Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**ECUADOR**

**Plan de Inversiones en**

**apoyo al avance del cambio de la matriz energética del ecuador**

**(EC-L1223)**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto compuesto por: Carlos B. Echeverría (ENE/CEC) Jefe de Equipo; Natacha Marzolf (INE/ENE) Jefe de Equipo Alterno; Roberto Aiello; Jesús Tejeda; Misa Haratsu; Juan Carlos Cárdenas y Stephanie Suber (INE/ENE); María Julia Molina; Pablo Daza (CAN/CEC); Betina Henning (LEG/SGO); Francisco Echeverría y Marcela Hidrovo (FMP/CEC); Heleno Barbosa (ORP/PTR); Andrea Monje (SCL/GDI) y Roberto Leal (VPS/ESG).

Tabla de Contenido

[I. Introducción 3](#_Toc491518985)

[II. Monitoreo 5](#_Toc491518986)

[Tabla 1. Indicadores de Producto por Componente 5](#_Toc491518987)

[Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos 9](#_Toc491518988)

[2.6 Plan de Ejecución de Proyecto (PEP). 9](#_Toc491518989)

[2.7 Plan Operativo Anual (POA). 9](#_Toc491518990)

[2.10 Plan de Adquisiciones (PA). 9](#_Toc491518991)

[Presentación de Informes 10](#_Toc491518992)

[Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto del Monitoreo 11](#_Toc491518993)

[Tabla 2. Monitoreo - Plan de Trabajo y Presupuesto 12](#_Toc491518994)

[III. Evaluación 13](#_Toc491518995)

[Principales Preguntas de Evaluación 13](#_Toc491518996)

[Metodología de Evaluación de Resultados 13](#_Toc491518997)

[Metodología de Evaluación Económica Ex Post 14](#_Toc491518998)

[Principales Indicadores de Resultados 16](#_Toc491518999)

[Información de los Resultados 17](#_Toc491519000)

[Coordinación, Plan De Trabajo Y Presupuesto De La Evaluación 17](#_Toc491519001)

[Tabla 4. Evaluación - Plan de trabajo y Presupuesto 18](#_Toc491519002)

[Anexo I - Metodología de Cálculo Indicador de Impacto 20](#_Toc491519003)

[Anexo II – Metodología de Cálculo Indicadores de Calidad del Servicio Técnico 21](#_Toc491519004)

# Introducción

* 1. El **Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética del Ecuador** (EC-L1223) busca continuar con las inversiones para expansión, reforzamiento y la mejora de la eficiencia operacional del sistema eléctrico, de acuerdo a lo previsto en el Plan Maestro de Electricidad y el Plan Nacional de Eficiencia Energética.
  2. Para el monitoreo y la evaluación de los resultados esperados del proyecto se utilizarán metodologías Antes y Después, así como el Análisis Económico y Financiero ex post de cada una de las obras financiadas por el programa y será una réplica del modelo utilizado ex ante, que se realizó como parte de los estudios de elegibilidad y factibilidad de las mismas.
  3. En la coordinación e implementación del monitoreo y la evaluación del proyecto intervienen distintas entidades responsables de la coordinación y ejecución de las obras, como MEER, CELEC EP-Transelectric, 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.
  4. A continuación, se detallan los impactos esperados de la operación EC-L1223:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Indicadores** | **Unidad de medida** | **Línea de base** | | **Metas** | | **Medio de verificación** | **Observaciones** |
| **Valor** | **Año** | **Valor** | **Año** |
| Mitigación del cambio climático - Emisiones de CO2 anuales evitadas por desplazamiento de combustibles fósiles de la agroindustria camaronera | TonCO2/año | 0 | 2016 | 38.800 | 2022 | Informe de avance del programa de EE en la agroindustria | A realizar por la Subsecretaría de Eficiencia Energética. |

Ver Metodología de Cálculo en **Anexo I**

# Monitoreo

* 1. **Indicadores.** A continuación, se presentan los indicadores definidos para el monitoreo del avance en la implementación de los principales productos del proyecto Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética del Ecuador (EC-L1223).

**Tabla 1. Indicadores de Producto por Componente**

| **Productos** | | **Costo Estimado (US$)** | **Unidad de medida** | **Línea base 2017** | **Año** | | | | | **Meta final** | **Medio de verificación** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** |
| **Componente I: Expansión y reforzamiento del SNT** | | **182.927.905** |  | | | | | | | | |
| **Subcomponente 1.1. Expansión y reforzamiento de la infraestructura del SNT** | | **98.685.838** |  | | | | | | | | |
| **1.1.1. Ampliación de la Subestación Posorja 138/69kV** | | **14.317.893** | **# Proyectos** | **0** | **0** | **0** | **0** | **1** | **0** | **1** | Informe de avance semestral del proyecto Programación de la Expansión de la Transmisión |
| 1.1.1.1. Instalación de un autotransformador de 67MVA, ampliación del patio de 138kV y modernización del sistema de automatización. | | 14.317.893 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 100 | 0 | 100 |
| **1.1.2. Sistema de Transmisión Las Orquídeas 138kV, 2x125MVA** | | **46.369.755** | **# Proyectos** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **1** | **1** |
| 1.1.2.1. Construcción de una SE de 138/69kV, e instalación de dos autotransformadores de 125 MVA, aislada en gas. | | 43.003.272 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.1.2.2. Construcción de una LT desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la SE Las Orquídeas a 138kV, doble circuito de 0,5 km de longitud. | | 198.147 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.1.2.3. Repotenciación la LT Pascuales - Punto de Seccionamiento conexión del SNT hasta la SE Las Orquídeas a 138kV, doble circuito de 7km de longitud. | | 3.168.336 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| **1.1.3. Sistema de Transmisión Tanicuchí 230/138 kV, 2x75MVA** | | **37.998.190** | **# Proyectos** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **1** | **1** |
| 1.1.3.1. Construcción de una SE de 230/138kV, e instalación de dos autotransformadores de 75 MVA. | | 28.866.372 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.1.3.2. Construcción de una LT desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la SE Tanicuchí a 230kV, doble circuito, 4 km de longitud. | | 1.611.846 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.1.3.3. Construcción de una LT desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la SE Tanicuchí a 138kV, doble circuito, 10km de longitud. | | 2.892.297 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.1.3.4. Construcción de una LT desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la SE Tanicuchí a 138kV, doble circuito, 16km de longitud. | | 4.627.675 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| **Subcomponente 1.2. Reforzamiento del SNT para interconexión regional** | | **84.242.067** |  | | | | | | | | |
| **1.2.1. Sistema de Transmisión La Avanzada 230 kV, 2x75 MVA** | | **44.818.626** | **# Proyectos** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **1** | **1** | Informe de avance semestral del proyecto Programación de la Expansión de la Transmisión |
| 1.2.1.1. Construcción de la SE La Avanzada 230/138kV e instalación de dos autotransformadores de 75 MVA. | | 30.851.480 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.2.1.2. Construcción de una LT desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la SE La Avanzada a 230kV, multicircuito, 4km de longitud. | | 3.583.843 | %\* | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.2.1.3. Construcción de la SE La Avanzada 138/69kV. | | 10.383.303 | # Proyecto | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| **1.2.2. Sistema de Transmisión Cajas 138 kV y Reforzamiento del Sistema de Transmisión Pimampiro - Ibarra 138 kV** | | **39.423.441** | **# Proyectos** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **1** | **1** |
| 1.2.2.1. Construcción de la SE Cajas 138/69kV e instalación de dos autotransformadores de 75 MVA. | | 26.095.846 | % | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.2.2.2. Construcción de una LT desde el punto de seccionamiento del SNT a 138 kV hasta la SE Cajas, multicircuito, 10km de longitud. | | 3.829.615 | % | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.2.2.3. Construcción de la LT Ibarra – Yaguarcocha a 138kV, doble circuito, 11km de longitud y tendido del segundo circuito de la LT Yaguarcocha – Pimampiro a 138kV. | | 6.612.957 | % | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.2.2.4. Ampliación de la SE Ibarra 138kV, equipamiento primario para una bahía de línea de 138kV. | | 1.151.410 | % | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| 1.2.2.5. Ampliación de la SE Pimampiro 138kV, equipamiento primario para una bahía de línea de 138kV. | | 1.733.613 | % | 5 | 10 | 50 | 70 | 90 | 100 | 100 |
| **Componente II: Expansión y reforzamiento del SND** | | **121.218.971** |  | | | | | | | | |
| **Subcomponente 2.1. Reforzamiento de la infraestructura del SND** | | **60.296.792** |  | | | | | | | | |
| 2.1.1. Proyectos de distribución, fiscalizados y energizados | | 60.296.792 | # Proyectos | 0 | 0 | 16 | 37 | 25 | 5 | 83 | Informe de avance semestral del proyecto |
| **Subcomponente 2.2. Electrificación Rural y Urbano Marginal** | | **34.517.417** |  | | | | | | | | |
| 2.2.1. Proyectos de electrificación rural con extensión de red, fiscalizados y energizados | | 34.517.417 | # Proyectos | 0 | 0 | 230 | 259 | 75 | 0 | 564 | Informe de avance semestral del proyecto |
| **Subcomponente 2.3. Electrificación para la Agroindustria** | | **26.404.762** |  | | | | | | | | |
| 2.3.1. Proyectos de distribución para la agroindustria, fiscalizados y energizados | | 24.404.762 | # Proyectos | 0 | 0 | 10 | 22 | 17 | 0 | 49 | Informe de avance semestral del proyecto |
| **Componente III: Apoyo a la implementación del PLANEE y Desarrollo de Capacidades Institucionales** | | **3.808.000** |  | | | | | | | | |
| 3.1. Marco Regulatorio y Normativo del PLANEE elaborado | | 224.000 | Estudio | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | Informe de avance semestral del proyecto |
| 3.2. Normativa de Etiquetado elaborada | | 224.000 | Estudio | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 3.3. Programa de apoyo a la EE en la agroindustria ejecutado | | 2.240.000 | Programa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 3.4. Estrategia para promover la igualdad de género en el sector eléctrico diseñada (Pro-Gender) | | 672.000 | Estrategia | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 3.5. Estrategia para el acceso universal a la energía eléctrica en Ecuador desarrollada | | 448.000 | Estrategia | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| (\*) El avance en % incluye las etapas: | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Para L/T y S/E: Estudios y Diseños (5%), Precontractual (5%) Suministro, Equipos y Materiales (40%), Obras Civiles (20%), Obras Electromecánicas (20%), Pruebas y energización (10%) - Referencia: Esquema de reporte de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad. | | | | | | | | | | |

* 1. Se tomo la muestra de proyectos utilizada durante la preparacion del proyecto para hacer la línea de base. La línea de base se irá actualizando conforme se incluyan la totalidad de las obras a ser financiadas por el proyecto. 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 proyecto.

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

* 1. El Ejecutor del Programa será el MEER, con el apoyo técnico de las EEDs y de CELEC EP-Transelectric, siguiendo el mismo esquema implementado en las operaciones actualmente en ejecución. La aprobación del proyecto se hará en la modalidad de obras múltiples, para lo cual se evaluará una muestra representativa de los proyectos a ser financiados. El proceso de ejecución de los proyectos de distribución tiene como soporte principal de comunicación y monitoreo, el Sistema de Gestión de Proyectos (SIGPRO). Los diferentes tipos de adquisiciones de bienes, obras, y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9.
  2. El MEER, a través de la UGP es el encargado de la planeación y monitoreo de los proyectos del BID. El Ministerio reforzará la UGP para la gestión incremental que demandará este nuevo programa.
  3. La UGP, en coordinación con las EED y CELEC EP-Transelectric realizará, entre otras, las siguientes actividades para la planeación del Programa:
  4. Plan de Ejecución de Proyecto (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 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.
  6. La UGP presentará **semestralmente**, como parte integral de los informes semestrales de seguimiento, el PEP y el POA 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.
  7. El PEP y POA del primer año serán incluidos en el informe inicial de la operación que deriva del Taller de Arranque de la operación. Este informe inicial debe contener como mínimo, la siguiente, información: (i) estado de ejecución del proyecto, discriminado por componentes; (ii) el plan de adquisiciones del programa incluyendo presupuesto y proyecciones de desembolsos; (iii)  indicadores con metas y resultados previstos; (iv) indicadores de productos para cada componente, de acuerdo a la Matriz de Resultados y el cronograma de su implementación.
  8. 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 proyecto. El PA informa sobres las adquisiciones y contratos que se ejecutarán de conformidad con las “Políticas para Adquisiciones de bienes y obras financiadas por el Banco”   
     (GN-2349-9) y las “Políticas para la selección y contratación de consultores financiadas por el Banco” (GN-2350-9) de conformidad con lo establecido en el Contrato de Préstamo. El PA debe ser presentado 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 proyecto.
  9. En cuanto al monitoreo del proyecto, **los principales medios de verificación corresponden a documentos administrativos y contractuales del MEER**, a saber: (i) informes semestrales de avance de ejecución, (ii) informe de evaluación de medio término, (iii) informes de avance físico y financiero de los proyectos ejecutados por las EEDs y por CELEC EP-Transelectric.
  10. El Equipo de Proyecto, realizará **Visitas de Inspección** anuales con la finalidad de monitorear las actividades del proyecto. También se apoyará de Misiones de Administración anuales con el objetivo de analizar los avances del proyecto y tratar temas específicos identificados.
  11. Finalmente, durante la ejecución del proyecto, la UGP presentará anualmente al Banco los reportes financieros auditados del proyecto. Para el efecto contratará la **Auditoría Financiera** correspondiente, en los términos establecidos en las Condiciones Generales del Contrato de Préstamo.

Presentación de Informes

* 1. Durante la ejecución del programa se prevé la entrega de **Informes Semestrales** para conocer el avance del proyecto. Dichos informes serán elaborados por la UGP y entregados a la División de Energía del BID, a través del Jefe de Equipo, a más tardar 60 días posteriores al cierre de cada semestre e incluye la actualización de la matriz de riesgo.
  2. Este informe tiene por finalidad presentar al Banco los resultados alcanzados en la ejecución del PEP y el PA, así como informar sobre el estado de ejecución de los contratos y programa de inversiones del proyecto. 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 proyecto, en base a los indicadores acordados bajo la Matriz de Resultados.

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 proyecto; (v) descripción de los procesos de licitación llevados a cabo; (vi) evaluación general del desempeño de las firmas contratistas; (vii) informe de gestión socio ambiental del proyecto, incluyendo cronogramas, resultados y medidas implementadas para dar cumplimiento al IGAS, (viii) proyección de ejecución física y financiera del programa, (ix) una sección identificando posibles desarrollos o eventos que pudieran poner en riesgo la ejecución del proyecto; (x) el Plan de Adquisiciones; y, (xi) hallazgos y recomendaciones identificados en el período ejecutado.

* 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.

Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto del Monitoreo

* 1. La UGP es la responsable, entre otras, de las siguientes actividades, (i) la planificación de la ejecución del programa; (ii) la preparación y actualización de los informes semestrales de avance de ejecución, los que incluirán las actualizaciones del PEP, POA y PA; (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, resultados e impacto, su procesamiento y análisis; (v) la preparación de los reportes financieros, (vi) la contratación de las auditorías financieras, (vii) la contratación de las evaluaciones intermedia y final del programa; y (viii) el mantenemiento de la información relevante sobre la ejecución y el monitoreo de las actividades del programa y sus recursos; de forma ordenada, accesible y actualizada.
  2. Por su parte el BID, a través del Jefe de Equipo de Proyecto es responsable de coordinar y asegurar que el plan de monitoreo 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 extraordinarios.
  3. 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.

Tabla 2. Monitoreo - Plan de Trabajo y Presupuesto

| **Principales actividades de seguimiento/Productos por actividad** | | **2018** | | | | | | **2019** | | | | | | | | | | | | | **2020** | | | | | | | | | | | | **2021** | | | | | | | | | | | **2022** | | | | | | | | | | **Responsable** | **Costo** | **Financiamiento** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **T1** | | **T2** | | **T3** | **T4** | **T1** | | **T2** | | | | **T3** | | | | **T4** | | | **T1** | | | | **T2** | | **T3** | | **T4** | | | | **T1** | | | **T2** | | | **T3** | | **T4** | | | **T1** | | **T2** | | | **T3** | | **T4** | | | **(US$)** |
| [[1]](#footnote-1)Actividades de Monitoreo[[2]](#footnote-2) | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | | |  | | |  | |  | | |  | |  | | |  | |  | | |  |  |  |
| 1.Taller de Arranque de la Operación | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | | |  | | |  | |  | | |  | |  | | |  | |  | | | MEER / BID | 30.000 | 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 | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | | |  | | |  | |  | | |  | |  | | |  | |  | | |
| **Componente I – Expansión y reforzamiento del SNT** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información | |  | |  | |  |  |  | |  | | | | | |  | |  | | | | |  | |  | |  | |  | | |  | | |  | | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  | | | MEER - UGP | | 40.000 | MEER |
| **Componente II – Expansión y modernización del SND** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información | |  | |  | |  |  |  | | | |  | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | | |  | | | |  | | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  | | MEER - UGP | | | 40.000 | MEER |
| **Componente III – Apoyo a la Implementación del PLANEE** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | |  | | | | |  |  | |  | | |  | |  | | MEER - UGP | | | 40.000 | MEER |
| **Componente IV – Desarrollo de capacidades institucionales** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | |  | | | | |  |  | |  | | |  | |  | | MEER - UGP | | | 10.000 | MEER |
| **Procesamiento y Análisis de información** |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | |  | | | | |  |  | |  | | |  | |  | | MEER - UGP | | | 10.000 | MEER |
| Informe de avance semestral del proyecto |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | |  | | | | |  |  | |  | | |  | |  | | MEER - UGP | | | 20,000 | MEER |
| **TOTAL** |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  | |  | |  | | | 190,000 |  |

# Evaluación

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

#### La evaluación de medio término será contratada por el OE en un plazo máximo de dos meses después de que se desembolse el 50% de los recursos del préstamo, y se entregará 120 dìas despues de contratada. El OE realizará esta evaluación intermedia para verificar el cumplimiento en la ejecución general del proyecto y el avance hacia la consecución de metas de la Matriz de Resultados.

#### Esta evaluación se realizará siguiendo el formato de PCR e identificará si el proyecto 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 Contrato de Préstamo, y en el MOP. La evaluación de medio término deberá orientar a los ejecutores del proyecto respecto a ajustes estratégicos y operativos que fuesen necesarios adoptar.

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

#### La Evaluación Final se realizará en formato de PCR. La misma que deberá estar contratada por el OE en el momento de solicitar el último desembolso de los recursos del préstamo y se entregará 90 días después del misma.

#### **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 AT, MT y BT?; ¿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?, ¿El Programa contribuye al aumento de cobertura eléctrica del Ecuador?, ¿El programa contribuye a la conversión a electricidad en la agroindustria camaronera del Ecuador?.

#### **Metodología de Evaluación de Resultados**

#### La evaluación consistirá en una evaluación de medio término, y una final, que incluye un análisis económico y 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 versús los costos planeados; y además si con los costos incurridos y los beneficios obtenidos con la ejecución del proyecto el mismo generó valor para la sociedad.

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

1. Relevancia: ¿Los resultados del proyecto fueron consistentes con las áreas estratégicas y prioridades de país identificadas?
2. Efectividad: ¿Los resultados del proyecto son consistentes con sus objetivos originales o modificados?
3. Eficiencia: ¿El costo del proyecto fue costo-efectivo? ¿Fue el proyecto la opción menos costosa? Si el proyecto 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.

#### **Metodología de Evaluación Económica Ex Post**

#### Se utilizarán la metodología Análisis Costo-Beneficio ex Post para medir los indicadores de resultado del Programa.

#### El análisis económico y financiero 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 elaboración 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.

#### Resumen de Principales Supuestos, Fundamentos y Fuentes de Información de la Evaluación ExPost:

| **Proyecto** | **Costo/Beneficio** | **Fundamento Cualitativo** | **Fuente(s) de Información** |
| --- | --- | --- | --- |
| **CI. Expansión y Reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión** | **Mayor Venta de Energía** | La mayor capacidad instalada permitió suplir el crecimiento de la demanda energética de 5 EED´s | Capacidad Instalada (MVA) y proyec demanda (MVA) de subestaciones de transmisión existentes en zona de influencia: Ibarra; Posorja (más SE Móvil); Mulaló; Policentro y Machala (Fuente TRANSELECTRIC).  Capacidad Nuevos Proyectos de Transmisión (en MVA). (Fuente TRANSELECTRIC)  Cargo por Transmisión (US$/kW-Mes). Fuente: Estadística Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL. |
| **Costo Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos operacionales, así como de mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual respecto del monto a invertido | Fuente: Se determina sobre la base de porcentaje de AO&M por sobre el activo de transmisión. Estadística Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL. |
| **Beneficio del Consumidor** | La disponibilidad de energía es percibida por el consumidor final como un beneficio representado como el área bajo la curva de demanda. Depende del Precio y cantidad de energía consumida, así como de la Elasticidad Precio de la Demanda. La energía que fluye a cada EED se determina mediante la demanda (MVA) y los Factores de Carga de cada EED. | Fuentes adicionales de información:  Factor de Carga de cada EED (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL); y Elasticidad Precio de la Demanda, como valor típico de la industria aportado por el Consultor: -0.2 (Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Mayor Exportación Regional** | Proyecto Tanicuchí libera 66 MVA del corredor de 138 kV y Proyecto La Avanzada, mejora condiciones de voltaje y maniobrabilidad para exportaciones a Perú. | Fuente: Estadísticas Anuales Sector Eléctrico. ARCONEL, para valores Base de energía exportada y sus precios. |
| **Costo Variable de Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Costos Variables de Generación, Estadísticas Anuales Sector Eléctrico. ARCONEL  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto requiere usar combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Consumo de combustible para la generación. Estadísticas Anuales Sector Eléctrico. ARCONEL.  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York).  Costo Nacional de Combustibles: Informa Anual EP Petroecuador. |
| **Costo Adicional Distribución** | El beneficio del consumidor final sólo es posible si se realizan en distribución las obras adicionales para el flujo de este gran bloque de potencia. Se utilizará el valor de la inversión adicional y sus costos de operación y mantenimiento. | Energía Distribuida, Inversiones y Costos de Operación y Mantenimiento por cada EED. Se obtienen los baremos de inversión y Costos unitarios en US$/kWh y se multiplican por el aumento anual en el flujo de energía del proyecto. (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **CII.1 Expansión y Reforzamiento de la Infraestructura de distribución** | **Mayor Venta de Energía** | La mayor capacidad instalada permite suplir el crecimiento de la demanda energética a nivel de Consumidores Finales. | Capacidad de instalaciones relevantes (MW), con /sin proyecto y demanda (Dir. Distribución MEER).  Tasa de crecimiento anual de la demanda por EED y Factor de Carga Anual por EED (Estadística del Sector Eléctrico, ARCONEL) Se considera potencia facturada a cada EED y su respectiva energía anual vendida.  Precio Medio de Venta por EED (Estadística del Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **Menor Energía No Suministrada** | Al evitar o reducir la duración de interrupciones se evita pagar futuras compensaciones a clientes conforme el Costo de Energía No Suministrada. | Costo de Energía No Suministrada (CENS): 1533 US$/MWh (Methodolgy for Estimating the Cost of Energy Not Supplied – Ecuadorian Case-. Paul Vasquez y Ángel Vaca)  Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García (2016) |
| **Mayor Compra de Energía** | La mayor energía que es posible abastecer con proyecto, debe ser comprada por cada EED a sus proveedores (Transmisión y Generación). El precio de esta transacción se refleja en las estadísticas como Precio Medio de Compra. | Pérdidas Técnicas y Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **Costos de Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos operacionales, así como de mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto a invertir. | Fuente: (Estadística del Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **Beneficio del Consumidor Final** | La disponibilidad de energía es percibida por el consumidor final como un beneficio representado como el área bajo la curva de demanda. Depende del Precio y cantidad de energía consumida, así como de la Elasticidad Precio de la Demanda. | Fuentes adicionales de información:  Precio Medio de Venta por EED (Estadísticas del Sector Eléctrico, ARCONEL) y Elasticidad Precio de la Demanda, como valor típico de la industria aportado por el Consultor: -0.2 (Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Costo Variable de Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Costos Variables de Generación y  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto requiere usar combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Requerimientos de combustible en la generación. (Estadística del Sector Eléctrico, ARCONEL).Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: EP Petroecuador. Febrero 2017. |
| **CII.2 Proyectos FERUM** | **Mayor Venta de Energía** | La formalización, conexión e incorporación como clientes a las Viviendas Sin Suministro permite incrementar la facturación de energía. Además, el proyecto normaliza la condición técnica de cada zona que propicia el crecimiento de clientes en el futuro, así como su incorporación al Programa de Cocción Eficiente. | Viviendas Sin Suministro (Vss) y Vviendas Con Suministro (Vcs); Consumo Medio Mensual; Crecimiento Clientes (Informe Anual Gerencia Programa FERUM, MEER).  Tarifa Residencial (Pliego Tarifario 2017)  Hipótesis proyección cobertura programa PEC (Gerencia Programa FERUM).  Consumo medio por Cocina Eléctrica de Inducción (Entrevista del Consultor a diversos usuarios: 40 kWh/Mes) |
| **Mayor (Menor) Compra de Energía** | Se estima que, sin proyecto, un 70% de las Vss consumen energía de forma informal.  Con Proyecto consumen menos ante la señal del cobro mensual. | Factor Sobreconsumo con conexión informal. (Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016.  Pérdidas Técnicas y Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Costo de Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos operacionales, así como de mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto a invertir. | Fuente: Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García (2016) |
| **Costo Comercialización** | La incorporación de nuevos clientes incrementa las actividades del ciclo comercial (lectura, facturación y recaudación; gestión de morosidad, atención comercial, etc.) de forma proporcional. | Pliegos Tarifarios ARCONEL |
| **Beneficio del Consumidor** | La disponibilidad de energía es percibida por el consumidor final como un beneficio representado como el área bajo la curva de demanda. Depende del Precio y cantidad de energía consumida, así como de la Elasticidad Precio de la Demanda. | Fuentes adicionales de información:  Precio Medio de Venta por EED (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL) y Elasticidad Precio de la Demanda, como valor típico de la industria aportado por el Consultor: -0.2 (Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Reemplazo de Energías Sustitutas** | La porción de Vss sin conexión informal, utilizan fuentes de energía relativamente más caras y en menor cantidad. | Valores típicos de energías sustitutas (Po y Qo) y Elasticidad Precio de la Demanda, empleados en proyectos FERUM. (Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Beneficio Consumo CEIs** | Los clientes beneficiados con el proyecto pueden entrar al programa PEC y ahorrar el gasto anual de GLP en cocción de alimentos. | Cantidad y costos mensuales de cilindros GLP por vivienda.  (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL)  (Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Costo Variable de Generación** | El mayor (o menor) flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor (o menor) generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Costos Variables de Generación (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL)  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles Generación** | La mayor (o menor) generación demandada por el proyecto implica aumentar (o reducir) el uso de combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Requerimientos de combustible en la generación. (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL).  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: EP Petroecuador. Febrero 2017. |
| **CII.3. Repotenciación y extensión de redes de distribución para energizar la Agroindustria.** | **Venta de Energía** | La conexión de la agroindustria al sistema eléctrico permite una facturación de energía asociada. | Hectáreas de cultivo y potencia a instalar, para bombeo y aireación por hectárea, empresas camaroneras (Proyecto SIGDE, MEER).  Proyección diaria pleamar, para 365 días (J. García)  Tarifa Media Tensión Horaria, para Bombeo de Agua (Pliego Tarifario 2017) |
| **Mayor Compra de Energía** | La mayor energía que es posible abastecer con proyecto, debe ser comprada por cada EED a sus proveedores (Transmisión y Generación). El precio de esta transacción se refleja en las estadísticas como Precio Medio de Compra. | Pérdidas Técnicas y Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL). |
| **Costo de Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos operacionales, así como de mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto a invertir. | Fuente: Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García (2016) |
| **Costo Comercialización** | La incorporación de nuevos clientes incrementa las actividades del ciclo comercial (lectura, facturación y recaudación; gestión de morosidad, atención comercial, etc.) de forma proporcional. | Se estima el costo unitario según lo reconocido tarifariamente 1.414 US$/Cliente-Mes (Pliego Tarifario 2017) |
| **Costo Inversión Agroindustria** | Para conectarse al sistema y utilizar la energía eléctrica deben construir y adecuar redes y equipamiento. | Inversión media estimada por hectárea de cultivo (Prefactibilidad para conectar camaroneras del litoral ecuatoriano a las redes eléctricas de distribución, ESPOL TECH EP, para MAGAP, 2015) |
| **Mayor Productividad** | Se estima que los métodos de bombeo y aireación a implementar eléctricamente permiten incrementar la productividad de cultivo del camarón. | Boletín Cámara Nacional de Acuicultura, Precios y Tamaños del Camarón |
| **Sustitución de Combustible** | Sin proyecto, los requerimientos de energía de la agroindustria se suplen con Diésel. Éste es comprado en el mercado local. Con proyecto se acaba esta necesidad. | Precio Local del Diésel (Estadísticas Anuales EP PetroEcuador FEB 2017) |
| **Ahorro mantenimiento motobombas** | Al reemplazar las motobombas a diésel, su mantenimiento tampoco es requerido. | Costo mantenimiento motores diésel por hectárea de cultivo (Prefactibilidad para conectar camaroneras del litoral ecuatoriano a las redes eléctricas de distribución, ESPOL TECH EP, para MAGAP, 2015) |
| **Ahorro subsidio combustible agroindustria** | Al reducir el uso de diésel por la agroindustria, también se reduce el subsidio aportado por el Gobierno de Ecuador. | Hectáreas de cultivo agroindustria.  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi, Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: Informe Anual EP Petroecuador |
| **Costos de Operación y Mantenimiento redes y equipos eléctricos agroindustria** | Las redes y equipos eléctricos incorporados por la requieren mantenimiento, y se estiman como un porcentaje de la inversión total. | Porcentajes de operación y mantenimiento empleados en proyectos del sistema de distribución. (Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García, 2016) |
| **Costo Variable de Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Costos Variables de Generación y  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto implica aumentar el uso de combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Consumo de combustible en la generación. (Estadísticas Sector Eléctrico, ARCONEL)  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: Informe Anual EP Petroecuador. |
| **CIII. Programa de eficiencia energética en la Agroindustria** | **Menor Costo Generación** | El proyecto reducirá el requerimiento de energía del proyecto, por tanto, demanda una menor generación | Costos Variables de Generación y  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico, ARCONEL) |
| **Menor Subsidio al Combustible en Generación** | La menor generación demandada por el proyecto implica reducir el uso de combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Consumo de combustible en la generación. (Estadísticas Sector Eléctrico, ARCONEL)  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: Informe Anual EP Petroecuador. |

#### La informaciòn requerida para la evaluación ex post será recopilada anualmente en el informe semestral de progreso correspondiente al segundo semestre de cada año. Este semestre presentará una síntesis de los indicadores anuales requeridos para la evaluación expost del programa.

#### **Principales Indicadores de Resultados**

Tabla 3. Indicadores de Resultados

| **Resultados Esperados** | **Unidad de medida** | **Línea de base** | | **Intermedios** | | **Metas** | | **Medio de verificación** | **Observaciones** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Valor** | **Año** | **Valor** | **Año** | **Valor** | **Año** |
| **Componente I – Expansión y reforzamiento del SNT** | | | | | | | | | |
| Megavatios disponibles para intercambios regionales desde Ecuador. | MW | 451 | 2016 | 451 | 2019 | 591 | 2022 | Informe de operación interconexiones eléctricas. Transelectric. |  |
| **Componente II – Expansión y modernización del SND** | | | | | | | | | |
| FMIk: Frecuencia media de interrupciones por kVA | fallas/año | 5,59 | 2016 | 5,11 | 2019 | 4,78 | 2022 | Informe Semestral del programa | Ver en Anexo II – Metodología de Cálculo Indicadores de Calidad del Servicio Técnico |
| TTIk: Tiempo Total de interrupciones (horas) | horas/año | 6,41 | 2016 | 5,98 | 2019 | 5,62 | 2022 |
| Viviendas adicionales atendidas por el programa FERUM | N° de viviendas | 0 | 2016 | 1.862 | 2019 | 16.680 | 2022 | Se incluyen viviendas con nuevo servicio y con servicio mejorado. |
| Agroindustrias camaroneras con servicio eléctrico en uso, atendidas por el programa | N° de fincas | 0 | 2016 | 82 | 2019 | 400 | 2022 | - |

#### **Información de los Resultados**

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

#### Este informe siguiendo el formato PCR será sometido a aprobación por parte del BID.

#### Los resultados de la evaluación final y del análisis económico y financiero ex post serán publicados en la página web del BID con previo consentimiento del Ministerio de Finanzas y del MEER, mientras que los informes de progreso serán publicados confidencialmente en ezShare.

#### **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 de 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** | **2018** | | | | **2019** | | | | **2020** | | | | **2021** | | | | **2022** | | | | **Responsable** | **Costo** | **Financiamiento** |
| **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$)** |
| **Componente I – Expansión y reforzamiento del SNT** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos finales, visitas de campo |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 10.000 | BID |
| **Componente II – Expansión y modernización del SND** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos de finales, visitas de campo |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 10.000 | BID |
| **Componente III – Implementación del PNCE** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos finales |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 2.000 | BID |
| **Componente IV. Desarrollo de capacidades institucionales** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Procesamiento y Análisis de información |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 80.000 | BID |
| Evaluación de medio termino |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 40.000 | MEER |
| 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 |
| Informe final de evaluación de proyecto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MEER - UGP | 50.000 | MEER |
| **TOTAL** | | | | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |  | 262.000 |  |

1. 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: Requisitos y acuerdos fiduciarios.

#### El presupuesto asignado para auditorías es de US$150 mil, monto financiado con el recursos BID del Préstamo, el IVA será financiado con recursos de contraparte local.

# Anexo I - Metodología de Cálculo Indicador de Impacto

**Mitigación del cambio climático:**

Emisiones de CO2 anuales evitadas por desplazamiento de combustibles fósiles de la agroindustria camaronera.

**Estimación:**

La estimación del impacto ambiental por menor emisión de gas de efecto invernadero (CO2), al reemplazar el uso de diésel por electricidad en la industria camaronera (involucrada en este financiamiento), se basa en la siguiente equivalencia[[3]](#footnote-3),[[4]](#footnote-4);

* 1 galón de diésel se asocia a 9.88 kg de CO2
* La industria camaronera ocupa en promedio 277 galones / año por hectárea
* El programa involucra a 400 fincas que totalizan 16.190 hectáreas
* Se un 10% de uso de diésel ante falta de energía eléctrica

Con tales referencias y considerando un 12.5% de falta de servicio eléctrico en el año, se asume que con la ejecución del programa se evitarán 38.800 ton de CO2 /año.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 276,60 | Galones por Ha/año | |
| 9,88 | Kg de CO2 por galón | |
| 2.732,77 | Kg de CO2 por Ha/año | |
| 16.190,00 | Ha |  |
| 44.243.480,85 | Kg de CO2 /año | |
| 44.243,48 | Ton de CO2 /año | |
| 38.713 | Ton de CO2 /año – EC-L1223 |  |

Contando con el dato de Hectáreas asociadas a las fincas que a lo largo del programa se van conectando a la red eléctrica, se tendrá el control de avance de este indicador de impacto.

# Anexo II – Metodología de Cálculo Indicadores de Calidad del Servicio Técnico

**Indicadores de Calidad del Servicio Técnico**

Basados en la Regulación sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución N° 004/01 emitida en abril de 2001, por Consejo Nacional de Electricidad (actual ARCONEL).

Se realizan controles en función a Índices globales por empresa y por alimentador de medio voltaje. El período de control es anual, por tanto, las empresas distribuidoras presentan informes anuales al ARCONEL, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes. **El cálculo de los índices de calidad se efectúa para cada mes del año considerado y para el año completo (Índice Anual).**

Para el cálculo de los índices de calidad de servicio se consideran todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos (programadas y no programadas), incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No son consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

Para la determinación de los índices se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Medio Voltaje de Distribución, es decir a nivel de alimentadores primarios

**a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado - FMIK (**Expresada en fallas por kVA).

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio;

FMIK = ∑i kVAfsi / kVAinst

kVAfsi; Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones “i”.

kVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados

**b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado – TTIK** (Expresado en horas por kVA)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

TTIK = (∑i kVAfsi \* Tfsi) / kVAinst

Tfsi : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción ''i''

Los siguientes son los valores referenciales para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables según la Regulación de ARCONEL:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Índice | Lim FMIK | Lim TTIK |
| Red | 4.0 | 8.0 |
| Alimentador Urbano | 5.0 | 10.0 |
| Alimentador Rural | 6.0 | 18.0 |

1. [↑](#footnote-ref-1)
2. 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 presupuestos 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-2)
3. Estudio realizado por la Escuela Superior Politécnica del Litoral (SPOL), del Ecuador (XV CONGRESO ECUATORIANO DE ACUICULTURA Y AQUAEXPO 2013) [↑](#footnote-ref-3)
4. MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD Y LA COMPETITIVIDAD DE LA CADENA DE VALOR DEL CAMARON (Ing. Edgar Cabrera, PhD. Alfredo Barriga, Ing. Karina Santos Naranjal, Ecuador 30/08/2016) [↑](#footnote-ref-4)