Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**Bolivia**

Programa de Expansión de Infraestructura Eléctrica

**(BO-L1190)**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

**Índice**

I. Descripción del Proyecto 1

A. Objetivos y Componentes 1

B. Esquema de Ejecución 2

II. Monitoreo del programa 2

III. Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos 5

IV. Coordinación, Plan de Trabajo, y Presupuesto del Seguimiento 6

V. Evaluación 10

A. Principales Preguntas de Evaluación. 10

B. Análisis Costo Beneficio Ex-Ante del Proyecto de Muestra. 10

C. Indicadores de Resultados y su Metodología 12

D. Cronograma y Presupuesto del Relevamiento de los Indicadores de Resultados 17

E. Metodología de evaluación ex post. 17

F. Presupuesto indicativo 17

G. Equipo de Evaluación 17

H. Cronograma 17

1. Descripción del Proyecto
2. Objetivos y Componentes
   1. El objetivo de esta operación es apoyar la sostenibilidad de la matriz energética de Bolivia para promover la reducción de emisiones de CO2, mediante el desarrollo de infraestructura eléctrica que permita la integración de los SA al SIN y la promoción del uso eficiente de la electricidad. Los objetivos específicos del programa son reducir el consumo de diésel el consumo de diésel en el SA de San Ignacio de Velasco mediante su interconexión al SIN y, reducir el consumo de energía eléctrica en los Sistemas de AP de los dos municipios mediante la implementación de medidas de EE. Para lograr estos objetivos, el programa comprende dos componentes:
   2. **Componente 1: LT** **Los Troncos – San Ignacio (US$54,5 millones).** Bajo este componente se busca integrar al SIN el SA de San Ignacio de Velasco, lo que permitirá: (i) eliminar el uso de diésel para generación eléctrica en dicho SA; (ii) optimizar la operación del sistema eléctrico de San Ignacio de Velasco mejorando la calidad del servicio en el área; y (iii) la futura extensión de la red de transmisión para conectar nuevos usuarios al servicio eléctrico. Bajo este componente se financiará, específicamente: (i) la construcción de la LT San Ignacio de Velasco – Los Troncos con una longitud aproximada de 238 km; (ii) las obras y equipos para la construcción de la SE San Ignacio; y (iii) las obras y equipos para la construcción de la bahía de salida de la SE Los Troncos.
   3. **Componente 2. Eficiencia Energética en Alumbrado Público (US$16,5 millones).** Bajo este componente se financiará el reemplazo de luminarias convencionales por luminarias eficientes en los sistemas de AP (avenidas, calles y parques) de los GAM de dos ciudades. El reemplazo permitirá: (i) lograr ahorros energéticos y económicos, contribuyendo a reducir emisiones de CO2, así como demostrar su viabilidad para extender la implementación a otros municipios; (ii) mejorar el rendimiento visual, el ambiente y la seguridad de los entornos urbanos con respecto al resto de tecnologías; y (iii) fortalecer las capacidades institucionales en materia de EE de los GAMs y de las instituciones beneficiadas con las inversiones del programa. Bajo este componente se financiará la adquisición e instalación de las nuevas luminarias LEDs, la corrección de postes y brazos, la implementación de un plan de disposición final de las luminarias reemplazadas y, adicionalmente la implementación del programa P que beneficiará hasta 500 familias.
   4. **Gestión y Administración del Proyecto (US$11 millones).** Bajo este rubro se financiará, para cada componente según corresponda: (i) costos de ingeniería y administración del proyecto; (ii) costos de manejo y gestión social; (iii) costos de manejo de impactos socioambientales y compensaciones; (iv) complementación de diseños, estudios, ruteo y topografía; (v) supervisión; y (vi) evaluación y monitoreo. El presupuesto incluye asimismo un monto para auditoria, y contempla contingencias de los costos directos de suministro y montaje.
3. Esquema de Ejecución
   1. **Prestatario y Organismos Ejecutores.** El programa contará con dos organismos ejecutores, uno para cada componente. El Componente 1 será ejecutado por la ENDE y el Componente 2 por el VMEEA, a través del PEVD. Ambos organismos ejecutores cuentan con un amplio conocimiento y experiencia en ejecución de proyectos financiados por del BID y otros organismos multilaterales. ENDE y PEVD conformaran las respectivas Unidades Ejecutoras conformadas como mínimo de:
   2. Componente I (ENDE): un coordinador del programa, tres técnicos, especialista en adquisiciones, persona de apoyo en adquisiciones, especialista financiero, abogado, especialista ambiental y social, especialista de seguimiento y control, y especialista administrativo. El equipo propuesto será el mismo equipo que será conformado para la ejecución del Subcomponente I.1 y el Componente II del Programa de Electrificación Rural II (3725/BL-BO).
   3. Componente II (PEVD): se propone que parte del personal de la Unidad Ejecutora del Componente I.2 y I.3 del Programa de Electrificación Rural II (3725/BL-BO) y del Programa de Electrificación Rural con Energía Renovable (PERER) (GRT/NV‑14258‑BO), conformen la Unidad Ejecutora para el Componente II del presente programa. Se propone que la UEP esté conformada por: un coordinador del programa, dos técnicos, especialista en adquisiciones, especialista financiero, contador, abogado, especialista ambiental y social, y especialista de planificación, seguimiento y control. Adicionalmente, los GAM deberán designar un profesional técnico del área de AP para la fiscalización. El VMEEA designará un especialista en EE para la coordinación y seguimiento de actividades ejecutadas por el PEVD bajo este componente. Serán condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso que: (i) la ENDE haya designado el Coordinador del Componente 1; y (ii) el PEVD haya designado el Coordinador del Componente 2. Estas condiciones son fundamentales para garantizar que el prestatario estará preparado para iniciar la ejecución del programa en los términos acordado con el BID.
   4. Las UEP estarán encargados de implementar y supervisar el programa, definir y aprobar los Planes Operativos Anuales (POA), proporcionar información que permita al Banco hacer seguimiento y evaluación de los resultados del programa.
4. Monitoreo del programa
   1. El objeto del monitoreo es evidenciar los avances en la implementación de los principales productos del Programa de Expansión de Infraestructura Eléctrica (BO-L1190). El monitoreo y seguimiento del Proyecto se realizará sobre la base de Hitos Verificables Específicos por Producto, en relación directa con los Resultados programados, con mediciones mensuales-trimestrales y anuales durante su implementación, dirigidas a determinar el cumplimiento de metas y la materialización de productos en los plazos previstos.
   2. El Anexo II del POD – Matriz de Resultados del Proyecto, contiene la programación detallada de los indicadores de resultado, productos esperados e hitos verificables, de acuerdo con el Plan Operativo Anual (POA) y Programa de Ejecución del Proyecto (PEP), considerando la información de línea de base respecto de la cual se medirá la ejecución y desempeño de la operación a lo largo del período de ejecución; las unidades de medida definidas, costos asociados y metas anuales y de fin de proyecto.
   3. Los resultados, productos e hitos determinados, las metas y costos asociados programados, factores determinantes en la ejecución y lecciones aprendidas, serán considerados dentro del Reporte de Monitoreo del Proyecto (PMR) de la operación.
   4. La evolución de los indicadores, productos e hitos verificables, será recogida de forma semestral en los informes de avance de la operación que preparará la UEP, y serán reflejados en los informes PMR a preparar por el Especialista Sectorial y Analista de Operaciones a cargo.
   5. En el cuadro siguiente se define la matriz de evaluación y seguimiento para los indicadores de producto de la operación, de acuerdo a la Matriz de Resultados definida. La UEP 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.

**Cuadro 1. Programa de Expansión de Infraestructura Eléctrica – BO-L1190**

**Indicadores de Producto por Componente**

| **Indicador por Componente** | **Unidades** | **Frecuencia de Medición** | **Medio de Verificación** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Componente 1: LT Los Troncos – San Ignacio** | | | |
| Kilómetros de LT construidos | Kms | Semestral (en coincidencia con el Informe del semestre) | Reportes de ejecución de las ENDE con información levantada por las empresas supervisoras, en base a los informes de avance de obra. |
| Bahía de salida de línea - Subestación Los Troncos construida | Bahía | Semestral (en coincidencia con el Informe del semestre) | Reportes de ejecución de las ENDE con información levantada por las empresas supervisoras, en base a los informes de avance de obra. |
| Subestación San Ignacio de Velasco construida | Subestación | Semestral (en coincidencia con el Informe del semestre) | Reportes de ejecución de las ENDE con información levantada por las empresas supervisoras, en base a los informes de avance de obra. |
| **Componente 2. Eficiencia Energética en Alumbrado Público** | | | |
| Luminarias LED instaladas en un municipio interconectado al SIN (LPI) | Luminarias | Semestral (en coincidencia con el Informe del semestre) | Informes de avance del PEVD con información levantada por las empresas supervisoras. |
| Luminarias LED instaladas en un municipio ubicado en un SA (LPI) | Luminarias | Semestral (en coincidencia con el Informe del semestre) | Informes de avance del PEVD con información levantada por las empresas supervisoras. |
| Familias graduadas del Programa P (SD) | Familias | Semestral (en coincidencia con el Informe del semestre) | Informes de avance del PEVD con información levantada por las empresas supervisoras. |

1. Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos
   1. Los productos serán monitoreados durante toda la ejecución del proyecto, a partir de hitos verificables, teniendo como insumo principal el informe semestral de progreso de la operación, visitas de inspección, informes de la Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP), con respecto a la supervisión de los productos y misiones de administración. El Plan de Monitoreo, el cual se traducirá en el PMR, proveerá hitos anuales y seguirá el progreso de los productos con unidades de medida claramente definidas, así como sus costos asociados. Por otro lado, los resultados serán monitoreados en función de los términos establecidos en el contrato de préstamo, preliminarmente un informe de medio término y otro al cierre.
   2. Los indicadores de resultado y los productos y medios de verificación propuestos, pretenden optimizar el uso de la información que la UEP recolectará por sí, por los operadores eléctricos, ENDE o a través de servicios de consultorías que desarrollará durante la ejecución del programa y aquella que será obtenida directa o indirectamente durante la ejecución de las actividades correspondientes.
   3. Los reportes de ejecución semestrales que preparará la UEP, en calidad de coordinador del Programa, y que presentará al Banco en marzo y septiembre de cada año, contendrán un resumen de los informes de avance con respecto a los hitos definidos, productos determinados y actividades inherentes y de los reportes internos de la fiscalización del programa.
   4. El costo de preparación de información para el seguimiento de la operación está incluido en los financiamientos del Banco (a través de los contratos de supervisión externa de obras o fiscalización interna), y del componente de Administración y Seguimiento del Programa.
   5. Para el monitoreo y evaluación del Programa se utilizarán los siguientes instrumentos:
   6. **Informe semestral de progreso.** Este instrumento tiene por finalidad presentar un reporte de la ejecución del proyecto, semestralmente, en los meses de marzo y septiembre. El informe semestral a septiembre abarca data de enero a junio, mientras que el reporte a marzo corresponde al periodo de julio a diciembre.
   7. Este informe se presenta de acuerdo a un formato definido entre la Representación del Banco en Bolivia y el prestatario, y se compone de los siguientes segmentos:
      1. **Resumen Ejecutivo.** Analiza la ejecución física y financiera del proyecto, y los contenidos desarrollados en el Reporte de Monitoreo del período correspondiente. Incluye un análisis de los fondos desembolsados, el cumplimiento de las recomendaciones de auditoría externa, temas generales, lecciones aprendidas y los próximos pasos a seguir.
      2. **Reporte de Monitoreo.** Provee la información general y de detalle de la operación. Analiza la programación desarrollada vs. la planificada en referencia a los impactos y resultados del proyecto. Analiza el avance y logro de los productos e hitos definidos en la matriz de resultados, tanto física como financieramente.
      3. **Plan de Ejecución del Proyecto (PEP) y Plan Operativo Anual (POA).** El PEP y el POA consolidan todas las actividades que serán desarrolladas durante determinado período de ejecución, por producto y cuenta con un cronograma físico financiero. La UEP-BID presentará anualmente, el POA y el PEP, incluyendo las actividades, cronogramas y presupuesto estimado para los proyectos propuestos a financiar con el Programa. 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 Proyecto, 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 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 sobre 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 la 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 incluido en el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones (SEPA), para consideración del Banco, y debe ser actualizado anualmente o cuando sea necesario.
   8. En cuanto al monitoreo del Programa, los principales medios de verificación corresponden a **documentos administrativos y contractuales**, siendo los siguientes: i) Actas de Recepción Provisorias de las Obras, ii) Actas de Recepción Finales, iii) Informes Finales de Servicios de Consultoría, iv) Contratos de Servicios de Consultoría; v) Contratos de Compras de Bienes, vi) Clausula contractuales; vii) Informes Finales de Auditoria y viii) Informes de Evaluación. Asimismo, el Banco, a través del Equipo de Proyecto, como parte del Plan de Supervisión Anual, realizará
   9. **Visitas de Inspección**, en promedio dos por año, con la finalidad de monitorear las actividades del Programa. También podrá apoyarse de Misiones de Administración anuales con el objetivo de analizar los avances del Programa y tratar temas específicos identificados. Finalmente, durante la ejecución del Programa la UEP-BID presentará anualmente al Banco, los estados financieros del Programa.
   10. **Auditoría Financiera** correspondiente, en los términos establecidos en las Condiciones Generales del Contrato de Préstamo.
2. Coordinación, Plan de Trabajo, y Presupuesto del Seguimiento
   1. El seguimiento consistirá en verificar si las actividades realizadas se ajustan a lo previsto en el POA y PEP de la operación, y si se han cumplido los objetivos específicos de acuerdo a la Matriz de Resultados de la misma. El seguimiento se enfocará, entre otras, a constatar los avances físicos y financieros de los productos, y el cumplimiento de las salvaguardas ambientales y sociales, es decir si se produjeron los productos originalmente planeados en los plazos programados, y si se ajustan a los objetivos inicialmente propuestos, con las medidas de mitigación diseñadas e implementadas.
   2. Asimismo, la UEP presentará, a más tardar el 30 de noviembre de cada año, el Plan Operativo Anual (POA) para el año siguiente incluyendo actividades y proyectos a ser financiados, cronograma y presupuesto estimado.
   3. El cumplimiento de los productos serán verificados en forma directa a partir de las actas de aceptación de los servicios, sean estos bienes, obras o servicios de consultoría o no consultoría. El cumplimiento parcial de los hitos o actividades intermedias para el logro de los productos, serán verificados a través de los informes periódicos de la unidad ejecutora.
   4. Se realizarán anualmente auditorías externas que se encargarán de los aspectos financieros. La auditoría será desempeñada por una firma independiente y aceptable por el Banco. Los estados financieros anuales de la operación serán presentados durante los primeros 120 días del año. El costo de las auditorias está incluido en el Préstamo.
   5. La UEP verificará el progreso de las actividades del Programa. Para lo cual realizará las siguientes funciones: (i) compilar la información periódica de avance físico (actividades) y financiero (fondos disponibles e invertidos); y (ii) mantener de forma, actualizada y relevante la información sobre la ejecución de las actividades del programa y sus recursos.
   6. El Especialista de Sector y Analista de Operaciones del Banco a cargo del Proyecto y la UEP trabajarán coordinadamente para asegurar y verificar la ejecución del cronograma del proyecto.
   7. El seguimiento del Programa se realizará de forma continua a partir de la elegibilidad de la operación y hasta la finalización del mismo, pautada para 2024.
   8. El financiamiento del seguimiento del Programa queda asegurado por el componente de Administración y Seguimiento del Préstamo.

**Cuadro 2. Programa de Electrificación Rural BO-L1190.**

**Monitoreo – Plan de Trabajo**

| Actividades de Monitoreo | 2019 | | | | 2020 | | | | 2021 | | | | 2022 | | | | 2023 | | | | 2024 | | | | Fuente | Costo | Financiamiento |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |  |  |  |
| Preparación Plan Operativo Anual |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP, ENDE y PEVD | 15 días/año x 5 persona x 6 años x US$150 =US$ 67.000 | Componente Administración del Programa |
| Preparación Plan de Adquisiciones |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP, ENDE y PEVD | 15 días/año x 5 persona x 6 años x US$250 =US$ 112.500 | Componente Administración del Programa |
| Visitas de Campo y preparación de Informes de Supervisión de Obras |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP, ENDE y PEVD | 200 días/año x 4 personas x 6 años x US$100 = US$ 480.000 | Componente Administración del Programa |
| Elaboración y Presentación de Informes Semestrales |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP, ENDE y PEVD | 40 días/año x 1 persona x 6 años x US$250=US$ 60.000 | Componente Administración del Programa |
| Analizar y aprobar los POAs y los PAs. |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP, ENDE y PEVD | 5 días/año x 1 persona x 6 años x US$300=US$ 9.000 | BID |
| Analizar los Informes de Progreso, realizar reuniones de monitoreo y seguimiento y si es del caso formular recomendaciones. |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 5 días/ano x 2 persona x 6 años x US$300=US$ 18.000 | BID |
| Analizar y revisar solicitudes de desembolso |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 12 días/año x 1 persona x 6 años x US$300=US$ 21.600 | BID |
| Analizar y revisar estados financieros auditados |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 5 días x 1 persona x 6 años x US$ 150=US$ 4.500 | BID |
| Visita de Inspección |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 15 días x 2 persona x 6 años x US$100=US$18.000 | BID |
| **Costo Total con cargo al programa** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **US$791.100** | |
| **Costo Total Supervisión del Banco** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **US$71.100** | |

1. Evaluación
   1. La evaluación del programa consistirá de una evaluación cualitativa intermedia y una evaluación cualitativa de terminación del proyecto, en base a los indicadores de resultados. De igual manera, el programa contempla la preparación de una evaluación económica de costo-beneficio ex-post. Los resultados de estas evaluaciones serán incluidos dentro del Informe de Terminación de Operaciones (PCR).
   2. La evaluación de medio término se realizará a los sesenta (60) días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 50% de los recursos del préstamo. La UEP 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.
   3. Esta evaluación 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 Convenio BO-L1190, 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.
   4. Una vez finalizado el proyecto, el BID contratará consultores individuales para la preparación de la evaluación final. El Análisis Costo-Beneficio (ACB) ex post se desarrollará siguiendo la misma metodología básica descrita para el ACB ex ante, permitiendo determinar si los beneficios efectivamente realizados fueron suficientes para recuperar la inversión considerando los costos incurridos, así como los beneficios materializados con la ejecución del proyecto.
   5. La Evaluación Final se realizará en formato de PCR. La misma se realizará una dentro de los sesenta (60) días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 90% de los recursos del financiamiento del BID.
2. Principales Preguntas de Evaluación.
   1. La evaluación del Programa busca responder a las interrogantes sobre si, mediante la ejecución de las obras previstas, se ha logrado los resultados identificados en la Matriz de Resultados del Programa, en relación sobre si ha reducido el consumo de diésel en el municipio de San Ignacio de Velasco y, si ha reducido el consumo de electricidad por concepto de Alumbrado Público en los municipios dos municipios.
3. Análisis Costo Beneficio Ex-Ante del Proyecto de Muestra.
   1. Se realizó una evaluación económica de tipo costo beneficio ex ante para cada uno de los componentes. Para el Componente 1 se consideraron los siguientes beneficios: (i) Beneficio por la reducción del consumo de diésel, dado que el SA de San Ignacio de Velasco pasará a consumir energía del SIN; se estimó que dejará de consumir 144.6 millones de litros diésel en los primeros 10 años de implementación del proyecto; (ii) Energía no suministrada, que totalizan beneficios acumulados para los primeros 10 años por US$1.4 millones; y (iii) Reducción de 16.450 ton de emisiones de CO2 anuales, al evitar el consumo de diésel en la generación eléctrica. Los resultados muestran que las inversiones son altamente rentables:

|  |  |
| --- | --- |
| **INDICADOR** | **Valor** |
| VANS (US$) | 45,808,614 |
| TIRS | 21.60% |

* 1. Con respecto al Componente 2, se analizaron los beneficios para los municipios de Oruro y Potosí. Para Potosí los beneficios considerados fueron: (i) reducción anual de 1.069 ton de CO2; y (ii) beneficio por inversión diferida debido a la sustitución de lámparas que permitirá que la necesidad de potencia instalada se reduzca de 1.889 kW a 1.300,7 kW. Con relación al Municipio de Oruro, se consideraron: (i) ahorros producidos por la sustitución de lámparas que reducen de forma directa el subsidio que el Gobierno Municipal de Oruro otorga para cubrir el déficit; (ii) reducción anual de 4.805 ton de CO2; y (iii) beneficio por inversión diferida por la sustitución de lámparas que permitirá que la necesidad de potencia instalada de Oruro se reduzca de 5.670 kW a 3.013 kW. Los resultados muestran que las inversiones son altamente rentables:

**Cuadro 3. Resumen Resultados Evaluación Económica**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  |  |  | | --- | --- | --- | | **Ciudad/Indicador** | **Oruro** | **Potosí** | | VANS (US$) | 5.531.655 | 1,333,232 | | TIRS (%) | 23,43 | 27,92 | |

* 1. **Viabilidad técnica.** El trazado de la LT los Troncos – San Ignacio se seleccionó mediante un análisis de alternativas de trazado ([EEO#3](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-BO-LON/BO-L1190/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-1809111286-45)) considerando: (i) el impacto por obtención de un valor de sensibilidad menor en el mapa de sensibilidad; (ii) las pérdidas menores en el transporte de la energía y por tanto una reducción en las emisiones equivalentes de CO2; (iii) el menor número de propiedades o comunidades afectadas; (iii) aspectos técnicos y de costos relacionados con la implementación del proyecto; y (iv) impactos potenciales del proyecto sobre el medio ambiente. Una vez seleccionada la alternativa, se llevaron a cabo los estudios técnicos de ingeniería básica que permitieron confirmar que el trazado seleccionado es viable desde el punto de vista técnico y socioambiental (ver estudio técnico de la LT Los Troncos-San Ignacio).
  2. Para el Componente 2 se realizaron simulaciones en el software DIALux con diferentes tipos de luminarias y tecnologías para los sistemas de AP de los municipios de Oruro y Potosí. En total se modelaron 11 casos diferentes, siete para el municipio de Oruro y cuatro para el municipio de Potosí. Como resultado, se determinó que la tecnología de mejor desempeño energético son las luminarias de LEDs, ya que requieren de menor potencia instalada por unidad de área y además consumen menos energía por cada unidad de iluminancia promedio que entregan.

1. Indicadores de Resultados y su Metodología
   1. Los Indicadores de Resultados que aparecen en los cuadros a continuación, han sido seleccionados para el Programa como forma de medir globalmente en el corto y mediano plazo el alcance de los objetivos planteados como parte de la implementación de todos sus componentes. Estos indicadores serán usados en la preparación de la evaluación intermedia y la evaluación de terminación del proyecto.
   2. En la Matriz de Resultados los valores de línea base y meta son establecidos a partir de la evaluación costo beneficio ex ante; mientras que los valores finales se establecerán de la evaluación costo beneficio ex post.
   3. Para el caso del componente I, se tiene prevista una evaluación de impacto, descrita en la siguiente sección, misma que permitirá investigar en mayor profundidad el efecto de la electrificación y de la promoción de usos productivos de la electricidad en indicadores sociales, económicos y técnicos adicionales a los establecidos en la Matriz de Resultados. Algunos valores de los indicadores de resultados, serán obtenidos de la evaluación del impacto del Proyecto.
   4. La verificación de que estos indicadores se mantienen en los niveles deseados permitirá confirmar que los arreglos técnicos, financieros e institucionales con el Programa contribuyeron al objetivo.

**Cuadro 3. Programa de Electrificación Rural II – BO-L1190**

**Indicadores de Resultado**

| **Impacto** | **Indicadores** | **Unidad** | **Base 2017** | **Meta Final 2024** | **Medios de Verificación** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Reducción de emisiones de CO2 en la generación eléctrica. | Emisiones de ton de CO2 en San Ignacio. | CO2 ton | 46.474 | 20.189 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica.  La línea base corresponde a la proyección de emisiones de CO2 para 2024 sin el proyecto. |
| Emisiones de ton de CO2 en Potosí. | CO2 ton | 2.083,7 | 1.014,7 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica.  El valor de la línea base corresponde a la proyección de emisiones de CO2 para 2024 sin el proyecto. |
| Emisiones de ton de CO2 en Oruro. | CO2 ton | 10.900 | 6.095 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica.  La línea base corresponde a la proyección de emisiones de CO2 para 2024 sin el proyecto. |

| **Resultados** | **Indicadores** | **Unidad** | **Base 2017** | **Meta Final 2024** | **Medios de Verificación / observaciones** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Incremento de la capacidad de transmisión línea los Troncos-San Ignacio. | Capacidad de transmisión línea los Troncos–San Ignacio. | MW | 0 | 50 | Reportes de ejecución de ENDE con información levantada por las empresas supervisoras, en base a los informes de avance de obra. |
| Ahorro en los subsidios al diésel para la generación eléctrica. | Subsidios anuales al diésel en San Ignacio de Velasco | US$ millones/año | 14.902.600 | 0 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre el SIN y los SA.  La línea base corresponde a la proyección de los subsidios para 2024 sin el proyecto. |
| Reducción en el consumo de diésel. | Consumo anual de diésel en el Municipio de San Ignacio de Velasco. | Miles L/año | 10.000 | 0 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad |
| Reducción en el consumo total de energía eléctrica en la iluminación pública[[1]](#footnote-2). | Consumo total de energía eléctrica anual por iluminación pública en Oruro. | MWh/año | 26.000 | 11.600 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad. |
|  | Consumo total de energía eléctrica anual por iluminación pública en Potosí. | MWh/año | 5.033 | 2.451 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad. |
| Fortalecimiento de capacidades municipales en la implementación de medidas de EE. | Municipios fortalecidos en operación y mantenimiento de luminarias LED para AP. | Municipios | 0 | 2 | Las empresas proveedores de las luminarias deberán capacitar a los Municipios de Oruro y Potosí en su operación y mantenimiento. El desarrollo se corroborará con los informes semestrales presentados por la UE del Componente 2. |
| Incremento en la percepción de la seguridad en espacios públicos por AP y en espacio privado en las familias de los trabajadores. | Personas beneficiaras del programa que hacen uso regular de los espacios públicos. | % | 0 | 20 | Durante el diseño del Programa P se formularán las encuestas sobre percepción de seguridad y violencia intrafamiliar[[2]](#footnote-3). Dichas preguntas seguirán una metodología de respuestas binarias y se relazarán al inicio y final de la ejecución del programa. |
| Mujeres y niñas beneficiaras del programa que hacen uso regular de los espacios públicos. | % | 0 | 20 |  |
| Personas beneficiarias del programa con prácticas dirigidas a la redacción de la violencia intrafamiliar. | % | 0 | 50 |  |
| Mujeres y niñas beneficiarias del programa con prácticas dirigidas a la redacción de la violencia intrafamiliar. | % | 0 | 50 |  |
| Indicadores | Unidad | Base 2017 | Meta Final 2024 | Medios de Verificación/observaciones |
| Capacidad de transmisión línea los Troncos–San Ignacio. | MW | 0 | 50 | Reportes de ejecución de ENDE con información levantada por las empresas supervisoras, en base a los informes de avance de obra. |
| Subsidios anuales al diésel en San Ignacio de Velasco | US$ millones/año | 14.902.600 | 0 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre el SIN y los SA.  La línea base corresponde a la proyección de los subsidios para 2024 sin el proyecto. |
| Consumo anual de diésel en el Municipio de San Ignacio de Velasco. | Miles L/año | 10.000 | 0 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad |
| Consumo total de energía eléctrica anual por iluminación pública en Oruro. | MWh/año | 26.000 | 11.600 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad. |
| Consumo total de energía eléctrica anual por iluminación pública en Potosí. | MWh/año | 5.033 | 2.451 | Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad. |
| Municipios fortalecidos en operación y mantenimiento de luminarias LED para AP. | Municipios | 0 | 2 | Las empresas proveedores de las luminarias deberán capacitar a los Municipios de Oruro y Potosí en su operación y mantenimiento. El desarrollo se corroborará con los informes semestrales presentados por la UE del Componente 2. |
| Personas beneficiaras del programa que hacen uso regular de los espacios públicos. | % | 0 | 20 | Durante el diseño del Programa P se formularán las encuestas sobre percepción de seguridad y violencia intrafamiliar[[3]](#footnote-5). Dichas preguntas seguirán una metodología de respuestas binarias y se relazarán al inicio y final de la ejecución del programa. |
| Mujeres y niñas beneficiaras del programa que hacen uso regular de los espacios públicos. | % | 0 | 20 |  |
| Personas beneficiarias del programa con prácticas dirigidas a la redacción de la violencia intrafamiliar. | % | 0 | 50 |  |
| Mujeres y niñas beneficiarias del programa con prácticas dirigidas a la redacción de la violencia intrafamiliar. | % | 0 | 50 |  |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Costos por producto** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **Total** |
| **Componente 1. Línea de Transmisión Los Troncos-San Ignacio** |  | **31,087,147** | **15,536,320** | **3,856,533** |  | **50,480,000** |
| Producto 1. Kilómetros (km) de LT Los Troncos-San Ignacio, construidos |  | 24,980,480 | 11,576,320 | 1,523,200 |  | 38,080,000 |
| Producto 2. Bahía de salida de línea-Subestación Los Troncos, construída |  | 2,280,000 | 1,500,000 | 420,000 |  | 4,200,000 |
| Producto 3. Subestación San Ignacio de Velasco construida |  | 3,826,667 | 2,460,000 | 1,913,333 |  | 8,200,000 |
| **Componente 2. Eficiencia Energética en Alumbrado Público** | **6,512,000** | **80,000** | **5,748,000** | **4,140,000** |  | **16,480,000** |
| Producto 1. Luminarias LED instaladas en Oruro | 5,520,000 |  | 4,140,000 | 4,140,000 |  | 13,800,000 |
| Producto 2. Luminarias LED instaladas en Potosí | 992,000 |  | 1,488,000 |  |  | 2,480,000 |
| Producto 3. Familias graduadas del Programa P |  | 80,000 | 120,000 |  |  | 200,000 |
| **Gestión y Administración del Programa** | **2,640,000** | **2,801,552** | **2,720,341** | **2,718,107** | **160,000** | **11,040,000** |
| **Gestión y Administración Componente 1** | **2,115,000** | **2,205,000** | **2,165,000** | **2,165,000** | **90,000** | **8,740,000** |
| **Gestión y Administración Componente 2** | **525,000** | **596,552** | **555,341** | **553,107** | **70,000** | **2,300,000** |
| **Grand Total** | **9,152,000** | **33,968,698** | **24,004,661** | **10,714,641** | **160,000** | **78,000,000** |

1. Cronograma y Presupuesto del Relevamiento de los Indicadores de Resultados
   1. El cronograma de levantamiento de los indicadores de resultado está directamente relacionado con las actividades de seguimiento descritas en la sección anterior. De la misma manera, el presupuesto para el relevamiento de los indicadores de resultados, esta incluido dentro del presupuesto de seguimiento del Programa, a ser financiado por el componente de Administración, y que se muestra en el Cuadro 2.
2. Metodología de evaluación ex post.
   1. En el ACB ex post confirmará la rentabilidad económica y financiera de las intervenciones. Para ello, se replicará el modelo utilizado en la ACB ex ante, usando valores y parámetros efectivamente realizados. Dicho análisis se efectuará bajo dos escenarios: (i) se medirán y actualizarán los beneficios esperados de la intervención, manteniendo constantes las condiciones y precios tenidos previstos en el ACB ex ante. Este escenario 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; y (ii) Además de los beneficios reales, se usaran también los costos incurridos durante la implementación del proyecto (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 permitirá aislar el efecto de posibles cambios exógenos en costos (primer escenario) de los cambios en los beneficios totales realizados (segundo escenario). Adicionalmente, la evaluación tomará en cuenta la contribución del Proyecto a la reducción de emisiones de CO2e. Para ello se usará el factor de emisión actualizado, tal que la reducción de emisiones se calculará como el producto del ahorro de energía eléctrica alcanzado (MWh), por el factor factor de emisiones (GWh/tCO2e), equivalente a las toneladas de bióxido de carbono que se dejarán de emitir.
3. Presupuesto indicativo
   1. A continuación se presenta una proyección preliminar del presupuesto global para la evaluación del proyecto, en dólares. Se debe resaltar dos aspectos. Primero, los costos unitarios reportados son referenciales y deberán ser actualizados con un debido proceso de cotización y contacto con empresas y consultores locales. Segundo, el presupuesto presenta los costos de levantamiento de datos tanto para la línea de base como para la línea de seguimiento, misma que se realizará una vez haya concluido la intervención.
4. Equipo de Evaluación
   1. La evaluación se realizará con supervisión del BID. El equipo de energía, compuesto por el jefe de proyecto Sergio Ballón (INE/ENE) y la contraparte, compuesto por personal del VMEEA, ENDE y PEVD y personal que esté a cargo de la evaluación, monitorearán y participarán en las discusiones metodológicas para llevar adelante la evaluación de impacto.
5. Cronograma
   1. Se planea que pasará un año y medio antes de la llegada de las primeras redes. La propuesta es generar los insumos para la evaluación en el 2024.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Costos del Plan de Evaluación** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Principales actividades de evaluación** | **2019** | | **2020** | | | | **2021** | | | | **2022** | | | | **2023** | | | | **2024** | | | | ***Responsable*** | **Costo** | **Fuente** |
| **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$ miles)** |
| **Actividades de Evacuación[1]** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Evaluación Intermedia** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Recopilación de información |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP | 15,000 | UEP |
| Preparación de la evaluación |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP | 20,000 | UEP |
| Publicación de resultados |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP |  |  |
| **Evaluación Final PCR** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Recopilación de información |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP | 15,000 | UEP |
| Preparación del PCR |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 20,000 | BID |
| **Análisis Costo-Beneficio ex post** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP/BID | 20,000 | BID |
| Preparación TdR |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UEP/BID |  |  |
| Preparación Informe |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID |  |  |
| Publicación de Informe |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **TOTAL** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **90,000** |  |

1. La línea de base se calcula a partir del análisis técnico del componente. [↑](#footnote-ref-2)
2. Al inicio de ejecución del programa se realizarán encuestas para determinar la línea de base. [↑](#footnote-ref-3)
3. Al inicio de ejecución del programa se realizarán encuestas para determinar la línea de base. [↑](#footnote-ref-5)