Documento del Banco Interamericano De Desarrollo

**Bolivia**

**PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – II**

(BO-L1117)

**ANEXO DE ANÁLISIS ECONÓMICO**

**Versión 5.0**

Este documento fue preparado por Renán Orellana, consultor (ENE/CBO) y Arturo Alarcón, especialista energía (ENE/CBR).

**Contenido**

**Pág.**

1. Introducción 3

*1.1. Proyectos de la Muestra 4*

1. Subcomponente: Extensión de redes de distribución 5

*2.1. Metodología 5*

*2.2. Supuestos 6*

*2.3. Beneficios Económicos* *9*

*2.4. Costos Económicos 11*

*2.5. Indicadores de la Evaluación Socioeconómica 11*

*2.6. Análisis de Sensibilidad 12*

1. Subcomponente: Fomento a usos productivos de la electricidad 14

*3.1. Metodología 14*

*3.2. Supuestos 15*

*3.3. Beneficios Económicos* *16*

*3.4. Costos Económicos 17*

*3.5. Indicadores de la Evaluación Socioeconómica 17*

*3.6. Análisis de Sensibilidad 17*

1. Componente: Incremento de la capacidad de transmisión hacia áreas rurales 19

*4.1. Metodología 19*

*4.2. Supuestos 20*

*4.3. Beneficios Económicos* *22*

*4.4. Costos Económicos 23*

*4.5. Indicadores de la Evaluación Socioeconómica 23*

*4.6. Análisis de Sensibilidad 23*

V. Conclusiones 24

**Evaluación Financiera y Económica del Programa**

**Programa De Electrificación Rural – II**

(BO-L1117)

1. **Introducción**

Este documento presenta la evaluación económica realizada para el Programa de Electrificación Rural – II, a ser financiado por el préstamo BO-L1117, por un monto de hasta US$100 millones. El objetivo general del programa es incrementar el acceso a la energía eléctrica en el área rural de Bolivia, facilitando la integración de la población a servicios públicos y sociales, contribuyendo a la reducción de los niveles de pobreza. Los objetivos específicos son: (i) incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el área rural de las zonas a intervenir; (ii) incrementar el consumo de energía eléctrica en usos productivos en las zonas rurales a ser intervenidas; y (iii) Incrementar la capacidad de transmisión de energía eléctrica (MVA) para atender la demanda de electricidad en la zona de ampliación de cobertura eléctrica bajo el Programa, y disminuir el uso de combustibles fósiles en Sistemas Aislados.

Para lograr estos objetivos, el Programa tiene dos componentes: (i) Ampliación de la cobertura rural y fomento de usos productivos; e (ii) Incremento de la capacidad de transmisión hacia áreas rurales.

El componente I, ampliación de la cobertura rural y fomento de usos productivos, tiene tres subcomponentes:

* **Subcomponente I.1. Extensión de redes de distribución.** Apoyará el financiamiento de proyectos de extensión de redes de distribución eléctrica monofásica y trifásica en áreas rurales sin electricidad
* **Subcomponente I.2. Fomento a usos productivos de la electricidad.** Este componente financiará asistencia técnica para la identificación, análisis y promoción de usos productivos de la electricidad en áreas rurales beneficiadas por el PER y por el PER-II, priorizando los proyectos con mayor rentabilidad.
* **Subcomponente I.3. Apoyo a la elaboración de proyectos de electrificación rural.** Este subcomponente apoyará a los gobiernos autónomos departamentales y municipales en la identificación, elaboración y evaluación de planes, programas y proyectos de electrificación rural, en el marco de las competencias concurrentes y compartidas.

El componente II, incremento de la capacidad de transmisión hacia áreas rurales, financiará líneas de transmisión para extender el SIN, e incrementar y mejorar la conexión de las áreas rurales, cuya conexión en media tensión ya está saturada y limitada para nuevas extensiones de líneas de distribución, ayudando a disminuir el uso de combustibles fósiles para generación en Sistemas Aislados (SA).

La evaluación económica de los proyectos considera en el componente I, los subcomponentes **I.1. Extensión de redes de distribución** y **I.2 Fomento a usos productivos de la electricidad**, así como el componente II, de incremento de la capacidad de transmisión hacia áreas rurales. En las siguientes secciones se describen los proyectos evaluados. En el resto del documento, para cada subcomponente, se describen la metodología, supuestos y análisis.

**1.1. Proyectos de la Muestra**

**Subcomponente I.1.** En el caso del subcomponente I.1 los proyectos que fueron evaluados son aquellos que cumplen los criterios técnicos establecidos, e identificados en la revisión detallada realizada descrita en la Evaluación Técnica de Proyectos. Los proyectos fueron agrupados por departamento, como es el caso de Chuquisaca y Oruro, mientras que en el caso Cochabamba, debido al tamaño de los proyectos, se realizó una agrupación en tres regiones geográficas. La evaluación económica se realizó de acuerdo a este esquema de agrupación, que replica el esquema de ejecución y licitación previsto.

A continuación se presenta una tabla resumen de la muestra representativa de los proyectos de extensión de redes para efectos del presente análisis económico.

Tabla 1: Resumen de la muestra representativa de proyectos agrupados

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Proyectos**  **Agrupados** | **Nro. de**  **Usuarios** | **Inversión Requerida (US$)** |
| Chuquisaca | 1.244 | 3.904.764,60 |
| Oruro | 6.875 | 7.233.533,97 |
| Cochabamba, zona andina | 9.226 | 14.870.227,69 |
| Cochabamba, zona valles | 13.832 | 22.602.065,89 |
| Cochabamba, zona trópico | 15.593 | 30.123.521,56 |
| **Total** | **46.770** | **78.734.113,8** |

La evaluación económica presentada en este documento evalúa la viabilidad socioeconómica de cada componente, y del Programa como un todo. No obstante, antes de la aprobación final de cada proyecto de electrificación rural para su financiamiento por el Programa, se verificará caso por caso su viabilidad socioeconómica, de acuerdo a los criterios de elegibilidad establecidos.

**Subcomponente I.2.** En el caso del subcomponente de fomento a los usos productivos de la electricidad, la evaluación se basa en la información identificada durante la evaluación de la muestra de proyectos del Componente I[[1]](#footnote-1), que identificó que:

* Los proyectos de electrificación rural identifican que el 4% de los usuarios, se constituyen en potenciales “consumidores productivos”, teniendo como principal opción la instalación de bombas de agua para irrigación.
* Sobre la base del análisis de la muestra representativa de proyectos, se ha estimado que los consumidores productivos darán un salto en cuanto a su consumo de los 5.5 kWh/mes del consumo de energéticos tradicionales, a los 210 kWh/mes de consumo productivo (en lugar del consumo de 28 kWh/mes de electricidad para usos domésticos)[[2]](#footnote-2), mediante las actividades previstas de asistencia técnica para la identificación, análisis y promoción de usos productivos.

**Componente II.** El proyecto seleccionado para el componente 2, es la Línea de Transmisión Padilla – Camiri. Los principales parámetros de la línea son:

Tabla 2: Características línea de transmisión Padilla - Camiri[[3]](#footnote-3)

|  |  |
| --- | --- |
| Longitud total | 130 km |
| Tensión | 115 kV |
| Capacidad | 25 MVA |
| Conductor | 397,5 MCM 26/7 IBIS ACSR |
| Costo Línea de Trasmisión | US$ 13.650.000 |
| Costo Subestaciones: Padilla, Monteagudo y Camiri | US$ 14.811.476 |
| **Costo Total:** | **US$ 28.461.476** |

1. **Subcomponente I.1.Extensión de redes de distribución**

**2.1. Metodología**

*Escenarios “sin” y “con” proyecto*

La situación sin proyecto considera que los usuarios suplen sus necesidades energéticas mediante el uso de energéticos tradicionales (velas, pilas, kerosene), principalmente para iluminación. Consumen una cantidad Q0 de energía, que tiene un precio unitario de P0 por unidad de energía.

La situación con proyecto considera el reemplazo del consumo de energéticos tradicionales (P0, Q0), por electricidad, que tiene un costo unitario menor por unidad de energía. Al mejorar la calidad de la energía, el consumo de energía se incrementa a Q1, con un costo P1 por unidad consumida.

*Análisis Financiero o Privado del Proyecto*

El análisis privado del proyecto compara los ingresos provenientes de la explotación del proyecto (por venta de electricidad a la tarifa establecida), con los costos en los que el operador debe incurrir para obtenerlos (se consideran: inversión, operación, mantenimiento y comercialización y compra de electricidad), incluyendo impuestos. Posteriormente, se realizó el balance para la vida útil del proyecto, cuantificando el Valor Actual Neto (VAN) del Proyecto o VAN Privado (VANP), y la Tasa Interna de Retorno financiera (TIR).

Un valor de VANP negativo indica que desde el punto de vista del operador, el proyecto no es interesante, y por tanto se requiere de la intervención del Estado. Para descontar el flujo de la evaluación privada se utilizó la tasa de descuento de mercado (10%).

Todos los proyectos a ser financiados por el Programa serán operados por una empresa operadora, que tiene una tarifa definida para su área de concesión, misma que es aprobada por el regulador, y que permite cubrir todos sus costos en el área de concesión. Aun así, se realizó la verificación de si la tarifa establecida permite cubrir todos los costos de operación y mantenimiento, considerando la inversión como un costo hundido por el Estado, es decir, que el valor absoluto de VANP es menor al monto de la inversión. Esta verificación garantiza la sostenibilidad financiera de los proyectos (como entes de inversión separados).

*Análisis Socioeconómico del Proyecto*

Valor Actual Neto Socioeconómico (VANS), se calcula como el valor presente del flujo de beneficios socioeconómicos netos descontado a la tasa social de descuento (12%), sin considerar impuestos.

En este caso los beneficios de los proyectos son tres: (i) la liberación de los recursos utilizados en la compra de energéticos tradicionales, (ii) el consumo adicional de energía, y (iii) el excedente de los consumidores (se explica en detalle más adelante en el documento), mientras que los costos considerandos son los mismos de la evaluación privada corregidos por la razón de precio de cuenta de la divisa.

Tasa Interna de Retorno Socioeconómica (TIRS), es la tasa de descuento que hace nulo al VANS.

El criterio utilizado para determinar la factibilidad de los proyectos desde el punto de vista socioeconómico es que el indicador de Valor Actual Neto Socioeconómico (VANS) sea mayor que cero, lo que significa que la alternativa es rentable desde el punto de vista del país en su conjunto y se debe ejecutar. De la misma manera una TIRS mayor a 12% indica que el proyecto tiene beneficios netos para la sociedad, tomando un costo económico de oportunidad de los recursos de 12%, por lo que se debe ejecutar.

**2.2. Supuestos**

La evaluación fue desarrollada mediante la aplicación de una metodología Beneficio-Costo, vale decir, la comparación de los beneficios del proyecto frente a los costos que genera el mismo durante su vida útil. Ésta metodología implica medir el impacto sobre la población en términos de bienestar socioeconómico y estará basada en conceptos incrementales de largo plazo, comparando la situación “sin” proyecto, con la situación “con” proyecto, antes explicadas.

La metodología empleada se basa en conceptos de eficiencia económica y la teoría del bienestar, según la cual, los recursos utilizados y producidos por el proyecto no se evalúan exactamente sólo con los precios de mercado, debido a las distorsiones existentes, sino se considera el costo de oportunidad que su utilización significa para la economía y el bienestar que su consumo genera para los consumidores. En teoría, todos los recursos (insumos y productos) utilizados por el proyecto deben ser evaluados en base a precios sombra, los cuales permiten obtener resultados que reflejan los productos del proyecto en la economía nacional.

Para el análisis de los proyectos de extensión de redes de distribución se usó como herramienta las “Planillas Parametrizadas”, herramienta oficial del Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo (VIPFE) para la evaluación de proyectos de inversión pública en general y de electrificación rural en particular[[4]](#footnote-4). En la presente sección se presentan los principales supuestos utilizados para el ingreso de datos en las planillas parametrizadas y las consideraciones para la adopción de los mismos.

Duración del proyecto, 30 años (vida útil mínima de las redes de distribución)

Número de Usuarios, para cada una de las categorías (domestica, general o comercial e industrial), fueron extraídos de la sección de diagnóstico de los proyectos, y en muchos casos se han verificado a través de las hojas de estacado, donde, en los postes de baja tensión se identifican los usuarios que se conectaran inicialmente.

Consumo kWh/mes/usuario, para las 3 categorías se han considerado los valores indicados en los documentos del proyecto, que normalmente se originan en valores históricos de zonas próximas al proyecto recientemente electrificadas, para la categoría doméstica o residencial es de 28 kWh/mes[[5]](#footnote-5), para el primer año, lo que representa principalmente consumo de iluminación y radio.

Alumbrado Público, en todos los proyectos se ha usado una potencia de luminaria de 70 W y un tiempo de uso de 12 horas[[6]](#footnote-6). El número de luminarias está identificado en los proyectos.

Tasas de Crecimiento de los Usuarios y Consumo, son valores medios estimados en los proyectos analizados, mismos que oscilan entre 1% y 2% dependiendo de la categoría y la dinámica económica de la zona del proyecto.

Demanda Sustituta, la cantidad de los energéticos tradicionales (velas, pilas, kerosene, GLP, etc.) fueron extraídas de los diagnósticos de los proyectos. Esta demanda representa la demanda inicial (cantidad Q0 y precio P0) de los usuarios, misma que será reemplazada por la llegada de la electricidad.

Factores de conversión de energéticos tradicionales a Energía Eléctrica, se usan los siguientes valores:

Tabla 3: Factores de conversión energéticos tradicionales - electricidad[[7]](#footnote-7)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Energético** | **Supuestos de**  **Cálculo** | **Factor de Conversión** | **Unidad de Medida** |
|
| Velas | Capacidad 18W /Duración 2.5 horas | 0,045 | kWh/Vela |
| Baterías | Batería de 12 Voltios / 16 Amperios hora | 0,192 | kWh/Bat. |
| Pilas | Aparato de 3 W/4 Pilas /Duración 5 horas | 0,056 | kWh/Pila |
| Diésel | Equipo de 10 kVA con 225 lt/h de rendimiento | 3,33 | kWh/lt |
| Kerosene | Consumo de 0.5 Litros cada 4 horas | 0,8 | kWh/litro |
| GLP | Garrafas de 10 Kilos | 12,3 | kWh/Garr. |

Potencia Instalada (kW), valor obtenido del diseño técnico de los proyectos como la suma de la potencia de los transformadores a ser instalados.

Km. de Red Instalada Media Tensión, valor obtenido del diseño técnico de los proyectos.

Km. de Red Instalada Baja Tensión, valor obtenido del diseño técnico de los proyectos.

Tarifa de Compra de Energía (por kWh), dependiendo del operador y el departamento, para el mes de diciembre de 2014[[8]](#footnote-8). Estos valores además del precio de la energía, consideran la potencia y el peaje. La siguiente tabla presenta las tarifas de compra (retiro) de energía para los 3 departamentos analizados.

Tabla 4: Tarifas referenciales de compra (retiro) de electricidad

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Departamento** | **Operador** | **Precio Monómico de Retiro** | |
| **US$/MWh** | **Bs/kWh** |
| Cochabamba | ELFEC | 48,15 | 0,3351 |
| Oruro | ELFEO | 47,22 | 0,3286 |
| Chuquisaca | CESSA | 48,36 | 0,3366 |

**Fuente**: Anuario Estadístico de la AE 2015

Porcentaje de Pérdidas de Energía, se ha adoptado un valor estándar de 8%, el cual es estándar para Bolivia.

Tarifa de Venta de Energía (por kWh), para el mes de diciembre de 2014. Se considera la tarifa sin el subsidio de la Tarifa Dignidad en la evaluación socioeconómica.

Tabla 5: Tarifas referenciales de venta de electricidad

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Departamento** | **Operador** | **Tarifa sector residencial** | |
| **US$/kWh** | **Bs/kWh** |
| Cochabamba | ELFEC | 0,0981 | 0,683 |
| Oruro | ELFEO | 0,0965 | 0,672 |
| Chuquisaca | CESSA | 0,0754 | 0,525 |

**Fuente**: Anuario Estadístico de la AE 2015

Costos de Operación y Mantenimiento, se agruparon en un solo valor que es constante en el tiempo y corresponde al 1,5% de la inversión, de acuerdo a los valores normalmente utilizados en el sector, con la siguiente distribución:

Tabla 6: Distribución costos de O&M

|  |  |
| --- | --- |
| Bienes Transables | 80% |
| Materiales Locales | 10% |
| Mano de Obra Calificada | 10% |
| Mano de Obra Semi-calificada | 0% |
| M. De O. No Calificada Urbana | 0% |
| M. de O. No Calificada Rural | 0% |

Costos de Inversión, fueron agrupados con la siguiente distribución[[9]](#footnote-9):

Tabla 7: Distribución costos de Inversión

|  |  |
| --- | --- |
| Bienes Transables | 75% |
| Materiales Locales | 10% |
| Mano de Obra Calificada | 4% |
| Mano de Obra Semi-calificada | 7% |
| M. De O. No Calificada Urbana | 0% |
| M. de O. No Calificada Rural | 4% |

Impuesto a la Utilidad, se ha adoptado el valor vigente en Bolivia: 25,00%, utilizado sólo para la evaluación financiera.

Depreciación, dado que el periodo de análisis del proyecto es de 30 años, la depreciación anual es de 1/30 de la inversión.

Valor de salvamento, el periodo de análisis del proyecto de 30 años, es igual a 0.

Razones Precio Cuenta de Eficiencia, de acuerdo a la Resolución Ministerial No. 159 de septiembre de 2006[[10]](#footnote-10), se usan los siguientes valores:

Tabla 8: Razones Precio Cuenta de Eficiencia

|  |  |
| --- | --- |
| RPC Divisa | 1,24 |
| RPC Mano de Obra Calificada | 1 |
| RPC Mano de Obra Semi-calificada | 0,43 |
| RPC Mano de Obra no Calificada Urbana | 0,23 |
| RPC Mano de Obra no Calificada Rural | 0,47 |
| Tasa Social de Descuento | 12,67% |

**2.3. Beneficios Económicos**

En esta sección se presentan los beneficios económicos que se generan debido a la extensión de redes de distribución, que fueron cuantificados y utilizados en el análisis económico realizado. La estimación de estos beneficios requiere del apoyo de la curva de demanda simplificada que se basa en lo siguiente:

* La Disponibilidad a Pagar (DAP) en la situación sin proyecto (P0, Q0) que es igual al costo promedio por kWh de los energéticos tradicionales sustituidos y a la energía eléctrica equivalente proporcionada por dichos energéticos.
* La DAP en la situación con proyecto (P1, Q1) se estima en función a datos obtenidos de comunidades con características sociales, económicas, culturales y geográficas similares y que ya cuentan con servicio de energía eléctrica.
* Se asume que la curva de demanda es una recta entre los puntos (P0, Q0) y (P1, Q1) de manera que el Beneficio Socioeconómico (BE) por familia resultante del consumo adicional de energía, como se muestra en la Fig. 1.

**C**

**Q [kWh/mes]**

**Q1**

**Q0**

**A**

**B**

**P1**

**P0**

**P [US$/kWh]**

*Ahorro en el consumo de energéticos tradicionales*

*Excedente del consumidor*

*Excedente*

*Incremento en el bienestar de la comunidad*

**Fig. 1:** Curva de demanda de electricidad y energéticos tradicionales (fuente: RM 078)

Entonces, de acuerdo a la curva de demanda, los beneficios socioeconómicos son:

* Ahorro en el consumo de energéticos tradicionales (Área A). La dotación de energía eléctrica a las comunidades dará lugar a la reducción o eliminación del consumo de energéticos tradicionales, como: velas, pilas, baterías, mecheros a kerosene, etc. Por tanto, este ahorro en el consumo de energéticos es un beneficio para la sociedad que se mide con los precios sombra de dichos energéticos.
* Beneficios por incremento en el bienestar del consumidor (Área B). El consumo de energéticos tradicionales, representa un alto costo por unidad de energía, que generalmente se reduce con la implementación de un proyecto de extensión de redes de distribución. Esta disminución en el costo de la energía produce un incremento en el consumo de energía eléctrica, que generará un incremento en el bienestar del consumidor resultante de ese consumo adicional de energía de mayor calidad (electricidad).
* Excedente del consumidor (Área C). Por último, el excedente del consumidor, representa el ahorro entre aquel valor que el consumidor está dispuesto a pagar por una unidad adicional de energía tradicional, y el monto que realmente paga por la electricidad. Se asume que este ahorro está disponible para ser utilizado en otras actividades. Está representado por el área del triángulo (Q1-Q0)\*(P1-P0)/2

**2.4. Costos Económicos**

Los costos considerados para los proyectos de extensión de redes de distribución son: costos de inversión en activos tangibles e intangibles, costos de compra de energía y costos de suministro que comprenden los costos operación y mantenimiento.

Los costos de inversión son: las obras civiles, equipamiento y mano de obra, estos costos se obtienen de los cálculos de la ingeniería del proyecto, a través de estimaciones razonables, desagregados en aquellos que se pueden adquirir en el país y los que se debe importar y por lo tanto, se deben corregir por la razón de precio e cuenta de la divisa. El tiempo de construcción de las obras civiles se ha previsto en un año.

En el caso de la mano de obra se requiere la desagregación del componente de mano de obra no calificada y la restante, para corregir por sus respectivas razones precio de cuenta de la mano de obra.

Los costos de compra de energía, se reconocen los siguientes: adquisición de insumos dentro de los que se tiene la compra de energía para proyectos de extensión de redes, estos costos se establecen en términos de costos de unidad de energía suministrada o generada y de capacidad instalada.

Para los costos de operación y mantenimiento, se toma en cuenta una inversión marginal para la operación de los sistemas de electrificación y su mantenimiento que implique la compra de insumos (materiales de construcción), adicionalmente se debe cuantificar el salario de la mano de obra. Estos son establecidos en base en las estimaciones de proyectos que se encuentran en funcionamiento.

**2.5. Indicadores de la Evaluación Económica**

La tabla 9 resume los indicadores de la evaluación de la muestra representativa del Programa del subcomponente de extensión de redes de distribución, agrupados en los 5 proyectos mostrados de la tabla 1.

Tabla 9: Indicadores Económicos de los Proyectos de la muestra representativa

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Proyectos**  **Agrupados** | * 1. **Inversión Requerida (US$)** | **Indicadores Financieros** | | **Indicadores Socioeconómicos** | |
| **VANP (US$)** | **TIRP (%)** | **VANS (US$)** | **TIRS (%)** |
| Chuquisaca | 3.904.764,60 | -4.260.402,88 |  | 7.633.383,40 | 32,04% |
| Oruro | 7.233.533,97 | -7.322.181,63 | -10,42% | 10.933.888,86 | 27,52% |
| Cochabamba, zona andina | 14.870.227,69 | -14.347.868,20 | -6,69% | 10.523.761,77 | 19,84% |
| Cochabamba, zona valles | 22.602.065,89 | -21.980.602,00 | -7,14% | 16.600.654,81 | 20,14% |
| Cochabamba, zona trópico | 30.123.521,56 | -30.141.876,00 | -9,24% | 12.215.516,88 | 16,87% |

Los 5 grupos de proyectos analizados de la muestra representativa no son interesantes desde el punto de vista de la evaluación privada, ya que el VANP < 0, pero si son interesantes desde el punto de vista del estado y la sociedad en su conjunto, ya que por un lado el VANS > 0 y la TIRS > 12%. De estos indicadores se concluye que es una inversión rentable para la sociedad, desde el punto de vista económico.

Si bien en algunos casos se observa que el VANP (en valor absoluto) es marginalmente superior a la inversión, en primera instancia se podría afirmar que la tarifa podría no llegar a cubrir los costos de operación y mantenimiento, sin embargo, tal como se mencionó anteriormente, se debe considerar que la operación de los proyectos se realiza de manera integrada al área de concesión existente para cada empresa operadora[[11]](#footnote-11), por lo que la empresa operadora balanceará los gastos de la operación del sistema rural, con los ingresos que percibe en otras áreas, principalmente urbanas, especialmente en las etapas iniciales de su operación.

**2.6. Análisis de Sensibilidad**

Los escenarios considerados en el análisis de sensibilidad de la evaluación socioeconómica son 2, los resultados de los mismos se presentan a continuación:

***Incremento del costo de la inversión***

Los indicadores socioeconómicos alcanzados para un incremento del 10, 20, 30, 40 y 60% del costo de inversión, para el conjunto de proyectos analizados se presentan en las siguientes figuras.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |
|  | |

**Fig. 2:** Análisis de sensibilidad de los 5 proyectos producto de un incremento del costo de inversión en 10, 20, 30, 40 y 60%

El análisis de sensibilidad presentado en la Fig. 2 muestra que el incremento de los costos de inversión reduce la viabilidad socioeconómica de los proyectos. Con un incremento de los costos de inversión de hasta 60%, los proyectos Chuquisaca, Oruro, Cochabamba ZA y ZV son rentables desde el punto de vista socioeconómico, ya en el caso del proyecto Cochabamba ZT, con un incremento de la inversión del 33% deja de ser rentable.

***Reducción del consumo residencial***

Los indicadores socioeconómicos alcanzados producto de una reducción del consumo residencial de 28 a 20, 15 y 10 kWh/mes.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |
|  | |

**Fig. 3:** Análisis de sensibilidad de los 5 proyectos producto de la reducción del consumo residencial de 28 a 20, 15 y 10 kWh/mes.

El análisis de sensibilidad muestra que, aun con una disminución del consumo residencial a 10 kWh/mes los proyectos de Chuquisaca y Oruro son rentables desde el punto de vista socioeconómico, en cambio los proyectos Cochabamba ZA y Cochabamba ZV dejan de ser rentable con un consumo de 10 kWh/mes, finalmente el proyecto Cochabamba ZT deja de ser rentable incluso con un consumo residencial de 15 kWh/mes.

1. **Subcomponente: Fomento a usos productivos de la electricidad**

**3.1. Metodología**

*Escenarios “sin” y “con” proyecto*

La situación sin proyecto considera que los usuarios suplen sus necesidades energéticas mediante el uso de energéticos tradicionales y consumen una cantidad Q0, que tiene un precio P0.`en este escenario no existen usos productivos de la energía eléctrica.

La situación con proyecto considera dos momentos: en primera instancia el reemplazo del consumo de energéticos tradicionales (P0, Q0), por electricidad (P1, Q1) y, posteriormente, por efecto de las campañas de promoción y fomento del uso productivo de la electricidad los usuarios adoptan una tecnología de uso productivo y por tanto incrementan su consumo de electricidad (Q2), siendo el precio de la electricidad (P2 = P1). Lo que el fomento a los usos productivos produce, efectivamente, es la modificación de la curva de demanda de los beneficiarios.

*Análisis Financiero o Privado del Proyecto*

Al tratarse de una intervención de asesoría técnica, donde no interviene de forma directa el operador y no existe un pago por el servicio no se realizó una evaluación financiera.

*Análisis Socioeconómico del Proyecto*

Al igual que en el caso de los proyectos de extensión de redes de distribución, el criterio utilizado para la valoración de la intervención en la promoción de los usos productivos desde el punto de vista socioeconómico son los indicadores:

* VANS mayor que cero, que significa que la intervención es rentable desde el punto de vista del país en su conjunto y se debe ejecutar.
* Por otro lado, una TIRS mayor a 12% indica que desde el punto de vista del país, la intervención se debe realizar.

**3.2. Supuestos**

Para la evaluación socioeconómica del subcomponente de fomento a usos productivos de la electricidad, se consideró que el costo es el presupuesto para asesoría técnica previsto en el subcomponente y los beneficios socioeconómicos son aquellos derivados de la energía adicional que consumen los usuarios productivos, al modificar su curva de demanda.

Duración de la intervención, 10 años.

Número de usuarios que desarrollaran usos productivos, 4% de los usuarios totales, es decir, 1400 usuarios[[12]](#footnote-12).

Consumo kWh/mes/usuario, salto del consumidor tradicional de 5,528 kWh/mes[[13]](#footnote-13) (Q0) al consumo productivo de 210 kWh/mes (Q2). El valor de Q0 fue obtenido de los proyectos analizados, y validado mediante un análisis de las posibles demandas productivas.

Razones Precio Cuenta de Eficiencia, son aquellos mostrados en la tabla 8.

Costos de Inversión, la distribución de los costos de inversión son aquellos mostrados en la tabla 12.

Tabla 12: Distribución costos de Inversión,

usos productivos

|  |  |
| --- | --- |
| Bienes Transables | 20% |
| Materiales Locales | 20% |
| Mano de Obra Calificada | 25% |
| Mano de Obra Semi-calificada | 25% |
| M. De O. No Calificada Urbana | 5% |
| M. de O. No Calificada Rural | 5% |

**3.3. Beneficios Económicos**

En el caso del componente de fomento a usos productivos de la electricidad, la asistencia técnica fomentará una modificación de la curva de demanda de los usuarios que implementen usos productivos de la energía, mismos que a un mismo costo unitario (P1) pasaran a consumir una cantidad mayor de energía (Q2), tal como se muestra en la figura 2.

**Q [kWh/mes]**

**Q1**

**Q0**

**D**

**C**

**P1**

**P0**

**P [US$/kWh]**

*Excedente del consumidor, con una nueva curva de demanda*

*Incremento en el bienestar de los usuarios productivos*

**Q2**

**Fig. 4:** Curva de demanda de electricidad considerando el salto del usuario hacia un uso productivo

Entonces, los beneficios económicos que se generan debido a la adopción de tecnologías productivas por parte de los usuarios, son dos:

* Incremento en el bienestar de los consumidores por un consumo adicional de energía, que se mide como el incremento en la cantidad de energía que consumen el conjunto de usuarios productivos (Q2), respecto a la situación en la cual consume electricidad para usos no productivos (Q1), cuantificado al precio de la electricidad (P1) para usuarios residenciales, es decir que se asume que los usuarios que adoptan tecnologías productivas permanecen en la categoría residencial.
* Excedente de los consumidores productivos, que representa la diferencia entre la disponibilidad de pago por cada unidad adicional de energía con la nueva curva de demanda, y la disponibilidad de pago con la curva de demanda antigua. Es decir, representa que los usuarios que ahora tienen usos productivos valoran más la energía eléctrica, y tienen una disponibilidad de pago mayor por la energía (nueva curva de demanda), y por lo tanto, al recibir energía a un costo P1, tienen un beneficio socioeconómico mayor al que tenían cuando solo tenían usos domésticos de la energía.

**3.4. Costos Económicos**

Los costos considerados para la intervención del subcomponente de fomento de los usos productivos son: costos de inversión en activos tangibles como sistemas demostrativos, costos de promoción de las tecnologías productivas y contratación de consultores. Las principales actividades de promoción identificadas son: realización de talleres, elaboración de cartillas informativas, participación en ferias productivas, etc.

Se prevé un presupuesto (costo) para este subcomponente de US$ 1,5 millones, distribuidos en su ejecución de la siguiente manera: 30% el primer año, 30% el segundo año y 40% el tercer año, corregidos por la razón de precio de cuenta de la divisa.

**3.5. Indicadores de la Evaluación Económica**

Los resultados de la evaluación socioeconómica, del subcomponente de fomento a usos productivos de la electricidad, se presentan en la tabla 13:

**Tabla 13: Resultados Económicos de Usos Productivos**

|  |  |
| --- | --- |
| VANS (US$) | 260.215 |
| TIRS | 21,55% |

Los resultados muestran que el proyecto es rentable y beneficioso para la sociedad y el país en su conjunto, ya que el VANS es mayor a cero y la TIRS es muy superior a 12%.

En conjunción con las inversiones del subcomponente I.1, estos resultados muestran la alta rentabilidad, desde el punto de vista económico, de la extensión de redes eléctricas y el fomento al uso productivo de la energía eléctrica.

**3.6. Análisis de Sensibilidad**

Los escenarios considerados en el análisis de sensibilidad de la evaluación socioeconómica del subcomponente de fomento a usos productivos son los siguientes:

* Incremento de la inversión prevista.
* Incremento del costo de la electricidad.
* Reducción del número de usuarios beneficiados.

Los resultados de los 3 escenarios antes planteados se presentan se presentan en la Fig. 5.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  | |

**Fig. 5:** Análisis de sensibilidad del componente de usos productivos respecto de: Reducción del número de Usuarios, incremento del costo de inversión y reducción del costo de electricidad.

Para los tres escenarios planteados para la sensibilidad de la evaluación socioeconómica, los resultados muestran lo siguiente:

* El proyecto permanece rentable (desde el punto de vista socioeconómico) incluso con una reducción del número de usuarios productivos del 20%.
* El incremento del costo de inversión (sin modificación de metas) da lugar a una reducción de los indicadores socioeconómicos, siendo el límite de incremento de la inversión del 30%, más allá de este límite el proyecto de usos productivos deja de ser viable.
* Finalmente, ante la reducción del costo de la electricidad, los indicadores socioeconómicos se reducen pero permanecen estables, incluso con una reducción del 40%.

1. **Componente: Incremento de la capacidad de transmisión hacia áreas rurales**

**4.1. Metodología**

*Escenarios “sin” y “con” proyecto*

La situación sin proyecto considera que: los sistemas aislados Monteagudo – Muyupampa y Camiri continúan generando electricidad en base a gas natural, que la calidad de la energía suministrada es mala, con varias horas interrupción del servicio al año, pero que además esta situación se ve agravada debido a que no se realizan inversiones en el sistema de generación, los generadores se deterioran por su tiempo de vida, y el sistema actual es incapaz de suministrar toda la energía requerida.

La situación con proyecto considera que por efecto de la construcción de la Línea de Transmisión Padilla – Camiri, los generadores termoeléctricos dejan de funcionar, liberando el gas consumido, además, la calidad de la energía suministrada mejora a niveles equiparables a las capitales de departamento, previéndose que la totalidad de la demanda será atendida por la línea de transmisión en el periodo de análisis del proyecto.

*Análisis Financiero o Privado del Proyecto*

El análisis privado del proyecto compara los ingresos provenientes de la operación de la Línea de Transmisión, con los costos en los que el operador debe incurrir para obtenerlos (se consideran: inversión, operación y mantenimiento). Posteriormente, se realizó el balance cuantificando el Valor Actual Neto Privado (VANP) del Proyecto.

Un valor de VANP negativo indica que desde el punto de vista del operador, el proyecto no es interesante, y por tanto se requiere de la intervención del Estado. Para descontar el flujo de la evaluación privada se utilizó la tasa de descuento de mercado (10%).

*Análisis Socioeconómico del Proyecto*

El criterio utilizado para la valoración de la intervención en la Línea de Transmisión Padilla – Camiri, desde el punto de vista socioeconómico son los indicadores:

* VANS mayor que cero, que significa que la intervención es rentable desde el punto de vista del país en su conjunto y se debe ejecutar.
* Por otro lado, una TIRS mayor a 12% indica que desde el punto de vista del país, la intervención se debe realizar.

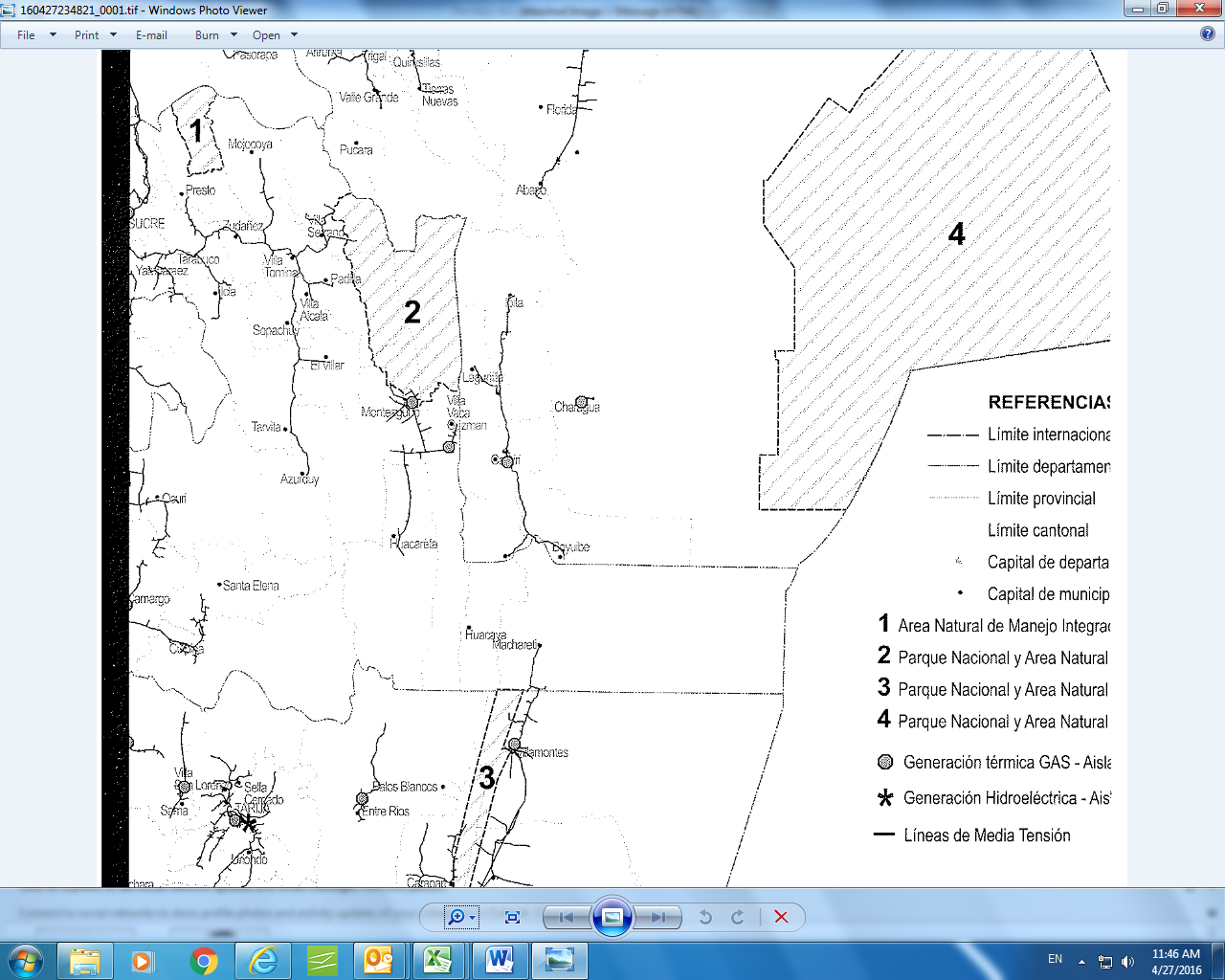
El análisis realizado para este componente se basa en los beneficios que la construcción de la Línea de Transmisión Padilla – Camiri trae al sistema eléctrico, que son: (i) evitar el racionamiento o la Energía No Suministrada (ENS) cuando la demanda excede la capacidad de la generación local; y (ii) la reducción del consumo de gas natural, volumen que podrá ser exportado, al precio de exportación.

Los costos considerados son básicamente los de inversión, distribuidos en su ejecución de la siguiente manera: 15% el primer año, 35% el segundo año y 50% el tercer año, corregidos por la razón de precio de cuenta de la divisa.

**4.2. Supuestos**

Los supuestos utilizados para el análisis económico de este componente fueron:

Sistema Aislado Beneficiado, comprende los municipios de: Monteagudo, Huacareta y Muyupampa (Villa Vaca Guzmán) en Chuquisaca y Camiri, Boyuibe y Lagunillas en Santa Cruz, donde se cuenta con dos puntos de generación térmica en base a gas natural (Monteagudo, Sauce Mayu y Camiri) que se encuentran interconectados. Ver la Fig. 6.



**Fig. 6:** Sistemas Aislados beneficiados por el proyecto

Duración del proyecto, 30 años.

Precio del gas para generación eléctrica aislada (COSERMO y CRE), 1,1 US$/Millar de pies cúbicos (MPC)

Precio del gas para exportación a la Argentina, 6,204 US$/MMBTU (6,684 US$/Mpc), precio promedio 2015.

Ingresos por operación de la línea: De acuerdo a la normativa boliviana13, los ingresos por operación de la línea de transmisión consideran el 3% de la inversión por año y por concepto de peaje se considera el 10% de la inversión.

Costo de la energía no suministrada, 1.500 US$/MWh. El valor establecido en la normativa boliviana es de 2.000 US$/MWh[[14]](#footnote-14) para todo el país, no obstante, debido a que en el área del proyecto se concentran principalmente en demandas residenciales y de servicios, se ha reducido este valor.

Composición de la generación eléctrica en el SIN de Bolivia, termoeléctrica: 73,6% e Hidroeléctrica (incluyendo biomasa y eólica): 26.4%[[15]](#footnote-15). Este para metro es usado en el cálculo ya que la generación térmica de los SAs en análisis será sustituida por la generación compuesta del SIN de acuerdo a la proporción indicada.

Comparación Eficiencia Generación Termoeléctrica en base a Gas Natural Sistemas Aislados vs Sistema Interconectado Nacional:

**Tabla 14: Eficiencia Generación a Gas SIN vs SAs**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Sistema** | **SIN[[16]](#footnote-16)** | **SAs 16** |
| **MMpc** | 56,427 | 3,384 |
| **GWh** | 5,426 | 292 |
| **Eficiencia (pc/kWh)** | **10.4** | **11.6** |

De la tabla anterior, las centrales térmicas del SIN son más eficientes que las centrales de los SAs en un 11%.

Consumo kWh/mes/usuario, a partir de información del Anuario Estadístico 2015 de la AE, para el sistema administrado por COSERMO: Residencial 70,5 kWh/mes/usuario, General: 199,5 kWh/mes/usuario e Industrial 411,5 kWh/mes/usuario, mientras para el sistema Camiri administrado por CRE: 113,25 kWh/mes/usuario, General: 356,78 kWh/mes/usuario e Industrial 605,7 kWh/mes/usuario.

Número de usuarios, Teniendo como base la información de COSERMO (AE, 2015) se realizó la extrapolación del número de usuarios al conjunto del sistema (incluyendo Muyupampa), considerando los datos de población y cobertura eléctrica del Censo Nacional de Población y Vivienda 2012, para el año 0: Residencial: 6778, General: 1212, Industrial: 86 y Alumbrado Público: 5 usuarios. En el caso de Camiri, también se utilizó información de la AE, 2015 y para el año 0 indica: 9616, General: 1392, Industrial: 151 y Alumbrado Público: 6 usuarios

Tasa de crecimiento de la energía consumida, en base a datos históricos para el sistema aislado 2010 – 2014: 11%[[17]](#footnote-17).

Tiempo de interrupción del servicio, Para COSERMO: 124,98 hrs/año y para CRE – Camiri: 65 hrs/año[[18]](#footnote-18).

Consumo mensual de gas (COSERMO), Sauce Mayu (Muyupampa): 582,2 Mpc, Monteagudo: 8.415,53 Mpc y Camiri: 26.711,9 Mpc (60°F)[[19]](#footnote-19).

Capacidad de generación térmica efectiva actual, Monteagudo 2 unidades de 350 kW (1988) y 2 unidades de 878,25 kW (1998), total 2.456,50 kW y Sauce Mayu (Muyupampa): 2 unidades de 300 kW, total 600 kW, en el caso de Camiri la potencia de los generadores a gas alcanza los 6.5 MW. En las condiciones actuales los sistemas funcionan con un factor de planta de 0,42 (COSERMO) y CRE – Camiri 0,60. Se ha previsto que en su estado actual el sistema permitirá llegar a un factor de carga de 0,8.

**4.3. Beneficios Económicos**

En el caso de este componente y específicamente de la Línea de transmisión Padilla – Camiri analizada, los beneficios son los siguientes:

* Beneficio por reducción de la Energía No Suministrada (1), para el sistema COSERMO el tiempo de interrupción es igual a 124,98 hrs/año para el año 0, mientras que para el sistema Camiri 65,8 hrs/año para el año 0, la información fue obtenida de la evaluación de calidad del servicio comercial, producto técnico y servicio técnico, realizado para el periodo noviembre/2014 – abril/2015[[20]](#footnote-20). En la situación con proyecto se asume que este valor será igual al exigido por la AE: 35 hrs/año.
* Beneficio por reducción de la Energía No Suministrada (2), Se ha considerado que el sistema actual, al ritmo actual de crecimiento, no podría abastecer la demanda a partir del año 8 en el caso de COSERMO y el año 13 en el caso de la CRE-Camiri (si no se realizan inversiones adicionales), siendo el límite el factor de planta de 0,8. A partir de ese año, toda la demanda incremental se considera como ENS, con un valor de 1.500 $US/MWh. En la situación con proyecto, la línea de transmisión es capaz de abastecer toda la demanda, por lo que la ENS es igual a 0.
* Beneficio debido a la reducción del consumo de gas, en la situación con proyecto, los sistemas aislados dejarán de generar en las centrales de Sauce Mayu, Monteagudo y Camiri y por tanto dejará de consumir gas, volumen que podría ser exportado. El volumen mensual estimado es 35.709,63 Mpc (60°F), a considerando como precio del gas para exportación a la Argentina 6.684 US$/Mpc.

En el análisis no se han considerado otros beneficios económicos como: (i) la reducción de gastos de COSERMO y CRE debido a que por efecto de la implementación de la línea, los operadores dejarán de gastar en operación y mantenimiento de los sistemas de generación actuales; y (ii) beneficios económicos de la reducción de emisiones de CO2. Estos beneficios económicos no pudieron cuantificarse, por lo que los indicadores presentados más adelante pueden considerarse una estimación pesimista.

**4.4. Costos Económicos**

Los costos considerados para este componente de incremento de la capacidad de transmisión son:

* Costo de inversión previsto para la línea de transmisión, modificación de la subestación de Padilla, construcción de la Subestación de Monteagudo, construcción de la Subestación de Muyupampa y construcción de la Subestación de Camiri, distribuidos en su ejecución de la siguiente manera: 15% el primer año, 30% el segundo año y 55% el tercer año.
* Costo de operación y mantenimiento, igual al 3% por año de la inversión realizada, de acuerdo a la normativa boliviana, este costo es reconocido a través de un pago mensual al operador de la línea.

**4.5. Indicadores de la Evaluación Económica**

Para el componente 2 de incremento de la capacidad de transmisión hacia áreas rurales, la línea de transmisión evaluada Padilla -Camiri, la evaluación socioeconómica es positiva, ya que el VANS es mayor a cero y la TIRS es superior a 12%, siendo el proyecto de beneficio para el país como se muestra en la tabla 15:

**Tabla 15: Resultados Económicos de Línea de Transmisión**

|  |  |
| --- | --- |
| VANS (US$) | 238,559,746 |
| TIRS | 24.19% |

**4.6. Análisis de Sensibilidad**

Los escenarios considerados en el análisis de sensibilidad de la evaluación socioeconómica del componente 2 son los siguientes:

* Incremento del costo de inversión
* Reducción del precio del gas exportado a la Argentina

Los resultados de los 2 escenarios antes planteados se presentan se presentan en la Fig. 7.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

**Fig. 7:** Análisis de sensibilidad de la Línea de Transmisión Padilla – Camiri respecto de: Incremento del costo de inversión y reducción del precio del gas exportado.

Los dos escenarios planteados para la sensibilidad de la evaluación socioeconómica dan lugar a una reducción de los indicadores, sin embargo, estos dos escenarios no afectan significativamente a la evaluación económica, ya que tanto el VANS y la TIRS, incluso con un incremento del costo de inversión del 50% y una reducción del precio del gas exportado a la Argentina del 50%, permanecen en los márgenes aceptables de rentabilidad económica, es decir, VANS mayor a cero y TIRS mayor a 12%.

1. **Conclusiones**

El análisis de costo-beneficio realizado permite concluir que:

1. Los proyectos de la muestra representativa de proyectos de extensión de redes de distribución, son económicamente factibles y pueden ser considerados para su financiamiento en el marco del Programa, para ello, deberán ser actualizados en los casos que corresponda y evaluados individualmente por parte de la unidad ejecutora del programa de acuerdo a los criterios de elegibilidad a ser establecidos.
2. De la misma manera, el subcomponente de fomento a los usos productivos, es económicamente factible y los resultados de su implementación pueden proporcionar insumos importantes para la implementación de proyectos de este tipo a futuro.
3. Finalmente, la Línea de Transmisión evaluada para el componente 2, también es económicamente factible y puede ser considerada para su financiamiento en el marco del Programa.

Por otro lado, considerando que los tres subcomponentes analizados tienen viabilidad socioeconómica, puede concluirse que el Programa como un todo es viable desde el punto de vista socioeconómico.

1. **Anexos**
2. [Planilla de Evaluación Cochabamba – Andina](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40355519)
3. [Planilla de Evaluación Cochabamba – Valles](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40355524)
4. [Planilla de Evaluación Cochabamba – Trópico](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40355521)
5. [Planilla de Evaluación Chuquisaca](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40355525)
6. [Planilla de Evaluación Oruro](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40355559)
7. [Planilla de Evaluación Usos Productivos](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40355539)
8. [Planilla de Evaluación Padilla – Camiri](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40355532)
9. [Planilla de Análisis de Sensibilidad](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40355542)

1. Sección VI de la Evaluación Técnica de Proyectos [↑](#footnote-ref-1)
2. Tabla 14: Caracterización de los usos productivos en los proyectos de la Sección VI de la Evaluación Técnica de Proyectos. [↑](#footnote-ref-2)
3. Resumen Ejecutivo. Línea de Transmisión 115 kV: Padilla – Monteagudo – Camiri, ENDE, 2016 [↑](#footnote-ref-3)
4. Se utilizó la versión 2007 de las “Planillas Parametrizadas” disponibles en la página WEB del VIPFE, así como la Resolución Ministerial No. 159 de septiembre de 2006, vigentes al momento de elaboración de este informe. [↑](#footnote-ref-4)
5. Sección VI de la Evaluación Técnica de Proyectos [↑](#footnote-ref-5)
6. Para iluminación pública las lámparas usadas en todos los proyectos analizados tienen una potencia de 70 W. [↑](#footnote-ref-6)
7. Resolución Bi-ministerial 078, Agosto de 2000. [↑](#footnote-ref-7)
8. Se ha usado como referencia la información del Anuario Estadístico de la AE 2015 [↑](#footnote-ref-8)
9. En los proyectos analizados no fue posible discriminar en sus componentes de Baja y Media Tensión, aspecto que no incide en los resultados de la evaluación. [↑](#footnote-ref-9)
10. Mediante Resolución Ministerial 115 de mayo de 2015, el Ministerio de Planificación del Desarrollo aprobó el nuevo Reglamento Básico de Pre Inversión, herramienta que a la fecha se encuentra en etapa de elaboración de las metodologías sectoriales de preparación, evaluación y gerencia de proyectos. [↑](#footnote-ref-10)
11. El Decreto Supremo N° 27030 de 8 de mayo de 2003, autoriza a los titulares de concesión a incluir en el cálculo de sus tarifas base el valor agregado de distribución (VAD), este instrumento normativo vigente a la fecha, garantiza la sostenibilidad de los proyectos. [↑](#footnote-ref-11)
12. Tabla 14: Caracterización de los usos productivos en los proyectos de la Sección VI de la Evaluación Técnica de Proyectos. [↑](#footnote-ref-12)
13. Consumo medio equivalente de energéticos tradicionales correspondiente al uso de: 24 unidades de velas, 8 pilas y 5 litros de kerosene al mes. [↑](#footnote-ref-13)
14. Resolución SSDE 094/2000, procedimientos específicos para la evaluación de expansiones de transmisión, Agosto de 2000. [↑](#footnote-ref-14)
15. Memoria CNDC 2015 [↑](#footnote-ref-15)
16. Memoria CNDC 2015 [↑](#footnote-ref-16)
17. Anuario Estadístico de la AE 2015. [↑](#footnote-ref-17)
18. Resolución de la AE Nro. 538/2015 [↑](#footnote-ref-18)
19. Información proporcionada por la AE en base a los formularios ISE-20 [↑](#footnote-ref-19)
20. Resolución AE Nro. 538/2015 [↑](#footnote-ref-20)