos ejecutados | 0 | 3 | 3 | 1 | 1 | **8** | Informe de avance del proyecto |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 2008 | 1804 | 301 | 301 | **4.414** |
| Proyectos de automatización y adecuación de subestaciones | Número de proyectos ejecutados | 0 | 6 | 4 | 0 | 0 | **10** |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 1.570 | 1.881 | 0 | 0 | **3.450** |
| Medición inteligente en transformadores de distribución, en alimentadores y en consumidores incidentes, habilitados | Medidores inteligentes instalados | 0 | 2.565 | 10.258 | 3.450 | 824 | **17.097** |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 6.967 | 6.259 | 1.684 | 402 | **15.312** |
| Proyectos de adecuación e implementación de Centros de Datos y de Control | Número de proyectos ejecutados | 0 | 2 | 3 | 0 | 0 | **5** |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 535 | 641 | 0 | 0 | **1.176** |
| Proyectos de Supervisión y fiscalización contratados | Número de proyectos contratados | 0 | 8 | 8 | 0 | 0 | **16** |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 130 | 156 | 0 | 0 | **285** |
| **Componente III– Fortalecimiento Institucional** | | | | | | | | |
| Estrategia de capacitación | Número de cursos | 0 | 8 | 8 | 2 | 2 | **20** | Informe de avance del proyecto |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 358 | 358 | 90 | 90 | **896** |
| Apoyo a la implementación de la estrategia de capacitación[[1]](#footnote-1) | Número de EED beneficiadas | 0 | 5 | 7 | 5 | 3 | **20** |
| Costo ejecución (US$’000) | 0 | 300 | 420 | 300 | 174 | **1.194** |

* 1. El Programa se plantea como un préstamo de inversión de obras múltiples para el cual se determinó una muestra representativa de proyectos de obra de infraestructura. Existe una línea de base referencial para todos los indicadores, que se construye a partir de las obras incluidas en la muestra. La línea de base se irá actualizando conforme se incluyan la totalidad de las obras a ser financiadas por el Programa. La UGP será responsable por la consolidación de la línea de base y de los ajustes requeridos a las metas establecidas en la Matriz de Resultados del Programa.

**Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos**

* 1. El Ejecutor del Programa será el MEER, con el apoyo técnico de ARCONEL y las EED. El MEER, a través de la Unidad de Ejecución y Gestión del Programa (UGP) es el encargado de la planeación y monitoreo de los proyectos del BID. Ésta es la actual responsable para la coordinación técnica, administrativa y financiera de la ejecución del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador I (EC-L1136), sin embargo, el Ministerio reforzará la UGP para la gestión incremental que demandará este nuevo programa. El mismo esquema de ejecución será aplicado al Programa Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II (EC-L1147).
  2. La UGP, en coordinación con ARCONEL y las EED, realiza, entre otras, las siguientes actividades para la planeación del Programa:
  3. Plan Operativo Anual (POA). El POA consolida todas las actividades que serán desarrolladas durante determinado período de ejecución, por producto y cuenta con un cronograma físico financiero. La UGP presentará **semestralmente**, como parte integral de los informes semestrales de seguimiento, el POA y el Plan de Ejecución de Proyecto (PEP) para los siguientes dos semestres, incluyendo las actividades, cronogramas y presupuestos estimados para los proyectos financiados el año consecutivo anterior y aquellos propuestos para el año siguiente. El POA y PEP finales del primer año serán incluidos en el informe inicial de la operación. El POA y el PEP incluirán, como mínimo, la siguiente información: (i) estado de ejecución del Programa, discriminado por componentes; (ii) el plan de adquisiciones de obras, bienes y servicios, así como el plan de adquisiciones de servicios de consultoría incluyendo presupuesto y proyecciones de desembolsos; (iii) avance en el cumplimiento de las metas y resultados del Programa; (iv) avance en el cumplimiento de los indicadores de producto para cada componente del Programa, de acuerdo a la Matriz de Resultados del Programa y el cronograma de su implementación; (v) problemas presentados; y (vi) soluciones implementadas.
  4. Plan de Ejecución de Proyectos (PEP).El PEP establece el calendario de los desembolsos (número y monto de los desembolsos) en función de los indicadores de desempeño, ya incluidos en la matriz de resultado, y el tiempo de ejecución del proyecto.
  5. Plan de Adquisiciones (PA). Este instrumento tiene por finalidad presentar al Banco y hacer público el detalle de todas las adquisiciones y contrataciones que serán efectuadas en un determinado periodo de ejecución del Programa. El PA informa sobres las adquisiciones y contratos que se ejecutaran de conformidad con las Políticas para Adquisiciones de bienes y obras financiadas por el Banco” (GN-2349-9) y las “Políticas para a Selección y contratación de consultorías financiadas por el Banco (GN-2350-9) de conformidad con lo establecido en el Contrato de Préstamo. El PA debe ser presentado junto con el POA, como parte integral de los informes semestrales de seguimiento, para consideración del Banco, y debe ser actualizado anualmente o cuando sea necesario, durante todo el período de ejecución del Programa.
  6. En cuanto al monitoreo del Programa, los principales medios de verificación corresponden a documentos administrativos y contractuales del MEER, a saber: (i) Informes semestrales de avance del proyecto, (ii) informe de evaluación de medio término, ( iii) estadísticas de Calidad del Servicio del ARCONEL, (iv) estadísticas de Pérdidas del ARCONEL, (v) informes de avance físico y financiero de los proyectos administrados por las EEDs.
  7. El Equipo de Proyecto, realizará **Visitas de Inspección** anuales con la finalidad de monitorear las actividades del Programa. También se apoyará de Misiones de Administración anuales con el objetivo de analizar los avances del Programa y tratar temas específicos identificados.
  8. Finalmente, durante la ejecución del Programa la UGP presentará anualmente al Banco los estados financieros del Programa para la realización de la **Auditoria Financiera** correspondiente, en los términos establecidos en las Condiciones Generales del Contrato de Préstamo.
  9. Presentación de Informes
  10. Durante la ejecución del programa se prevé la entrega de **Informes Semestrales** para conocer el avance del Programa. Dichos informes serán elaborados por la UGP y entregados a la División de Energía del BID, a través del Jefe de Equipo BID, a más tardar 30 días posteriores al cierre de cada semestre e incluye la actualización de la matriz de riesgo.
  11. Este informe tiene por finalidad presentar al Banco los resultados alcanzados en la ejecución del POA y PA, así como informar sobre el estado de ejecución de los contratos y programa de inversiones del Programa. La UGP deberá presentar al Banco informes de avance semestrales, indicando los avances logrados en cada uno de los componentes y en el desempeño global del Programa, en base a los indicadores acordados bajo la Matriz de Resultados.
  12. Los informes semestrales deberán incluir, como mínimo:

(i) cumplimiento de las condiciones contractuales;

(ii) descripción e información general sobre las actividades realizadas;

(iii) progreso en relación con los indicadores de ejecución y calendario de desembolsos convenido y cronogramas actualizados de ejecución física y desembolsos;

(iv) resumen de la situación financiera del Programa;

(v) descripción de los procesos de licitación llevados a cabo;

(vi) evaluación de las firmas contratistas;

(vii) una sección sobre la gestión socio ambiental del proyecto, incluyendo cronogramas, resultados y medidas implementadas para dar cumplimiento al IGAS;

(viii) un programa de actividades y plan de ejecución detallados para los dos semestres siguientes del POA;

(ix) flujo de fondos estimado para los siguientes dos semestres del PEP;

(x) una sección identificando posibles desarrollos o eventos que pudieran poner en riesgo la ejecución del Programa;

(xi) el Plan de Adquisiciones.

* 1. Los informes deberán incluir toda la información que sea relevante para reconocer el avance en la medición de los indicadores e identificar necesidades de mejora en el proceso de recolección de información, procesamiento, análisis y reporte de datos.
  2. Asimismo, la UGP presentará al BID un **Informe Anual de Monitoreo de Progreso** al finalizar cada año calendario con la información del periodo transcurrido. Este informe será presentado dentro de los 60 días de finalizado cada semestre.
  3. Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto del Monitoreo
  4. La UGP es la responsable, entre otras, de las siguientes actividades,

(i) la planificación de la ejecución del préstamo;

(ii) la preparación y actualización de los informes semestrales de seguimiento, los que incluirán las actualizaciones de los POA, PEP y planes de adquisiciones en conformidad con las Políticas de Adquisición y Contratación del Banco;

(iii) el acompañamiento y monitoreo del avance de contratos, incluyendo el apoyo en los procesos de contrataciones, la formulación de los informes de acompañamiento y análisis, y la preparación y tramitación de los pagos correspondientes;

(iv) la recolección de datos y el seguimiento de los indicadores de productos y resultados, su procesamiento y análisis;

(v) el reporte de avances del Programa;

(vi) mantener de forma accesible y actualizada, la información relevante sobre la ejecución y el monitoreo de las actividades del programa y sus recursos.

* 1. Por su parte el BID, a través del Jefe y Equipo de Proyecto es responsable de coordinar y asegurar que el plan de monitoreo se cumple con la calidad técnica y dentro de los tiempos establecidos. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarias.
  2. Los resultados de los indicadores al final de la ejecución de la operación deberán ser incluidos en el Informe Final siguiendo la guía de Terminación de Proyecto (PCR, por sus siglas en Inglés) del Banco.
  3. Tabla 2. Monitoreo - Plan de Trabajo y Presupuesto

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Principales actividades de seguimiento/Productos por actividad** | | | | | **2015** | | **2016** | | | | **2017** | | | | **2018** | | | | **2019** | | | | **Responsable** | **Costo** | **Financiamiento** |
| **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$ miles)** |
| [[2]](#footnote-2)Actividades de Monitoreo[[3]](#footnote-3) | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1.        Taller de Arranque de la Operación | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER / BID | 30 | BID |
| 2.        Taller de PMR | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3.        Taller de temas de gestión financiera | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4.        Monitoreo Fiduciario | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5.        Taller de Apoyo en Adquisiciones | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6.        Reuniones semestrales | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7.        Visitas técnicas | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8.        Visitas de supervisión social y ambiental | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Indicadores de Proyectos de expansión y refuerzo en el Sistema Nacional de Distribución** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 40 | MEER (EC-l1147) |
| 1.        Número de proyectos de sub transmisión ejecutados | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.        Número de proyectos de distribución ejecutados | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3.        Número de proyectos contratados | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER -UGP |
| **Principales actividades de seguimiento/Productos por actividad** | | | | | **2015** | | **2016** | | | | **2017** | | | | **2018** | | | |  |  |  |  | **Responsable** | **Costo** | **Financiamiento** |
| **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$ miles)** |
| **Indicadores de Mejoramiento de la eficiencia y fiabilidad de la red** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 40 | MEER (EC-l1147) |
| 1.        Número de proyectos de instalación de dispositivos inteligentes ejecutados | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.        Número de proyectos de automatización y adecuación de subestaciones ejecutados | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3.        Porcentaje de medición inteligente en transformadores de distribución, en alimentadores y en consumidores incidentes, habilitados. | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER (EC-l1147) |
| 4.        Número de Proyectos de adecuación e implementación de Centros de Datos y de Control ejecutados | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5.        Número de Proyectos de Supervisión y fiscalización contratados | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  | **Indicadores de Fortalecimiento Institucional** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 10 | MEER (EC-l1147) |
| 1.        Número de cursos de capacitación personal de las EED | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2.        Numero de EED beneficiadas del apoyo a la ejecución (consultorías, software de gestión, etc.) | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Procesamiento y Análisis de información** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 10 | MEER (EC-l1147) |
| **Informe de Monitoreo de Progreso** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 20 | MEER (EC-l1147) |
| **TOTAL** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |  | 150 |  |

# Evaluación

#### El OE contratará las evaluaciones externas e independientes de medio término y final. Estas evaluaciones serán financiadas con recursos del Programa y serán realizadas por consultores individuales o firmas consultoras independientes y calificadas, cuyo términos de referencia deberán contar con la No objeción del BID.

#### La evaluación de medio término. Se realizará cuando se comprometa el 50% de los recursos del financiamiento del BID, o dentro de los noventa (90) días contados a partir de fecha en que hayan transcurrido dieciocho (18) meses a partir de la entrada en vigencia de este Contrato, lo que ocurra primero. El OE realizará esta evaluación intermedia para verificar el cumplimiento en la ejecución general del Programa y el avance hacia la consecución de metas de la matriz de resultados.

#### Esta evaluación identificará si el Programa está logrando los resultados últimos previstos y si está avanzando adecuadamente hacia la consecución del objetivo planteado. Además analizará la estrategia de la Operación y su pertinencia para la situación del entorno. Verificará si los supuestos indicados en la matriz de resultados se han cumplido. También incluirá un análisis de los arreglos operativos y administrativos empleados y recomendaciones para su optimización. Asimismo analizará el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Convenio EC-L1147, y en el MOP. La evaluación de medio término deberá orientar a los ejecutores del Programa respecto a ajustes estratégicos y operativos que fuesen necesarios adoptar.

#### Una vez finalizado el Programa, el BID contratará consultores individuales para la preparación de la evaluación final. El ACB ex post se desarrollará siguiendo la misma metodología básica descrita para el ACB ex ante.

#### La Evaluación Final se realizara en formato de PCR. La misma se realizará una dentro de los noventa (90) días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 95% de los recursos del financiamiento del BID.

#### Principales Preguntas de Evaluación

#### La evaluación del Programa busca responder a las siguientes interrogantes:

#### ¿El Programa apoya el reforzamiento y la expansión de la infraestructura eléctrica en MT y BT?; ¿El Programa contribuye a la modernización y eficiencia en la gestión de la demanda en el SND?; ¿El Programa mejora los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico, en cuanto a tiempo de interrupciones del servicio eléctrico y frecuencia con la que se dan esas interrupciones?

#### Metodología de Evaluación de Resultados

#### La evaluación consistirá en una evaluación de medio termino, y una final, que incluye un análisis económico financiero ex post. El informe final seguirá el formato de la guía PCR. La evaluación ex post permitiría reportar si los beneficios realizados fueron suficientes para recuperar la inversión dados los costos planeados; y además que dados los costos incurridos y los beneficios obtenidos con la ejecución del programa, el mismo generó valor para la sociedad.

#### Los siguientes criterios deberán considerarse para la preparación de la evaluación final.

1. Relevancia: ¿Los resultados del Programa fueron consistentes con las áreas estratégicas y prioridades de país identificadas?
2. Efectividad: ¿Los resultados del Programa son consistentes con sus objetivos originales o modificados?
3. Eficiencia: ¿El costo del Programa fue costo-efectivo? ¿Fue el Programa la opción menos costosa? Si el Programa tuvo atrasos, esto afectó su efectividad. Evaluar, los costos incurridos, tiempo de ejecución y resultados alcanzados con relación a otros programas similares.

#### La evaluación de la Relevancia, efectividad y Eficiencia será lo más objetiva posible e incluirá evidencia empírica suficiente y convincente. Idealmente, el sistema de monitoreo del programa debe entregar información cuantificable que puede conducir a una sólida evaluación de la eficacia y la eficiencia del programa. Dado que los programas tienen diferentes objetivos, los resultados evaluados no son comparables y no pueden ser agregados. Los resultados se clasifican de la siguiente:

#### Altamente satisfactoria (HS). El programa no tuvo deficiencias en el cumplimiento de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia;

#### Satisfactorio (S). El programa tuvo deficiencias de menor importancia en el logro de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia;

#### Moderadamente Satisfactorio (MS). El programa tuvo moderadamente deficiencias de menor importancia en el logro de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia;

#### Moderadamente Insatisfactorio (MI). El programa tuvo deficiencias en el alcance de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia;

#### Insatisfactorio (I). El programa tuvo importantes deficiencias en el alcance de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad y eficiencia;

#### Altamente Insatisfactorio (AI). El programa tuvo deficiencias graves en el cumplimiento de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia.

#### **Análisis Costo Beneficio Ex-Ante de las Obras de la Muestra Representativa del Programa del Programa Propuesto - Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II (EC-L1147)**

#### La evaluación económica se ha concentrado en aquellos componentes cuyos impactos económicos diferenciales han sido identificados como directamente atribuibles al Programa, mediante relaciones causa-efecto suficientemente claras para definir el perímetro objeto del análisis.

#### Con el propósito de determinar la viabilidad del Programa en términos económicos, se ha realizado una evaluación de los impactos económicos que resultarán de su puesta en marcha e implementación, siguiendo el planteamiento metodológico descrito a continuación en el apartado II.

#### Cabe señalar que el ACB ha partido de las proyecciones individuales realizadas previamente para cada una de EED. Por tanto el ACB se ha basado en los mismos supuestos e hipótesis de carácter técnico-económico que los contemplados en dichos análisis individuales.

#### Para la evaluación de la viabilidad económica ex-ante del Programa, se ha utilizado la metodología del Análisis Costo-Beneficio (ACB), que cuantifica la rentabilidad de las intervenciones previstas en el Programa.

#### La metodología del ACB se ha adaptado a cado uno de los componentes evaluados, en función de los factores siguientes: (i) la información primaria y segundaria disponible al respecto y (ii) los análisis previamente realizados a nivel individual de cada una de las EED.

#### El análisis costo-beneficio utilizó un período de análisis de 32 años, igual a la vida útil estimada para los proyectos de la muestra que conforman el Programa. El análisis económico se hizo tanto a precios de mercado como a precios de eficiencia. En el primer caso, la Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) resulta del 25,33% y su Valor Presente Neto Económico (VPNE) de US$189,3 millones. A precios de eficiencia el retorno económico es de 32,06%, con un VPNE de US$244,6 millones.

#### Los beneficios económicos cuantificados han sido los siguientes, y el detalle del analisis se encuentra en el documento Analisis Costo Beneficio de la Operacion:

1. Excedentes de consumo generados por el aumento de cobertura y calidad del servicio fruto de la mejora del sistema de distribución y de gestión de la demanda[[4]](#footnote-4);
2. Disminución de pérdidas técnicas en los sistemas mejorados de sub-transmisión y distribución de la red eléctrica nacional; y
3. Disminución de los cortes de energía.

#### Metodología de Evaluación Económica Ex Post

#### Se utilizarán metodologías Antes y Después, así como Análisis Costo-Beneficio ex Post para medir los indicadores de resultado del Programa.

#### El análisis costo beneficio ex post del programa será una réplica del modelo utilizado ex ante, que se realizó como parte de los estudios de elegibilidad y factibilidad de las mismas. Se prevé la realización de este análisis en dos escenarios: i) se medirán y actualizarán los beneficios esperados de la intervención, manteniendo constantes las condiciones y precios tenidos en cuenta en la evaluación ex ante; esto permite medir si con los costos reales incurridos, los beneficios efectivamente realizados y medidos a precios constantes son suficientes para justificar la inversión en términos económicos; ii) en la segunda etapa se considerarán tanto los beneficios como los costos reales del proyecto actualizados a precios vigentes, obteniéndose así una medida actualizada de si el proyecto resulta en una inversión rentable económicamente dados los costos y beneficios que efectivamente se materializaron. Este análisis en etapas permite aislar el efecto de un posible aumento exógeno de costos del efecto de cambios en los beneficios realizados.

#### Principales Indicadores de Resultados

Tabla 3. Indicadores de Resultados

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Indicadores de resultados** | **Línea Base (2014)** | | **Meta final**  **2019** | **Medio de Verificación** |
| **Componente I – Expansión y reforzamiento para mejoramiento de la capacidad y calidad de transmisión del SNT** | | | | |
| Potencia instalada en S/E del SND (MVA) | 5.785[[5]](#footnote-5) | | 5.939 | Informe MEER |
| Potencia instalada en transformadores de distribución (MVA) | 9.326[[6]](#footnote-6) | | 9.351 | Informe MEER |
| **Componente II –Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial** | | | | |
| FMIk\_RED: Frecuencia Media de Interrupciones del SND[[7]](#footnote-7)(número de Fallas del Sistema de Distribución por kVA) | 12,77[[8]](#footnote-8) | | 10,28[[9]](#footnote-9) | Informe MEER |
| TTIk\_RED: Tiempo Total de interrupciones del SND[[10]](#footnote-10) (horas) | 12,45[[11]](#footnote-11) | | 11,28[[12]](#footnote-12) | Informe MEER |
| **Componente III– Fortalecimiento Institucional** | | | | |
| Empleados de EED capacitados en operación y mantenimiento (número) | | 0 | 300 | Informe MEER |
| Mujeres capacitadas con el Programa (%) | | 0 | 10% |

#### Información de los Resultados

#### El Informe Final será elaborado por la UGP, financiado por la contraparte y entregado a la División de Energía del BID, a través del Jefe de Equipo BID, como parte del proceso de cierre del programa.

#### Este informe en formato PCR será sometida a aprobación por parte del Banco.

#### Los resultados de la evaluación final y el ACB ex post serán publicados en la página web del Banco con previo consentimiento del Ministerio de Finanzas y del MEER, mientras que los informes de progreso serán publicados confidencialmente en IDBDOCs.

#### Coordinación, Plan De Trabajo Y Presupuesto De La Evaluación

#### La UGP es la responsable de la realización de las actividades de evaluación, lo cual incluye asegurar la recolección de los datos, su procesamiento y análisis, así como el reporte los avances.

#### Por su parte el BID, a través del Jefe y Equipo de Proyecto es responsable de coordinar y asegurar que el plan se cumpla con la calidad técnica y el tiempo establecidos. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarias.

#### A continuación se presenta el Plan de Trabajo para la Evaluación del programa, el cual incluye las principales actividades y sus respectivos productos, el plazo de cumplimiento, el responsable y el costo, identificando la fuente de financiamiento.

#### Tabla 4. Evaluación - Plan de trabajo y Presupuesto

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Principales actividades de evaluación** | | | | | **2015** | | **2016** | | | | **2017** | | | | **2018** | | | | **2019** | | | | **Responsable** | | **Costo** | **Financiamiento** |
| **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$)** |
| **Componente I – Reforzamiento del SND** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |
| Recopilación de datos finales, visitas de campo | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | | 2.000 | BID |
|  |  |  |  | **Componente II – Mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos de finales, visitas de campo | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | | 2.000 | BID |
|  |  |  |  | **Componente III – Fortalecimiento Institucional** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos finales | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 1.000 | | BID |
|  |  |  |  | **Indicadores de Fortalecimiento Institucional** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Procesamiento y Análisis de información | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 80.000 | | BID |
| Evaluación de medio termino | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 50.000 | | MEER (EC-L1147) |
| Taller preparación informe final | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 20.000 | | BID |
| Misión de supervisión final | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 20.000 | | BID |
| Análisis Costo Beneficio Ex Post | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 30.000 | | MEER (EC-L1147) |
| Informe final de evaluación de proyecto | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 50.000 | | MEER (EC-L1147) |
| **TOTAL** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |  | 250.000 | |  |

# Auditorias

#### Informes financieros auditados del programa: El Prestatario, por intermedio del OE, deberá presentar dentro del plazo de ciento veinte (120) días siguientes al cierre de cada ejercicio económico del OE y durante el Plazo Original de Desembolso o sus extensiones, los informes financieros auditados del Programa, debidamente dictaminados por una firma de auditoría independiente aceptable al Banco, la cual será contratada por el OE o el Banco (en este segundo caso, a solicitud del Prestatario), con cargo a los recursos del Programa, a más tardar cuatro (4) meses antes del cierre de cada ejercicio económico del Prestatario o en otro plazo que las partes acuerden, sobre la base de los términos de referencia que serán acordados con el Banco. El último de estos informes será presentado dentro de los ciento veinte (120) días siguientes al vencimiento del Plazo Original de Desembolso o sus extensiones.

#### Los informes auditados serán efectuados por una firma de auditores independientes aceptable para el BID, de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad y las Normas de Información, y los términos de referencia previamente aprobados por el BID. El costo de estos servicios se financiarán con recursos del programa. Para obtener más detalles acerca de la auditoría del Programa, ver explicación adicional en el Anexo III: Requisito y acuerdos fiduciarios.

#### El presupuesto asignado para auditorías es de US$150.000.

1. Incluye: Instrumentos de medición, equipamiento informático y sus respectivos programas computacionales (*software*), materiales de oficina y mobiliarios. [↑](#footnote-ref-1)
2. [↑](#footnote-ref-2)
3. El financiamiento para el seguimiento del programa el cual incluye horas hombre y viajes está incluido en el presupuesto de financiamiento de la UGP. Para el caso del BID, los gastos de seguimiento (viajes) están incluidos en los presupuesto de supervisión anuales. Los talleres de capacitación en temas fiduciarios serán cubiertos con recurso de apoyo a la ejecución del equipo fiduciario en CAN/CEC. [↑](#footnote-ref-3)
4. El excedente de consumo se define como la diferencia entre la cuantía que los consumidores estarían dispuestos a pagar por la electricidad que consumen y lo que están pagando realmente. Un incremento de la demanda/consumo de electricidad conllevará un aumento del excedente de los consumidores. [↑](#footnote-ref-4)
5. Línea base PME-2013-2022 (más crecimiento proyectado del 2%). [↑](#footnote-ref-5)
6. Línea base PME-2013-2022 (más crecimiento proyectado del 3.5%). [↑](#footnote-ref-6)
7. Valores medidos en cabecera de alimentadores primarios de distribución. [↑](#footnote-ref-7)
8. Referencia: ARCONEL a diciembre de 2014. [↑](#footnote-ref-8)
9. Valores meta corresponden a resultados a nivel nacional. [↑](#footnote-ref-9)
10. Valores medidos en cabecera de alimentadores primarios de distribución. [↑](#footnote-ref-10)
11. Línea base calculado por el CONELEC a diciembre de 2014. [↑](#footnote-ref-11)
12. Valores meta corresponden a resultados a nivel nacional. [↑](#footnote-ref-12)