Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**NICARAGUA**

**AMPLIACIÓN Y REFUERZOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD DE NICARAGUA**

**(NI-L1091)**

Análisis Costo Beneficio – Informe Final

Octubre 2015

Este documento fue preparado por: Martín Rodríguez Pardina, consultor.

Contenido

[Documento del Banco Interamericano de Desarrollo 1](#_Toc434552095)

[Resumen ejecutivo 6](#_Toc434552096)

[1. Introducción 1](#_Toc434552097)

[2. Supuestos y Metodología 4](#_Toc434552098)

[3. Evaluación Económica y financiera de los proyectos 9](#_Toc434552099)

[3.1. SE Waslala 13](#_Toc434552100)

[3.1.1. SE Waslala - Supuestos 13](#_Toc434552101)

[3.1.2. SE Waslala - Evaluación 14](#_Toc434552102)

[3.1.3. SE Waslala - Sensibilidades 16](#_Toc434552103)

[3.2. SE Santa Clara 17](#_Toc434552104)

[3.2.1. SE Santa Clara - Supuestos 17](#_Toc434552105)

[3.2.2. SE Santa Clara – Evaluación 18](#_Toc434552106)

[3.2.3. SE Santa Clara – Sensibilidades 19](#_Toc434552107)

[3.3. SE Jinotega 21](#_Toc434552108)

[3.3.1. SE Jinotega – Supuestos 21](#_Toc434552109)

[3.3.2. SE Jinotega – Evaluación 22](#_Toc434552110)

[3.3.3. SE Jinotega – Sensibilidades 23](#_Toc434552111)

[3.4. Línea Los Brasiles-Acahualinca-Managua 24](#_Toc434552112)

[3.4.1. Los Brasiles – Supuestos 24](#_Toc434552113)

[3.4.2. Los Brasiles – Evaluación 25](#_Toc434552114)

[3.4.3. Los Brasiles – Sensibilidades 26](#_Toc434552115)

[3.5. Línea San Benito - Los Brasiles (Fase 2) 27](#_Toc434552116)

[3.5.1. San Benito – Supuestos 27](#_Toc434552117)

[3.5.2. San Benito – Evaluación 28](#_Toc434552118)

[3.5.3. San Benito - Sensibilidades 29](#_Toc434552119)

[4. Conclusiones 30](#_Toc434552120)

**Índice de tablas**

[**Tabla 1: Ampliación y Refuerzos Sistema Transmisión - Inversión (US$)** 1](#_Toc434552121)

[**Tabla 2: Proyectos evaluados – Principales indicadores** 2](#_Toc434552122)

[**Tabla 3: Factores de Cuenta** 4](#_Toc434552123)

[**Tabla 4: Supuestos generales de modelización** 7](#_Toc434552124)

[**Tabla 5: Usos energéticos en la situación sin proyecto** 8](#_Toc434552125)

[**Tabla 6: Factores de conversión** 8](#_Toc434552126)

[**Tabla 7: Supuestos de modelización particulares – SE Waslala** 13](#_Toc434552127)

[**Tabla 8: Resultados evaluación económica – SE Waslala** 15](#_Toc434552128)

[**Tabla 9: Resultados evaluación financiera – SE Waslala** 15](#_Toc434552129)

[**Tabla 10: SE Waslala – Análisis de sensibilidad evaluación económica** 16](#_Toc434552130)

[**Tabla 11: Supuestos de modelización particulares – SE Santa Clara** 17](#_Toc434552131)

[**Tabla 12: Resultados evaluación económica – SE Santa Clara** 18](#_Toc434552132)

[**Tabla 13: Resultados evaluación financiera – SE Santa Clara** 18](#_Toc434552133)

[**Tabla 14: SE Santa Clara – Análisis de sensibilidad evaluación económica** 19](#_Toc434552134)

[**Tabla 15: Supuestos de modelización particulares – SE Jinotega** 21](#_Toc434552135)

[**Tabla 16: Resultados evaluación económica – SE Jinotega** 22](#_Toc434552136)

[**Tabla 17: Resultados evaluación financiera – SE Jinotega** 22](#_Toc434552137)

[**Tabla 18: SE Jinotega – Análisis de sensibilidad evaluación económica** 23](#_Toc434552138)

[**Tabla 19: Supuestos de modelización particulares – Los Brasiles** 24](#_Toc434552139)

[**Tabla 20: Resultados evaluación económica – Los Brasiles** 25](#_Toc434552140)

[**Tabla 21: Resultados evaluación financiera – Los Brasiles** 25](#_Toc434552141)

[**Tabla 22: Los Brasiles – Análisis de sensibilidad evaluación económica** 26](#_Toc434552142)

[**Tabla 23: Supuestos de modelización particulares – Los Brasiles** 27](#_Toc434552143)

[**Tabla 24: Resultados evaluación económica – San Benito** 28](#_Toc434552144)

[**Tabla 25: Resultados evaluación financiera – San Benito** 28](#_Toc434552145)

[**Tabla 26: San Benito – Análisis de sensibilidad evaluación económica** 29](#_Toc434552146)

**Índice de figuras**

[**Figura 1: Identificación y cuantificación de las mejoras en la calidad de vida** 10](#_Toc433124875)

**Listado de abreviaturas**

ACB: Análisis Costo Beneficio

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

ENATREL: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

FC: Factores de Cuenta

MER: Mercado Eléctrico Regional

O&M: Operación y Mantenimiento (costos)

PCH: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

PER: Proyectos de Electrificación Rural

PNESER: Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable para Nicaragua

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SNIP: Sistema Nacional de Inversiones Públicas

TIR: Tasa Interna de Retorno

TIRE: Tasa Interna de Retorno Económica

US$: Dólares estadounidenses

VP: Valor Presente

VPNE: Valor Presente Neto Económico

VPNF: Valor Presente Neto Financiero

Nota: En las variables numéricas “.” es separador de miles y “,” de decimales.

# Resumen ejecutivo

El presente documento tiene por finalidad presentar la evaluación costo beneficio de un conjunto de proyectos, pertenecientes al programa Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua, a ser financiados parcialmente por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El objetivo general de este programa es contribuir a la mejora de las condiciones de operación de la infraestructura del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante el reforzamiento de la infraestructura de transmisión. Los objetivos específicos, por otro lado, incluyen garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable para Nicaragua (PNESER)[[1]](#footnote-1) y permitir la optimización de la capacidad de la línea de transmisión regional en los tramos ubicados en territorio nicaragüense, en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

Estos proyectos, junto con la inversión que involucran[[2]](#footnote-2) y el valor presente neto económico (VPNE) que generan, se muestran en la **Tabla 1**.

**Tabla1: Ampliación y Refuerzos Sistema Transmisión - Inversión (US$) y VPNE**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Proyecto** | **Inversión** | **VPNE** |
| Subestación Waslala y obras conexas | 13.766.925 | 21.356.333 |
| Subestación Santa Clara y Línea Ocotal – Santa Clara | 14.117.024 | 15.317.749 |
| Subestación Jinotega y Línea en doble circuito  | 6.742.239 | 107.532.627 |
| Líneas Los Brasiles-Acahualinca y Acahualinca-Managua | 685.000 | 776.126 |
| Línea San Benito – Los Brasiles (Fase 2) | 5.364.153 | 5.188.279 |
| **TOTAL** | **40.675.341** | **150.171.114** |

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por el BID

En términos de inversión (financiera[[3]](#footnote-3)), estos proyectos conllevan una erogación de poco más de 40.600.000 US$, permitiendo generar un valor económico neto de más de 150.171.114 US$.

Esta inversión se destina a los siguientes proyectos de transmisión de electricidad.

***Subestación Waslala y obras conexas***

Este proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación Waslala en el municipio del mismo nombre, con capacidad de transformación de 25/30 MVA y de una línea de transmisión de circuito simple en 138 kV con una longitud de 48,3 km. Este proyecto permitirá la mejora del servicio para 6.750 usuarios existentes, la conexión de 2.750 nuevos usuarios y la conexión de 5 pequeñas centrales hidroeléctricas a ser construidas con una potencia acumulada de 22,5 MW.

***Subestación Santa Clara y Línea Ocotal – Santa Clara***

Esta obra consta de la construcción de una nueva subestación Santa Clara en el municipio Jícaro con capacidad de transformación de 20/25 MVA y del tendido de una nueva línea de transmisión de circuito simple en 138 kV con una longitud de 47,3 km. Estas obras permitirán la mejora del servicio para 22.100 usuarios existentes y la conexión de 3.990 nuevos usuarios del departamento de Nueva Segovia.

***Subestación Jinotega y Línea en doble circuito***

Este proyecto incluye la construcción de una subestación con capacidad de transformación de 20/25 MVA y el tendido de una línea de transmisión de doble circuito en 138 kV con una longitud de 6 km, que proveerá de estabilidad al suministro eléctrico para 25.477 usuarios existentes y permitirá la conexión de 1.391nuevos usuarios al SIN.

***Líneas Los Brasiles-Acahualinca y Acahualinca-Managua***

Esta obra consiste en el refuerzo de la línea de transmisión en el tramo Los Brasiles-Acahualinca-Managua, con el incremento de capacidad de transporte en una longitud de 18,5 km en 138 kV, para asegurar la disponibilidad de la capacidad de diseño de la línea de transmisión regional SIEPAC.

***Línea San Benito - Los Brasiles (Fase 2)***

Finalmente este proyecto, que forma parte de los refuerzos necesarios en transmisión para garantizar la transferencia de hasta 300MW por el Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua, consiste en la construcción de 57 km de línea en 230 kV para completar la línea San Benito-Los Brasiles y crear un anillo eléctrico en 230kV.

Para este conjunto de proyectos se desarrolló un análisis costo beneficio (ACB). El ACB busca medir el impacto en sentido amplio de los proyectos, esto es desde una óptica financiera y una óptica social o económica. Para esto, se deben valuar tanto los efectos directos como los indirectos, incluyendo en el caso de la evaluación económica las externalidades que eventualmente se generan. Una vez calculados los beneficios y costos, se descuentan para llevarlos a un momento del tiempo común y, así, hacerlos comparables, representando la tasa de descuento el costo de oportunidad del capital. Los resultados de la evaluación económica de los proyectos se resume en la **Tabla 2**.

**Tabla 2: Proyectos evaluados**

| **Proyecto** | **Población involucrada** | **VP Inversión Económica (US$)** | **VPNE (US$)** | **TIRE** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| SE Waslala  | 9.500 | 13.428.259 | 21.356.333 | 24% |
| SE Santa Clara | 26.090 | 13.769.745 | 15.317.749 | 26% |
| SE Jinotega | 26.868 | 6.576.379 | 107.532.627 | 35% |
| Los Brasiles-Acahualinca-Managua | - | 668.149 | 776.126 | 27% |
| San Benito – Los Brasiles | - | 5.232.195 | 5.188.279 | 15% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Todos los proyectos evaluados conllevan un Valor Presente Neto Económico (VPNE) positivo, siendo los resultados robustos a variaciones en los supuestos de modelación.

En términos agregados, el programa analizado incluye una inversión económica (ajustada por factores de cuenta) total de 39.700.000 US$ que generan un beneficio económico de más de 150.171.114 US$. La distribución porcentual de la inversión y los beneficios entre los proyectos evaluados se muestra en el **Gráfico 2**.

Gráfico 2:– Distribución de Inversión y Beneficios Económicos por proyecto



Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

# Introducción

El presente documento tiene por finalidad presentar la evaluación costo beneficio de un subconjunto de proyectos, pertenecientes al programa Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua, a ser financiados parcialmente por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El objetivo general de este programa es contribuir a la mejora de las condiciones de operación de la infraestructura del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante el reforzamiento de la infraestructura de transmisión. Los objetivos específicos, por otro lado, incluyen garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable para Nicaragua (PNESER)[[4]](#footnote-4); aumentar la confiabilidad del servicio eléctrico actual del área de Managua; crear las condiciones en infraestructura eléctrica en la zona de Managua para la conexión de futuros proyectos de generación y permitir la optimización de la capacidad de la línea de transmisión regional en los tramos ubicados en territorio nicaragüense, en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

Para atender los problemas de calidad ocasionados en el proceso de expansión de la electrificación rural, se requieren una serie de inversiones en el sistema de transmisión en ciertos municipios del norte del país. Además, también se requiere aumentar la confiabilidad del servicio eléctrico actual del área de Managua, donde se concentra la mayor demanda del país. Estos proyectos, junto con la inversión que involucran[[5]](#footnote-5), se muestran en la **Tabla 1**.

**Tabla 1: Ampliación y Refuerzos Sistema Transmisión - Inversión (US$)**

| **Proyecto** | **Inversión** |
| --- | --- |
| Subestación Waslala y obras conexas | 13.766.925 |
| Subestación Santa Clara y Línea Ocotal – Santa Clara | 14.117.024 |
| Subestación Jinotega y Línea en doble circuito | 6.742.239 |
| Líneas Los Brasiles-Acahualinca y Acahualinca-Managua | 685.000 |
| Línea San Benito – Los Brasiles (Fase 2) | 5.364.153 |
| **TOTAL** | **40.675.341** |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

A continuación se realiza una breve descripción de estos cinco proyectos.

El primer proyecto analizado, SE Waslala, consiste en la construcción de una nueva subestación Waslala en el municipio del mismo nombre, con capacidad de transformación de 25/30 MVA y de una línea de transmisión de circuito simple en 138 kV con una longitud de 48,3 km. Este proyecto permitirá la mejora del servicio para 6.750 usuarios existentes, la conexión de 2.750 nuevos usuarios y la conexión de 5 pequeñas centrales hidroeléctricas a ser construidas con una potencia acumulada de 22,5 MW.

El proyecto SE Santa Clara, por su parte, se trata de construir una nueva subestación Santa Clara en el municipio Jícaro con capacidad de transformación de 20/25 MVA y del tendido de una nueva línea de transmisión de circuito simple en 138 kV con una longitud de 47,3 km. Estas obras permitirán la mejora del servicio para 22.100 usuarios existentes y la conexión de 3.990 nuevos usuarios del departamento de Nueva Segovia.

El tercer proyecto, SE Jinotega, incluye la construcción de una subestación con capacidad de transformación de 20/25 MVA y el tendido de una línea de transmisión de doble circuito en 138 kV con una longitud de 6 km, que proveerá de estabilidad al suministro eléctrico para 25.477 usuarios existentes y permitirá la conexión de 1.391 nuevos usuarios al SIN.

El cuarto proyecto a evaluar consiste en el refuerzo de la línea de transmisión en el tramo Los Brasiles-Acahualinca-Managua, con el incremento de capacidad de transporte en una longitud de 18,5 km en 138 kV, para asegurar la disponibilidad de la capacidad de diseño de la línea de transmisión regional SIEPAC.

Finalmente, el quinto proyecto, involucra la construcción de de 57 km de línea en 230 kV para completar la línea San Benito-Los Brasiles y crear un anillo eléctrico en 230kV, que permita mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional, aumentar la confiabilidad del servicio eléctrico actual del área de Managua y crear las condiciones en infraestructura eléctrica en la zona de Managua para la conexión de futuros proyectos de generación.

Un resumen de las características principales de cada uno de estos proyectos de transmisión se muestra en la **Tabla 2**.

**Tabla 2: Proyectos evaluados – Principales indicadores**

| **Proyecto** | **Inversión****US$** | **Transfor- mación** | **Km de líneas de transmisión** | **Población servida** | **Generación adicional** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Actual** | **Nueva** |
| SE Waslala (El CUA)  | 13.766.925 | 25/30 MVA | 48,3 | 6.755 | 2.752 | 22,5 MW |
| SE Santa Clara y Línea Ocotal-Santa Clara. | 14.117.024 | 25/30 MVA | 47,3 | 22.100 | 3.990 | - |
| SE Jinotega y Línea Jinotega-Intersección Línea Planta Centroamérica-Sebaco  | 6.742.239 | 25/30 MVA | 5,7Doble circuito | 25.477 | 1.391 | - |
| Aumento de la capacidad de la línea Los Brasiles-Acahualinca-Managua | 685.000 | - | 18,5 | - | - |
| Línea San Benito-Los Brasiles (Fase 2) | 5.364.513 | - | 57 | - | - |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

El análisis costo beneficio que se desarrolla en este informe se realiza a nivel de cada proyecto individual y se basa en información generada por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y provista por el BID[[6]](#footnote-6).

# Supuestos y Metodología

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) propone dos metodologías alternativas para la evaluación de proyectos financiados por la institución. El análisis costo efectividad y el análisis costo beneficio. En el análisis costo efectividad, básicamente, se comparan alternativas mutuamente excluyentes en términos de su costo por un efecto dado. El Análisis Costo Beneficio (ACB) busca calcular los beneficios sociales netos de una intervención dada, valorada en unidades monetarias (en términos de un numerario, en este caso la divisa). La metodología utilizada para evaluar los proyectos es el ACB, por lo que se ahondará en la descripción de esta técnica.

El ACB busca medir el impacto en sentido amplio de los proyectos, esto es desde una óptica financiera y una óptica social o económica. Para esto, se deben valuar tanto los efectos directos como los indirectos, incluyendo en el caso de la evaluación económica las externalidades que eventualmente se generan. Las externalidades constituyen efectos de los procesos de producción o consumo que recaen sobre agentes distintos de los que toman la decisión de producción o consumo. Entonces, en el contexto de un ACB, para poder computar los costos y beneficios de los proyectos, es necesario hacer un número considerable de supuestos de modelación que dependerán del tipo de proyecto particular de que se trate y estarán relacionados principalmente con la necesidad de la cuantificación de estos efectos externos (que pueden ser tanto positivos como negativos). Una vez calculados los beneficios y costos, se descuentan para llevarlos a un momento del tiempo común y, así, hacerlos comparables, representando la tasa de descuento el costo de oportunidad del capital.

En este contexto, una evaluación financiera cubre costos y beneficios desde una perspectiva privada (llamados beneficios y costos *financieros*), por lo que se usan precios de mercado; mientras que la económica lo hace desde una perspectiva social (beneficios y costos *económicos*), utilizando para esto precios sombra, incluyendo las externalidades.

Para el análisis económico, el numerario o unidad de cuenta utilizada para estimar todos los beneficios y costos económicos de los proyectos es el numerario de frontera que valora por la unidad, a una divisa libre en manos del Estado. Así, para el caso de Nicaragua se tienen los factores de cuenta (FC) de la **Tabla 3**.

**Tabla 3: Factores de Cuenta**

| **Factores de Cuenta** | **Valor** |
| --- | --- |
| Bienes no comercializables | 1,0592 |
| Mano de obra calificada | 1,0592 |
| Mano de obra no calificada | 0,6461 |
| Costos de generación (inversión) | 1,0072 |
| Costos de transmisión (inversión) | 0,9754 |
| Costos de distribución (inversión) | 0,9929 |
| Costos de O&M en generación | 0,95796 |
| Costos de O&M en transmisión | 0,99123 |
| Costos de O&M en distribución | 0,96715 |

Fuente: Programa de Desarrollo Eléctrico Línea Condicional De Crédito (CCLIP) -Evaluación Técnico Económica - Informe Final, de Ignacio Coral Martínez (2007)[[7]](#footnote-7), provisto por el BID.

El ACB es una herramienta fundamental para la toma de decisiones ya que no sólo permite la evaluación aislada de los proyectos, sino que también provee la información necesaria para compararlos y establecer un orden de prioridades. Así, es posible identificar aquellos proyectos que son deseables desde el punto de vista social, esto es, aquellos cuyos beneficios económicos, en valor presente, superan a sus costos económicos (también en valor presente). Esto equivale a decir que el valor presente neto económico de los proyectos es positivo.

Otra forma alternativa, pero equivalente, de evaluar la deseabilidad de un proyecto es comparando su tasa interna de retorno con el costo del capital. La tasa interna de retorno, o TIR, de un proyecto es aquella que hace que el valor presente de los flujos (descontados a dicha tasa) sea igual a la inversión o, lo que es lo mismo, que el valor presente neto sea nulo. Si la tasa interna de retorno es mayor al costo del capital, entonces el proyecto es deseable; caso contrario, no lo es. Así, habrá una TIRE o tasa interna de retorno económica en el análisis económico, que deberá compararse con la tasa social de descuento, y una tasa interna de retorno financiera (simplemente TIR) que deberá ser comparada con la tasa privada de descuento.[[8]](#footnote-8)

Que un proyecto sea deseable desde un punto de vista económico (es decir con valor presente neto económico positivo) no necesariamente implica que el mismo sea viable desde un punto de vista financiero. Es decir, pueden existir proyectos con altos beneficios económicos pero que no generan ingresos suficientes como para cubrir sus costos (inversión y operación y mantenimiento). Incluso, proyectos socialmente deseables pueden ser no sostenibles desde el punto de vista financiero.

Sin embargo, se considera pertinente hacer una salvedad que tiene que ver con la relevancia del análisis financiero en el contexto de esta evaluación. En el caso de evaluación financiera de proyectos en sectores regulados, como es el presente, las tarifas (que determinan en gran medida el ingreso a obtener) pueden ser endógenas respecto de los proyectos a evaluar (dependiendo del tipo de regulación), ajustándose entonces de manera de cubrir los costos de toda la cartera de proyectos. Por otro lado, en general la regulación determina una tarifa media que permite la sostenibilidad de la empresa en su conjunto es decir que cubre los costos medios. Al evaluar un proyecto individual - que como en este caso forma parte de la red de transmisión operada por la empresa - no necesariamente existe una relación directa entre los costos (específicos del proyecto) y los ingresos (que dependen de la tarifa media). Por ello las evaluaciones financieras de proyectos individuales que forman parte de una empresa deben ser consideradas con sumo cuidado ya que un valor negativo o positivo no necesariamente es significativo desde el punto de vista financiero. En estos casos, el énfasis del análisis financiero debe ser sobre la empresa en su conjunto y no sobre el resultado de cada proyecto individual.

Por sostenibilidad se entiende que el valor presente de los ingresos operativos supera al de los costos operativos o, lo que es lo mismo, que el valor presente de los ingresos operativos netos sea positivo. De no cumplirse esta condición para proyectos económicamente deseables, éstos requerirían de un apoyo financiero permanente para cubrir sus costos de operación. Si, por otro lado, el valor presente de los ingresos operativos netos es positivo (aunque sin llegar a cubrir la inversión que requieren) entonces puede ser socialmente eficiente subvencionar el componente de inversión de estos proyectos[[9]](#footnote-9).

En la evaluación de estos proyectos se han efectuado una serie de supuestos y considerado parámetros generales (transversales a todos los proyectos) y supuestos y parámetros particulares (específicos a ciertos proyectos). En la **Tabla 4** se especifican los supuestos y parámetros generales y luego, en las respectivas secciones, se detallan los supuestos específicos utilizados para la evaluación de cada uno de los proyectos.

**Tabla 4: Supuestos generales de modelización**

|  |
| --- |
| **Parámetros** |
| **Económicos** |
| Tasa de descuento social | 12% |
| Tasa de descuento privada | 8% |
| Tipo de cambio ($/US$) | 27,4215 |
| Costo de Energía No Servida por fallas (US$/MWh) | 1500 |
| Costo de Energía No Servida a usuarios no conectados (US$/MWh) | 800 |
| Costos de O&M (% Inversión) | 2,50% |
| Costo Generación (US$/MWh) | 135,38 |
| Costo Transmisión (US$/MWh) | 8,22 |
| Costo Distribución (US$/MWh) | 54,77 |
| Otros valores unitarios (US$/MWh) | 0,49 |
| Tarifa (US$/MWh) | 198,86 |
| Crecimiento anual real peaje transmisión | 2% |
| Costos económicos (ajustados por factores de cuenta) |  |
| Generación (US$Ec/MWh) | 133,03 |
| Transmisión (US$Ec/MWh) | 8,08 |
| Distribución (US$Ec/MWh) | 53,67 |
| **Técnicos** |
| Pérdidas transmisión 138 y 230 kV | 2,43% |
| Pérdidas en la red de 24.9 kV (MT) | 6,58% |
| Pérdidas en red de BT | 5% |
| **De mercado** |
| Consumo actual equivalente clientes rurales (kWh/mes) | 12,75 |
| Precio unitario sustitutos clientes rurales (US$/kWh) | 1,35 |
| Costo mensual sustitutos (US$/mes) | 17,15 |
| Potencia clientes rurales (MW/año) | 0,00029 |
| Factor de coincidencia Rural (PER) | 92% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Cabe aclarar que los costos de generación, transmisión y distribución utilizados son los que surgen del Pliego Tarifario de Abril de 2015 (Resolución INE N°01042015) y se suponen iguales a los costos incrementales de largo plazo para cada actividad en el sector (generación, transmisión y distribución).

Como se verá, la mayoría de estos proyectos involucra la provisión de electricidad a nuevos clientes (PER o Proyectos de Electrificación Rural). Para evaluar correctamente los beneficios que supone la consecución de los mismos, entonces, se debe contar con una estimación de los recursos que actualmente están destinando estas familias para acceder a fuentes alternativas de energía (estos recursos serán *liberados* en presencia del proyecto). Para el cálculo de los recursos liberados, se supone que la población utiliza actualmente velas, kerosene, carbón y pilas de acuerdo a la **Tabla 5**.

**Tabla 5: Usos energéticos en la situación sin proyecto**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Energético** | **Uso** | **Cantidad****Mensual** | **Unidad** | **Costo****Unitario (US$)** | **Costo****Total** |
| Velas | Iluminación | 20 | Unidades | 0,11 | 2,19 |
| Kerosene | Iluminación / calefacción | 10 | Litros | 0,84 | 8,40 |
| Carbón | Planchas | 4 | Libras | 0,73 | 2,92 |
| Pilas tamaño grande | Iluminación / comunicación / entretenimiento | 4 | Unidades | 0,91 | 3,65 |
| **Total Gasto (US$/mes)** | **17,15** |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL y el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP)

Este patrón de consumo tiene implícito un consumo promedio equivalente de 12,75 kWh/mes, a un costo promedio de 1,35 US$/kWh (lo que equivale a un gasto mensual de 17,15 US$), de acuerdo a los factores de conversión en la **Tabla 6**.

**Tabla 6: Factores de conversión**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Bien** | **Factor de conversión** | **Costo US$/kWh equivalente** |
| Velas: Capacidad 18W Duración 0,5 horas | 0,045 | kWh/Candela | 2,43 |
| Kerosene: Lámparas consumen 0,5 lts cada 4 horas, capacidad lumínica de 100 watts. | 0,8 | kWh/litro | 1,05 |
| Carbón: calidad promedio rendimiento de 35% | 2 | kWh/kg | 0,80 |
| Pilas: Aparato de 3W, 4 Pilas Duración 5 horas | 0,056 | kWh/pila | 16,28 |

Fuente: Elaboración propia en base a información del consultor e información de ENATREL provista por el BID

Estos consumos serán sustituidos en presencia del proyecto, de ahí la liberación de recursos. Para el análisis de los nuevos usuarios hemos usado el valor de 800 US$/MWh[[10]](#footnote-10) que representa el 59% del valor del costo de los sustitutos utilizados actualmente por las familias rurales que equivale a 1.345 US$/MWh. Cabe destacar que el costo por kWh equivalente de los sustitutos utilizados supera en algunos casos (i.e. velas y pilas) el costo de falla por kWh y es, en todos los casos, mayor a la tarifa que enfrenta el usuario final. El que el costo de los sustitutos sea mayor que el costo de falla indica en cierta medida que el valor considerado para éste puede ser tomado como conservador. Dada la importancia de este valor en la determinación de los beneficios (como veremos un 90% de los beneficios surgen de la eliminación de fallas) el adoptar un valor conservador brinda mayor confianza en la robustez de los resultados.

# Evaluación Económica y financiera de los proyectos

Como se mencionó anteriormente, el objeto de este informe es realizar la evaluación económica y financiera de una serie de proyectos de “Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua”, a ser parcialmente financiados por el BID.

En términos de inversión (financiera[[11]](#footnote-11)), estos proyectos conllevan una erogación de cerca de 40.675.000 US$[[12]](#footnote-12), mejorando la calidad de vida a 62.465 clientes (cerca de 328.500 personas), entre clientes existentes (54.332) y nuevos clientes (8.133).

En lo que sigue se presenta la evaluación de cada uno de los proyectos considerados. Como metodología general, se miden los flujos de beneficios y de costos (tanto financieros como económicos) diferenciales, entre la situación en presencia y en ausencia de proyecto (situación “con” y “sin” proyecto, respectivamente). Con proyecto, en general, es posible servir a una mayor población (mediante proyectos de electrificación rural – PER) y/o servir la totalidad de la demanda potencial por parte de los clientes existentes.

A grandes rasgos, entonces, los beneficios económicos derivados de estos proyectos están relacionados principalmente con el acceso al servicio de electricidad, en el caso de viviendas sin servicio (clientes nuevos), y a la mejora del servicio prestado, en el caso de clientes existentes. El impacto económico es, en general, altamente positivo y se relaciona con los beneficios sociales y las externalidades que reciben los usuarios y la población en general, asociadas a la iluminación del hogar, la producción, la salud, el tiempo ahorrado en tareas del hogar (en la búsqueda de combustibles y otros sustitutos de la electricidad), las comunicaciones y el entretenimiento y la educación[[13]](#footnote-13). Como una aproximación a la cuantificación de las mejoras en la calidad de vida que supone la disponibilidad del servicio eléctrico, se podrían tomar los valores presentados en el informe “PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL Y URBANO-MARGINAL DEL ECUADOR - Proyecto: EC-L1087 – Evaluación - Informe Final”, realizado por el Ingeniero Ignacio Coral, que se reproducen en la **Figura 1**.

**Figura 1: Identificación y cuantificación de las mejoras en la calidad de vida**



Fuente: PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL Y URBANO-MARGINAL DEL ECUADOR - Proyecto: EC-L1087 – Evaluación - Informe Final, Cuadro No. VI-1 - Beneficios por Mejoras en la Calidad de Vida

La cuantificación de la totalidad de los beneficios económicos, en la presente evaluación, está dada por la liberación neta de recursos por parte de los nuevos clientes servidos, al sustituir otras fuentes de energía alternativas por electricidad, y la disminución en la energía de falla en la situación con proyecto (en relación a la situación sin proyecto). Cabe aclarar que esta energía de falla corresponde a toda la demanda potencial insatisfecha en la situación sin proyecto (tanto de clientes existentes, como de nuevos clientes).

En qué medida el costo de falla recoge estos efectos de las mejoras en la calidad de vida de los usuarios, que constituyen externalidades para el resto de la sociedad, depende de la forma en que se defina y mida dicho costo de falla. Si éste es definido en base a encuestas de disposición a pagar, por ejemplo, las externalidades asociados al consumo eléctrico no estarían reflejadas en su valor ya que los usuarios no internalizan estos efectos sobre terceros y por ende no estarían dispuestos a pagar por ellos. Por el contrario, si el valor del costo de falla se estima en base a un modelo de producción macroeconómico, por ejemplo como el cociente entre PBI y energía total consumida, los efectos de las eventuales externalidades estarían incluidos en la medida que éstos afectan al PBI.

Como se discutió más arriba, en el análisis consideramos un costo de falla de 1.500 US$/MWh para la energía no servida a los clientes conectados como es utilizado por ENATREL y 800 US$/MWh para los usuarios rurales no conectados. Ambos valores pueden ser considerados conservadores. De hecho, el valor que resulta de considerar el ratio entre PBI y energía consumida es de 2.940 US$/MWh, o sea casi cuatro veces el valor que usamos para los usuarios no conectados.[[14]](#footnote-14) Igualmente, como se ha visto anteriormente, el costo de energía con fuentes sustitutas no modernas (con alto nivel de contaminación, costos de transacción y baja confiabilidad entre otros problemas) es de 1.345 US$/MWh lo que equivale un 70% superior al valor que utilizamos para hacer el análisis de los usuarios no conectados.

En el análisis no hemos incluido estas externalidades positivas en forma separada por dos razones. En primer lugar, no existen valores disponibles para Nicaragua que permitan una cuantificación robusta. En segundo lugar, los proyectos resultan en valores económicos fuertemente positivos aun sin incorporar estos efectos asociados a externalidades por lo que su omisión no cambia en forma alguna las conclusiones del estudio.

Dentro de los costos económicos, se tiene la inversión y los costos de operación y mantenimiento asociados, ambos ajustados por su respectivo factor de cuenta (FC). Por otro lado se tiene también, en algunos casos, como costo económico el aumento de pérdidas que se verifica al aumentar la demanda servida en el escenario con proyecto (esto es, las pérdidas por nivel de tensión, valuadas según nivel de tensión ajustando por FC).

En el análisis privado, por su parte, se tiene como ingreso al flujo diferencial de ingresos generados por la energía adicional que es posible transmitir en presencia de los proyectos, valuada en función de las tarifas de transmisión vigentes. Esta energía adicional corresponde a la energía generada para satisfacer la demanda potencial de todos los usuarios de la zona (tanto existentes como nuevos). Los costos privados son los de inversión y de operación y mantenimiento.

Para enriquecer la evaluación se realizan análisis de sensibilidad teniendo en cuenta cuatro variables:

* La tasa de descuento
* La tasa de crecimiento de la demanda
* El costo de falla
* El costo de inversión

Respecto a la tasa social de descuento (para la cual se toma un valor del 12% definido por el BID), se evalúan también los proyectos suponiendo un valor del 8%, que es el actualmente utilizado por el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP) de Nicaragua. En relación al crecimiento de la demanda se analizan variaciones (positivas y negativas) a las proyecciones recibidas. En el caso del costo de falla, se estima además el valor del mismo que hace que el VPNE de los proyectos sea nulo (o levemente menor que cero). Finalmente, en relación a la inversión, se analiza cómo varía el proyecto si el costo de la misma crece en un 15% y en un 30%.

En las secciones que siguen se presentan los resultados de la evaluación de estos cinco proyectos.

# SE Waslala

Según el documento “Proyectos de Transmisión”, de abril de 2015, de ENATREL actualmente, los municipios de El Cuá, Rancho Grande y Waslala reciben electricidad a través de un circuito de distribución de 70 km que proviene de una subestación ubicada en el sur. Este suministro presenta un desempeño deficiente y un nivel de pérdidas considerable debido a que la longitud de la línea excede los estándares técnicos recomendables. Sumado a esta situación, como parte de los objetivos del PNESER, se pretende conectar a 46 comunidades del municipio Waslala y zonas aledañas y las condiciones existentes tampoco permiten garantizar un servicio de calidad a los futuros usuarios. Así, para paliar esta situación, se presenta este proyecto, el cual consiste en la construcción de una nueva Subestación en el municipio de Waslala que se conectará a través de una línea en 138 kV a la futura Subestación La Dalia. Esta subestación asumirá parte de la carga del circuito ETM-4030 de la Subestación El Tuma y alimentará a los municipios de El Cuá, Rancho Grande, Waslala, el poblado de Yaoska y zonas aledañas.

Por otro lado, siguiendo al mencionado documento, existen en la zona de la comarca y río Yaoska proyectos hidroeléctricos de media envergadura que serán desarrollados por la empresa HYDROPENTA. Estos son cinco Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) (El pájaro, Las Brisas, Las vallas, Yaoska y Waslala) que en total suman una potencia instalada de 22,5 MW. En este contexto, otra justificación de este proyecto, es que permite la conexión al Sistema Interconectado Nacional de estos proyectos hidroeléctricos de mediano tamaño, aportando a la generación de energías renovables en Nicaragua.

Así, se definen dos escenarios, uno sin proyecto, en el cual no es posible servir a 2.752 nuevos clientes rurales (derivados de los proyectos de electrificación rural – PER) y la energía suministrada a los 6.755 clientes actuales se ve limitada (el circuito 4030 queda limitado a una carga de 3,79 MW por no tener más capacidad); y otro con proyecto, en donde se suministra energía a nuevos clientes rurales (PER) y es posible abastecer la totalidad de la demanda de los clientes existentes (es decir, no hay restricción de oferta).

# SE Waslala - Supuestos

Los supuestos utilizados en la valuación de este proyecto, además de los detallados en la **Tabla 3** y la **Tabla 4**, son los descriptos en la **Tabla 7**.

**Tabla 7: Supuestos de modelización particulares – SE Waslala**

| **Parámetros** | **Valor** |
| --- | --- |
| **Económicos** |
| Inversión | 13.766.925 |
| **De mercado** |
| Nuevos clientes rurales (PER) | 2.752 |
| Clientes existentes | 6.755 |
| Tasa crecimiento anual potencia rural | 1,69% |
| Factor de carga promedio anual Rural (PER) | 24,00% |
| Factor de carga promedio anual Existente | 40,78% |
| Demanda PER proyectada por circuito (MW) |  |
| ETM-4010 | 32% |
| ETM-4020 | 4% |
| ETM-4030 | 64% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

En la sección 3.1.2 se presentan los resultados de la evaluación económica y de la evaluación financiera de la construcción de la SE Waslala y las obras conexas.

# SE Waslala - Evaluación

Como se mencionó con anterioridad, los beneficios económicos relacionados con este proyecto están dados, por un lado, por la liberación neta de recursos por parte de los nuevos clientes servidos, al sustituir otras fuentes de energía alternativas por electricidad. Son *netos* porque al ahorro en el gasto en sustitutos energéticos se le sustrae el gasto en electricidad. Esta fuente de beneficios representa un pequeño porcentaje de los beneficios totales derivados del proyecto, un 7%. La mayor parte de los beneficios (el restante 93%) responden a la cantidad adicional de electricidad que es posible suministrar en presencia del proyecto (tanto a clientes existentes como nuevos). Este beneficio se mide como una reducción en la energía de falla en presencia del proyecto; esto es, como el diferencial de energía servida con y sin proyecto, valuada al costo de falla, neto del costo económico de provisión de electricidad. Para obtener el costo económico de proveer electricidad, se ajustan los costos de generación, transmisión y distribución por los FC pertinentes.

En lo que respecta a los costos económicos, se tienen los costos de inversión y de operación y mantenimiento, ambos ajustados por su respectivo FC; y las pérdidas adicionales asociadas a la situación con proyecto (derivadas de una mayor provisión de electricidad), valuadas según nivel de tensión. Así, las pérdidas de transmisión se valúan al costo incremental de generación y transmisión, y las de distribución, al costo incremental de generación, transmisión y distribución (todos ajustados por sus respectivos FC).

El resultado de la evaluación económica se presenta en la **Tabla 8**.

**Tabla 8: Resultados evaluación económica – SE Waslala**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión ec. (US$)** | **VP Costos ec. (US$)** | **VP Beneficios ec. (US$)** | **VPNE (US$)** | **TIRE** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 13.428.259 | 3.594.334 | 38.378.926 | 21.356.333 | 24% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Como puede observarse, el proyecto es económicamente deseable, generando un VPNE de US$ 21.356.333. Los beneficios del proyecto se dividen entre clientes nuevos y clientes existentes en un 28% y un 72%, respectivamente.

Desde la óptica privada, los beneficios son los ingresos del proyecto y éstos están dados por el valor unitario del peaje de transmisión (US$/MWh) multiplicado por la energía adicional en la situación con proyecto. Esta energía adicional corresponde a la energía generada para satisfacer la demanda potencial de todos los usuarios de la zona (tanto existentes como nuevos) y también a la energía generada por las pequeñas centrales hidroeléctricas desarrolladas en la zona del proyecto por Hydropenta (22,5 MW). Los costos son los de inversión y operación y mantenimiento. El resultado de la evaluación financiera se muestra en la **Tabla 9**.

**Tabla 9: Resultados evaluación financiera – SE Waslala**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión fin. (US$)** | **VP Costos fin. (US$)** | **VP Ingresos. (US$)** | **VPN (US$)** | **TIR** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 13.766.925 | 3.139.423 | 9.210.031 | -7.696.317 | - |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Por lo que el proyecto no es rentable desde el punto de vista privado, aunque sí es sostenible, dado que los ingresos permiten cubrir los costos operativos. Cabe destacar que, como se discutió más arriba, la evaluación financiera en este caso no es necesariamente relevante por cuanto el proyecto forma parte de la red de transmisión de ENATREL cuyas tarifas se determinan en función de costos medios. Que la tarifa no cubra el costo de este proyecto no implica necesariamente que la situación financiera de la empresa se vea comprometida por el mismo.

En lo que sigue (sección 3.1.3) se realiza un análisis de sensibilidad para evaluar la robustez de estos resultados.

# SE Waslala - Sensibilidades

Como se mencionó con anterioridad, se realizan en esta sección sensibilidades a la tasa social de descuento, al crecimiento en la demanda de clientes existentes, al costo de falla y al costo de inversión. Respecto a la tasa social de descuento, se analiza la deseabilidad de los proyectos en presencia de una tasa social del 8%, que es la actualmente utilizada por el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP) de Nicaragua.

**Tabla 10: SE Waslala – Análisis de sensibilidad evaluación económica**

|  |  |
| --- | --- |
| SE Waslala | **VPNE****(US$)** |
| *Caso Base*  | 21.356.333 |
| Tasa social de descuento: 8% | 37.850.322 | +77% |
| Tasa de crecimiento promedio de la demanda existente (base 4,2%) |
|  | 6% | 45.046.309 | +111% |
|  | 2,4% | 0 | -110% |
| Costo de falla (base 1.500 y 800 US$/MWh)  |
|  | + 20% | 29.659.053 | +39% |
|  | - 20% | 13.053.613 | -39% |
|  | 728,4 y 388,4 US$/MWh  | 0 | -100% |
| Costo de inversión[[15]](#footnote-15) (base 13.428.259) |
|  | 15.442.498 (+15%) | 18.807.391 | -11% |
|  | 17.456.736 (+30%) | 16.599.187 | -22% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Como se desprende de la **Tabla 10**, el resultado es robusto a las sensibilidades realizadas. Como un análisis de sensibilidad adicional se analiza cuál debería ser el costo de falla para que este proyecto no fuera deseable (VPNE menor a cero), este valor es de 728,4 y 388,4 US$/MWh (un 49% menor al utilizado en la evaluación).

En términos de la evaluación financiera, es pertinente preguntarse cuál debería ser el crecimiento real del valor del peaje para que el proyecto sea rentable. En este caso, para que el proyecto tenga un VAN nulo (o una TIR igual al costo del capital) el peaje debería crecer anualmente, en términos reales, un 8% (versus el 2% que se supone en la evaluación).

Archivo de Excel con los cálculos: IDBDOCS-#39933098-Evaluación WASLALA

# SE Santa Clara

La Subestación Santa Clara, ubicada en el municipio El Jícaro, se conecta al Sistema Nacional de Transmisión desde la subestación Yalagüina a través de la línea de transmisión de 69 KV L-6130. Según el documento de ENATREL “Proyectos de Transmisión”, esta línea se encuentra deteriorada y presenta pérdidas de transmisión y altos índices de Energía No Servida (ENS).

Según el documento “Proyectos de Transmisión”, la SE Santa Clara provee actualmente energía a los municipios de El Jícaro, Ciudad Antigua, San Fernando, Jalapa y Quilali, San Juan del Río Coco y sectores adyacentes. Este servicio es deficiente ya que el voltaje de suministro no cumple con los requerimientos de calidad. Además, teniendo la SE y su línea de trasmisión en 69 KV L-6130 35 años en operación, la antigüedad de la línea y el consecuente daño en las estructuras de la misma provocan salidas de operación, representando pérdidas para los usuarios conectados. Por otro lado, estando sus circuitos de distribución saturados, el sistema actual ya no soporta nuevas ampliaciones ni sería capaz de abastecer a las comunidades objetivo del PNESER, lo que ocasiona que la mayoría de las comunidades rurales aledañas a los municipios referidos no gocen de un servicio de energía eléctrica confiable y permanente, tal cual plantea como objetivo el PNESER.

Tal como se realizó para la evaluación de la SE Waslala, se plantean dos escenarios. Uno con proyecto, en el cual se continúa sirviendo a los usuarios existentes y se prosigue con la consecución de los objetivos del PNSER, incorporando los nuevos usuarios rurales (PER), y otro sin proyecto en el cual no sólo no es posible la incorporación de nuevos usuarios, sino que se interrumpe gradualmente la provisión de electricidad a los usuarios existentes a una tasa de 10% anual debido a que la vida útil restante del transformador de 138/69 kV (ubicado en la Subestación de Yalagüina y que alimenta a la subestación Santa Clara en 69 kV) ya ha sido superada.

# SE Santa Clara - Supuestos

La **Tabla 11** detalla los supuestos utilizados (además de los consignados en la **Tabla 3** y la **Tabla 4**) en la valuación de este proyecto.

**Tabla 11: Supuestos de modelización particulares – SE Santa Clara**

| **Parámetros** | **Valor** |
| --- | --- |
| **Económicos** |
| Inversión | 14.117.024 |
| **Técnicos** |
| Probabilidad de Falla líneas 69kV | 0,001898% |
| Probabilidad de Falla líneas 138kV | 0,000056% |
| **De mercado** |
| Nuevos clientes rurales (PER) | 3.990 |
| Clientes existentes | 22.100 |
| Tasa crecimiento anual potencia rural | 1,4% |
| Tasa crecimiento anual energía rural | 0,8% |
| Factor de carga promedio anual Rural (PER) | 24,00% |
| Factor de carga promedio anual Existente | 42,63% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

En la sección 3.2.2 se presentan los resultados de la evaluación de este proyecto.

# SE Santa Clara – Evaluación

Los beneficios económicos de este proyecto están compuestos por la liberación neta de recursos por parte de los nuevos clientes servidos y la disminución de la energía de falla (que va aumentando 10% anual desde el primer año), valuada al costo de falla (neto de los costos económicos de provisión de electricidad). Los costos económicos, por su parte son los de inversión y operación y mantenimiento (ajustados por el FC) y las pérdidas que se generan en presencia del proyecto, valuadas según nivel de tensión y ajustado por FC[[16]](#footnote-16).

Los resultados de la evaluación económica se presentan en la **Tabla 12**.

**Tabla 12: Resultados evaluación económica – SE Santa Clara**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión ec. (US$)** | **VP Costos ec. (US$)** | **VP Beneficios ec. (US$)** | **VPNE (US$)** | **TIRE** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 13.769.745 | 5.446.207 | 34.533.701 | 15.317.749 | 26% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Los clientes existentes son los que reciben una mayor proporción de los beneficios (alrededor de un 94%). En este caso, el proyecto también es deseable desde el punto de vista social, aunque no así desde el punto de vista privado, como se muestra en la **Tabla 13**.

**Tabla 13: Resultados evaluación financiera – SE Santa Clara**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión fin. (US$)** | **VP Costos fin. (US$)** | **VP Ingresos (US$)** | **VPN (US$)** | **TIR** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 14.117.024 | 3.465.076 | 3.863.311 | -13.718.788 | - |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Sin embargo, este proyecto es sostenible, es decir, el valor presente de sus ingresos supera al de los costos operativos, por lo que sería financiable. Nuevamente, cabe destacar que, como se discutió más arriba, la evaluación financiera en este caso no es necesariamente relevante por cuanto el proyecto forma parte de la red de transmisión de ENATREL cuyas tarifas se determinan en función de costos medios. Que la tarifa no cubra el costo de este proyecto no implica necesariamente que la situación financiera de la empresa se vea comprometida por el mismo.

Desde la óptica privada, los beneficios son los ingresos del proyecto y éstos están dados por el valor unitario del peaje de transmisión (US$/MWh) multiplicado por la energía adicional en la situación con proyecto (que corresponde a la totalidad de la demanda de los clientes actuales más la demanda de los nuevos clientes). Los costos, nuevamente, son los de inversión y los de operación y mantenimiento.

# SE Santa Clara – Sensibilidades

En la **Tabla 14** se muestran los resultados de las diferentes sensibilidades efectuadas; éstas son respecto a la tasa social de descuento, al crecimiento en la demanda de clientes existentes, al costo de falla y al costo de inversión.

**Tabla 14: SE Santa Clara – Análisis de sensibilidad evaluación económica**

|  |  |
| --- | --- |
| SE Santa Clara | **VPNE****(US$)** |
| *Caso Base*  | *15.317.749* |
| Tasa social de descuento: 8% | 25.726.346 | +68% |
| Tasa de crecimiento promedio de la demanda existente (base 3,8%) |
|  | 6% | 23.645.102 | +54% |
|  | 1,6% | 10.398.037 | -32% |
| Costo de falla (base 1.500 y 800 US$/MWh)  |
|  | + 20% | 22.407.401 | +46% |
|  | - 20% | 8.228.097 | -46% |
|  | 852 y 454 US$/MWh | 0 | -43% |
| Costo de inversión[[17]](#footnote-17) (base 13.769.745) |
|  | 15.835.207 (+15%) | 13.013.678 | -15% |
|  | 17.900.669 (+30%) | 10.709.607 | -30% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Los resultados son robustos a las sensibilidades efectuadas (esto es, el VPNE se mantiene positivo en todos los escenarios). Cabe aclarar que, en este caso, el escenario base se supone una tasa de crecimiento anual promedio de la demanda de clientes existentes del orden del 3,8%, y la sensibilidad se realiza en un rango de +/- 2,2%.

Antes de terminar con el análisis económico es pertinente preguntarse cuál es el valor de la energía de falla que hace que el VPNE del proyecto sea negativo, este es 852 y 454 US$/MWh (un 43% menor al utilizado en la evaluación).

Por otro lado, en relación a la evaluación financiera, se analiza cuál debería ser el crecimiento real del valor del peaje para que el proyecto sea rentable. En este caso, para que el proyecto tenga un VAN nulo (o una TIR igual al costo del capital) el peaje debería crecer anualmente, en términos reales, un 14%, 12 puntos porcentuales más que lo supuesto en la evaluación.

Archivo de Excel de evaluación Santa Clara: IDBDOCS-#39933095-Evaluación SE STA CLARA - 1019

# SE Jinotega

De acuerdo con el documento “Proyectos de Transmisión” de ENATREL (2015), el municipio de Jinotega se conecta al SIN a través de una red de media tensión en 24,9 KV proveniente de una única subestación ubicada en el oeste. La zona de influencia de los circuitos de distribución de esta subestación ha aumentado en los últimos años, lo que provoca pérdidas de energía en las redes de distribución, ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona. Además, el suministro eléctrico de la ciudad depende de una única subestación, lo que genera un alto grado de vulnerabilidad. Por otro lado, existen en la zona comunidades rurales que no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución y a las largas distancias de los circuitos existentes. Por estos motivos es que se necesita una nueva subestación, más cercana a las redes de distribución, que permita mejorar la calidad del servicio en media tensión y la integración de nuevas comunidades y permita suplir la demanda de energía eléctrica de una forma segura y confiable. Así, se espera que la construcción de la nueva subestación Jinotega cree las condiciones para desarrollar los proyectos de electrificación rural, permitiendo extender las redes de distribución, y permita brindar un mejor servicio eléctrico a los actuales usuarios de la subestación Planta Centroamérica.

Tal como en los casos anteriores, se evalúa el impacto de este proyecto mediante una comparación de dos escenarios alternativos: uno “con” y otro “sin” proyecto. En el escenario “con” proyecto, es posible servir la demanda potencial de los usuarios existentes y también extender el servicio a nuevos clientes rurales (PER). En el escenario “sin” proyecto, por otro lado, no sólo no son factibles los proyectos de electrificación rural, sino que se interrumpe el suministro eléctrico gradualmente a una tasa del 10% anual para los clientes existentes.

# SE Jinotega – Supuestos

En la **Tabla 15** se detallan los supuestos utilizados para la evaluación de este proyecto (además de los detallados en la **Tabla 3** y la **Tabla 4**).

**Tabla 15: Supuestos de modelización particulares – SE Jinotega**

| **Parámetros** | **Valor** |
| --- | --- |
| **Económicos** |
| Inversión | 6.742.239 |
| **De mercado** |
| Nuevos clientes rurales (PER) | 1.391 |
| Clientes existentes | 25.477 |
| Tasa crecimiento anual potencia rural | 1,978% |
| Tasa crecimiento anual energía rural | 0,80% |
| Factor de carga promedio anual Rural (PER) | 24,00% |
| Factor de carga promedio anual Existente | 49,41% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

A continuación se presentan el análisis económico y el análisis financiero de este proyecto.

# SE Jinotega – Evaluación

Al igual que en el caso de la SE Santa Clara, los beneficios económicos de este proyecto están compuestos por la variación de la energía de falla (que va aumentando 10% anual desde el primer año), valuada al costo de falla (neto de los costos económicos de provisión de electricidad) y por la liberación neta de recursos por parte de los nuevos clientes servidos. Los costos económicos están dados por la inversión y los costos de operación y mantenimiento (ajustados por el FC) y las pérdidas que se generan en presencia del proyecto, valuadas según nivel de tensión y ajustado por FC[[18]](#footnote-18).

Los resultados dela evaluación económica son los de la **Tabla 16**.

**Tabla 16: Resultados evaluación económica – SE Jinotega**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión ec. (US$)** | **VP Costos ec. (US$)** | **VP Beneficios ec. (US$)** | **VPNE (US$)** | **TIRE** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 6.576.379 | 4.311.608 | 118.960.891 | 107.532.627 | 35% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Al igual que los anteriores, la construcción de la SE Jinotega y las obras conexas posee un VPNE positivo. Esto por la energía de falla que se verifica en ausencia del mismo (que representa el 99% de los beneficios del proyecto). Cabe mencionar que los clientes existentes disfrutarán de un 98% de los beneficios del proyecto.

En términos privados, sin embargo, el proyecto no resulta rentable, tal como se observa en la **Tabla 17**.

**Tabla 17: Resultados evaluación financiera – SE Jinotega**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión fin. (US$)** | **VP Costos fin. (US$)** | **VP Ingresos. (US$)** | **VAN (US$)** | **TIR** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 6.742.239 | 1.688.392 | 3.698.760 | -4.731.870 | - |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

En este caso los ingresos operativos superan a los costos operativos por lo que el proyecto, si bien no es rentable, es sostenible Tal como en los casos anteriores, se debe señalar que la evaluación financiera en este caso no es necesariamente relevante por cuanto el proyecto forma parte de la red de transmisión de ENATREL cuyas tarifas se determinan en función de costos medios. Que la tarifa no cubra el costo de este proyecto no implica necesariamente que la situación financiera de la empresa se vea comprometida por el mismo.

# SE Jinotega – Sensibilidades

A continuación, en la **Tabla 14**, se muestran los resultados de las diferentes sensibilidades efectuadas; éstas son, al igual que en los casos anteriores, respecto a la tasa social de descuento, al crecimiento en la demanda de clientes existentes, al costo de falla y al monto de inversión.

**Tabla 18: SE Jinotega – Análisis de sensibilidad evaluación económica**

|  |  |
| --- | --- |
| SE Jinotega | **VPNE****(US$)** |
| *Caso Base*  | *107.532.627* |
| Tasa social de descuento: 8% | 175.554.004 | +63% |
| Tasa de crecimiento promedio de la demanda existente (base 3,8%) |
|  | 6% | 182.117.960 | +69% |
|  | 1,6% | 66.207.309 | -38% |
| Costo de falla (base 1.500 y 800 US$/MWh)  |
|  | + 20% | 134.960.550 | +26% |
|  | - 20% | 80.104.704 | -26% |
|  | 324 y 172 US$/MWh | 0 | -78% |
| Costo de inversión[[19]](#footnote-19) (base 6.576.379) |
|  | 7.562.836 (+15%) | 106.431.328 | -1% |
|  | 8.549.293 (+30%) | 105.330.029 | -2% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Para que el proyecto tenga un VPNE negativo, el costo de falla debe ser menor a 324 y 172 US$/MWh (un 78% menor que el considerado).

Finalmente, en relación al análisis financiero, el crecimiento anual real del valor del peaje para que el proyecto sea rentable es 8% (versus el 2% que se supone en la evaluación).

Archivo de Excel con los cálculos: IDBDOCS-#39933094-Evaluación SE JINOTEGA - 1019

# Línea Los Brasiles-Acahualinca-Managua

De acuerdo con el documento “Proyectos de Transmisión” de ENATREL (2015), las instituciones del MER solicitaron la realización de un estudio que permitió determinar una serie de inversiones específicas que los países deberán hacer en sus sistemas de transmisión para resolver los problemas de voltaje y de saturación de las líneas de transmisión y así asegurar la capacidad máxima de transmisión de la línea SIEPAC. Para el caso específico de Nicaragua se identificaron una serie de proyectos necesarios para asegurar las transferencias con Costa Rica y Honduras, entre los cuales se encuentra el reforzamiento de la línea de transmisión en el tramo Los Brasiles-Acahualinca-Managua, objeto de este análisis. Este refuerzo permite incrementar la capacidad de transporte en una longitud de 18,5 km en 138 kV y así asegurar la disponibilidad de la capacidad de diseño de la línea de transmisión regional SIEPAC.

También para el análisis de este proyecto se plantean dos escenarios. Uno “con” proyecto, en el cual la energía de falla es nula[[20]](#footnote-20) y otro “sin” proyecto en el cual la energía de falla es positiva. En el escenario “sin” proyecto se supone que se dan dos tipos de fallas: en las transferencias del SIN (en la línea Ticuantepe-Las Colinas) y las correspondientes al “Escenario 160MW de Norte a Sur” (en Ticuantepe-Las Colinas y Los Brasiles-Batahola) hasta el año 2029; a partir del 2030 sólo se consideran las segundas. Estas fallas corresponden a una sobrecarga de la línea Los Brasiles-Acahualinca, evento luego del cual se supone que el sistema no se reestablece. En términos cuantitativos, se supone una falla anual promedio, a nivel de venta, de alrededor de 1.390 MWh, con un fuerte incremento en el año 2018 (donde aumentan cerca de un 60%, pasando de 650 MWh a más de 1.000 MWh anuales), momento desde el cual crecen a una tasa anual de entre 4% y 5%[[21]](#footnote-21).

# Los Brasiles – Supuestos

En la evaluación de este proyecto de refuerzo de red se han utilizado los supuestos de la **Tabla 19** (además de los detallados en la **Tabla 3** y la **Tabla 4**).

**Tabla 19: Supuestos de modelización particulares – Los Brasiles**

| **Parámetros** | **Valor** |
| --- | --- |
| **Económicos** |
| Inversión | 685.000 |
| **Técnicos** |
| Probabilidad de Falla - Sin proyecto | 0,0011883% |
| **De mercado** |
| Factor de carga promedio anual | 70,45% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

En la sección 3.4.2 se presentan los resultados del análisis económico y financiero del proyecto.

# Los Brasiles – Evaluación

En este caso, los beneficios económicos del proyecto están dados por la disminución de la energía de falla (neta de costos) y los costos por la inversión y los costos de operación y mantenimiento asociados a la misma, todos ajustados por los respectivos FC. Siendo que el volumen de la ENS con este proyecto no supera el 2% de la energía total disponible en el sistema del país, hemos utilizado 800 US$/MWh como valor de la ENS utilizando el criterio del “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación” del año 2012.[[22]](#footnote-22) Los resultados se presentan en la **Tabla 20**.

**Tabla 20: Resultados evaluación económica – Los Brasiles**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión ec. (US$)** | **VP Costos ec. (US$)** | **VP Beneficios ec. (US$)** | **VPNE (US$)** | **TIRE** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 668.149 | 131.507 | 1.575.782 | 776.126 | 27% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

El proyecto es deseable desde una óptica económica o social, aunque no así desde la financiera o privada (**Tabla 21**).

**Tabla 21: Resultados evaluación financiera – Los Brasiles**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión fin. (US$)** | **VP Costos fin. (US$)** | **VP Ingresos (US$)** | **VPN (US$)** | **TIR** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 685.000 | 187.265 | 32.561 | -839.704 | - |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

En este caso, el proyecto no es rentable ni sostenible desde el punto de vista privado, ya que los ingresos operativos no permiten cubrir los costos operativos. Caben aquí nuevamente las consideraciones ya vertidas en los casos anteriores sobre la irrelevancia del análisis financiero a nivel de proyecto individual ya que si bien la tarifa no cubre el costo de este proyecto, esto no implica necesariamente que la situación financiera de la empresa se vea comprometida por el mismo.

A continuación se realiza un análisis de sensibilidad sobre estos resultados.

# Los Brasiles – Sensibilidades

Las sensibilidades efectuadas en este proyecto son, al igual que en los anteriores, en relación a la tasa de descuento, a la tasa de crecimiento promedio de la demanda, al costo de energía de falla y al valor de la inversión.

**Tabla 22: Los Brasiles – Análisis de sensibilidad evaluación económica**

|  |  |
| --- | --- |
| **Los Brasiles-Acahualinca-Managua** | **VPNE****(US$)** |
| *Caso Base*  | *776.126* |
| Tasa social de descuento: 8% | 1.198.210 | +54% |
| Tasa de crecimiento promedio de la demanda existente (base 4,1%) |
|  | 6% | 1.234.751 | +34% |
|  | 2,1% | 401.581 | -48% |
| Costo de falla (base 800 US$/MWh)  |
|  | 960 US$/MWh (+ 20%) | 1.193.677 | +54% |
|  | 640 US$/MWh (- 20%) | 358.575 | -54% |
|  | 503 US$(MWh) | 0 | -37% |
| Costo de inversión[[23]](#footnote-23) (base 668.149) |
|  | 768.371 (+15%) | 656.178 | -15% |
|  | 868.594 (+30%) | 536.229 | -31% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

También en este caso los resultados de la evaluación económica son robustos a las sensibilidades efectuadas. Cabe mencionar que para que el VPNE de este proyecto sea nulo, el costo de falla debe ser un 37% menor al utilizado en la evaluación, cerca de 503 US$/MWh.

Desde el punto de vista privado, para que el proyecto sea rentable, la tasa de crecimiento anual real del peaje de transmisión, en vez del 2% supuesto, debe ser del 14%.

Archivo de Excel con cálculos: IDBDOCS-#39933681-Evaluación Los Brasiles.

# Línea San Benito - Los Brasiles (Fase 2)

Según el documento “Segunda Fase Línea San Benito-Los Brasiles: Construcción Línea Campusano-Santa María y Tendido Línea S/E Los Brasiles-Campusano (obras complementarias proyecto anillo 230 KV)”, de septiembre de 2015 de ENATREL, el incremento de la demanda y de la generación en el Sistema Interconectado Nacional obliga a ENATREL a reforzar el sistema de transmisión, particularmente en el área de Managua en donde se concentra la mayor demanda del País. Así, forma parte del proyecto “Anillo de 230 kV Masaya - Nueva Subestación San Benito - Los Brasiles”, licitado en 2010, que incluía la construcción de una nueva subestación San Benito en 230/138kV y la construcción de aproximadamente 100 km de línea en 230KV para conectar las subestaciones de Masaya y Los Brasiles a San Benito, la construcción de 57 km de línea en 230 kV para completar la línea San Benito-Los Brasiles y crear un anillo eléctrico en 230kV. Esta obra es objeto de evaluación en esta sección.

Para la evaluación de este proyecto se plantean dos escenarios. Uno “con” proyecto, en el cual la energía de falla es nula y otro “sin” proyecto en el cual la energía de falla es positiva[[24]](#footnote-24). En el escenario “sin” proyecto se supone que se dan dos tipos de fallas: en las transferencias del SIN (en el Autotransformador Los Brasiles) y las correspondientes al “Escenario 160MW de Norte a Sur” (en la línea Los Brasiles – Ticuantepe, el Autotransformador Los Brasiles y el Autotransformador Ticuantepe). Respecto a las fallas en el Autotransformador Los Brasiles, se supone que se sobrecarga el otro Autotransformador de Los Brasiles y se sobrecargan los autos de Ticuantepe. En cuanto al Autotransformador Ticuantepe, se supone que se da una sobrecarga el otro Autotransformador de Ticuantepe y se sobrecargan los autos de Los Brasiles. Finalmente la falla en la línea los Brasiles – Ticuantepe supone una sobrecarga de los dos Autotransformadores de Los Brasiles. En todos los casos se asume que el sistema no se reestablece ante cada evento. El total de esta falla es de cerca de 12.800 MWh (a nivel de venta) para el primer año (2016), aumentando entre un 4% y un 5% anual, hasta llegar a 42.300 MWh en 2043.

# San Benito – Supuestos

Para evaluar este proyecto se han utilizado los supuestos de la **Tabla 23**(además de los detallados en la **Tabla 3** y la **Tabla 4**).

**Tabla 23: Supuestos de modelización particulares – Los Brasiles**

| **Parámetros** | **Valor** |
| --- | --- |
| **Económicos** |
| Inversión | 5.364.153 |
| **Técnicos** |
| Índice promedio falla sin proyecto |  |
| Autotransformadores | 0,000113 |
| Líneas | 0,000895 |
| Índice promedio falla con proyecto | 0 |
| **De mercado** |
| Factor de carga promedio anual | 70,45% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

En la sección 3.5.2 se presentan los resultados del análisis económico y financiero del proyecto.

# San Benito – Evaluación

Los beneficios económicos de este proyecto, al igual que en el anterior de refuerzo de red, están dados por la disminución de la energía de falla (neta de costos). Los costos, por su parte, son la inversión y los costos de operación y mantenimiento asociados a la misma, todos ajustados por los respectivos FC. Siendo que el volumen de la ENS con este proyecto no supera el 2% de la energía total disponible en el sistema del país, hemos utilizado 800 US$/MWh como valor de la ENS utilizando el criterio del “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación” del año 2012.[[25]](#footnote-25) Estos valores, junto con el VPNE del proyecto, se presentan en la **Tabla 24**

**Tabla 24: Resultados evaluación económica – San Benito**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión ec. (US$)** | **VP Costos ec. (US$)** | **VP Beneficios ec. (US$)** | **VPNE (US$)** | **TIRE** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 5.232.195 | 1.061.351 | 11.481.825 | 5.188.279 | 15% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

El proyecto es entonces deseable desde una óptica económica o social. Sin embargo no lo es desde el punto de vista financiero o privado (**Tabla 25**)

**Tabla 25: Resultados evaluación financiera – San Benito**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **VP Inversión fin. (US$)** | **VP Costos fin. (US$)** | **VP Ingresos (US$)** | **VPN (US$)** | **TIR** |
| Situación Con Proyecto-Situación sin proyecto | 5.364.153 | 1.481.992 | 568.849 | -6.227.296 | - |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

En este caso, el proyecto no es rentable aunque sí sostenible desde el punto de vista privado. Nuevamente es pertinente realizar las consideraciones ya efectuadas en los casos anteriores sobre la irrelevancia del análisis financiero a nivel de proyecto individual puesto que, si bien la tarifa no cubre el costo de este proyecto, esto no implica necesariamente que la situación financiera de la empresa se vea comprometida por el mismo.

A continuación se realiza un análisis de sensibilidad sobre estos resultados.

# San Benito - Sensibilidades

En el análisis de este proyecto se efectúan las mismas sensibilidades que en los anteriores, es decir, en relación a la tasa de descuento, a la tasa de crecimiento promedio de la demanda, al costo de energía de falla y a la inversión.

**Tabla 26: San Benito – Análisis de sensibilidad evaluación económica**

|  |  |
| --- | --- |
| **San Benito – Los Brasiles (fase 2)** | **VPNE****(US$)** |
| *Caso Base*  | *5.188.279* |
| Tasa social de descuento: 8% | 19.392.219 | +274% |
| Tasa de crecimiento promedio de la demanda existente (base 4,4%) |
|  | 6% | 11.178.684 | +115% |
|  | 2,7% | -210.179 | -104% |
| Costo de falla (base 800 US$/MWh)  |
|  | 960 US$/MWh (+ 20%) | 8.246.336 | +59% |
|  | 640 US$/MWh (- 20%) | 2.130.221 | -59% |
|  | 528 US$(MWh) | 0 | -34% |
| Costo de inversión[[26]](#footnote-26) (base 5.232.195) |
|  | 6.017.024 (+15%) | 4.244.247 | -18% |
|  | 6.801.853 (+30%) | 3.300.215 | -36% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ENATREL provista por el BID

Finalmente, también en este caso los resultados de la evaluación económica son robustos a las sensibilidades efectuadas.

Desde el punto de vista privado, para que el proyecto sea rentable, la tasa de crecimiento anual real del peaje de transmisión, en vez del 2% supuesto, debe ser del 9%.

Archivo de Excel con cálculos: IDBDOCS-#39933096-Evaluación San Benito

# Conclusiones

Se han presentado en este documento los resultados de las evaluaciones económico-financieras de una serie de proyectos de transmisión en Nicaragua. Estos proyectos, pertenecientes al proyecto Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua y a ser financiados parcialmente por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), tienen como objetivo general contribuir a la mejora de las condiciones de operación de la infraestructura del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante el reforzamiento de la infraestructura de transmisión. Los objetivos específicos, por otro lado, incluyen garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable para Nicaragua (PNESER); y permitir la optimización de la capacidad de la línea de transmisión regional en los tramos ubicados en territorio nicaragüense, en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

En términos de inversión (financiera[[27]](#footnote-27)), estos proyectos conllevan una erogación de cerca de 40.600.000 US$, permitiendo generar un valor económico neto global de más de 150.171.114 US$, para más de 328.000 nicaragüenses, entre clientes nuevos y existentes. Además, todos los proyectos evaluados (considerados individualmente) conllevan un Valor Presente Neto Económico (VPNE) positivo, siendo los resultados robustos a variaciones en los supuestos de modelación.

Los resultados de los análisis de sensibilidad muestran que el VPNE de los proyectos son muy sensibles a variaciones en la tasa de crecimiento de la demanda. Esta circunstancia se explica porque el grueso de los beneficios de las inversiones dependen del volumen de energía que se transportará una vez que las obras estén operando. Sin embargo, viendo la historia reciente del país y el comportamiento de las variables económicas relevantes nos indican que el riesgo de que la demanda se desacelere a niveles donde los proyectos no sean rentables es muy bajo.

En otro sentido, los proyectos demostraron una baja sensibilidad a las variaciones en los costos de inversión. Esto se explica porque los beneficios se alcanzan muy rápido y se mantienen en el tiempo. Indicando que las inversiones son rentables consistentemente bajo escenarios diversos.

En términos privados o financieros, los proyectos no resultan rentables (tienen un VAN negativo), aunque sí sostenibles en la mayoría de los casos[[28]](#footnote-28). Sin embargo, se considera pertinente hacer una salvedad que tiene que ver con la relevancia del análisis financiero en el contexto de esta evaluación. En el caso de evaluación financiera de proyectos en sectores regulados, como es el presente, las tarifas pueden ser endógenas (dependiendo del tipo de regulación), ajustándose entonces de manera de cubrir los costos de toda la cartera de proyectos. Por otro lado, si se utiliza la tarifa media para evaluar un proyecto específico en la red de transmisión, si bien el resultado financiero individual puede no ser positivo, esto no invalida la posibilidad de que la empresa en su conjunto sea rentable, incluso en términos financieros.

Como conclusión general de la evaluación entonces, es posible aseverar que la consecución de estos proyectos es deseable desde el punto de vista de la sociedad nicaragüense.

1. El PNESER es un programa multianual, apoyado por múltiples organismos de financiación y cooperación internacional que ha sido financiado por el Banco a través de las operaciones NI-L1040, NI-L1050 y NI-L1063. Este Programa busca transformar la cobertura eléctrica a nivel nacional, a través de alcanzar la meta de conectar al menos al 90% de los nicaragüenses al servicio eléctrico, contemplando a su vez el escalamiento del uso de Energía Renovable (ER) y la promoción de la Eficiencia Energética (EE). [↑](#footnote-ref-1)
2. Se contempla, además, un monto por imprevistos del orden de los 3.100.000 US$. [↑](#footnote-ref-2)
3. Este monto corresponde al total de la inversión sin ajustar por factores de cuenta ni incorporar el valor de intereses durante el período de construcción. [↑](#footnote-ref-3)
4. El PNESER es un programa multianual, apoyado por múltiples organismos de financiación y cooperación internacional que ha sido financiado por el Banco a través de las operaciones NI-L1040, NI-L1050 y NI-L1063. Este Programa busca transformar la cobertura eléctrica a nivel nacional, a través de alcanzar la meta de conectar al menos al 90% de los nicaragüenses al servicio eléctrico, contemplando a su vez el escalamiento del uso de Energía Renovable (ER) y la promoción de la Eficiencia Energética (EE). [↑](#footnote-ref-4)
5. Se contempla, además, un monto por imprevistos del orden de los 3.100.000 US$. [↑](#footnote-ref-5)
6. El alcance de las actividades de esta evaluación no incluyó la auditoría de la calidad de la información suministrada por el Gobierno de Nicaragua y el BID. [↑](#footnote-ref-6)
7. Se supone que los factores de cuenta correspondiente a los “Costos de generación”, “Costos de transmisión” y “Costos de distribución” se refieren a la inversión en generación, transmisión y distribución, respectivamente. [↑](#footnote-ref-7)
8. El uso de la TIR como criterio de valuación financiera presenta ciertas limitaciones tanto en lo que hace a su cómputo (restricciones algebraicas sobre su existencia y unicidad) como a los supuestos subyacentes en su interpretación (reinversión, etc.). Para una discusión sobre las limitaciones de la TIR para la toma de decisiones ver por ejemplo Applied Corporate Finance, de Aswath Damodaran. [↑](#footnote-ref-8)
9. Si el valor presente de los ingresos operativos netos llega a cubrir la inversión, el valor presente neto del flujo de proyectos es positivo, volviendo al proyecto rentable y sin necesidad de apoyo financiero. [↑](#footnote-ref-9)
10. La evaluación utilizará el valor de 800 US$/MWh para la ENS de los clientes rurales para mantener la consistencia con análisis costo-beneficios realizados anteriormente en el Banco en Nicaragua (NI-L1074) [↑](#footnote-ref-10)
11. Este monto corresponde al total de la inversión, sin ajustar por factores de cuenta. [↑](#footnote-ref-11)
12. Más, como se mencionó, un monto por imprevistos de aproximadamente 3.100.000 US$. [↑](#footnote-ref-12)
13. Ver, por ejemplo, *Rural Electrification and Development in the Philippines: Measuring the Social and Economic Benefits* (ESMAP, 2002); *Peru: National Survey of Rural Household Energy Use* (ESMAP, 2010); *Policy Brief: Cost-benefit analysis of rural electrification* (NORPLAN, 2012). [↑](#footnote-ref-13)
14. Valor estimado considerando cifras del PBI del Fondo Monetario Internacional para 2012 y valores de consumo de electricidad para el mismo año publicados por EIA. [↑](#footnote-ref-14)
15. Este valor corresponde a la inversión económica; esto es, la inversión ajustada por el factor de cuenta. [↑](#footnote-ref-15)
16. Las pérdidas de transmisión se valúan al costo incremental de generación y transmisión, mientras que las de distribución, se valúan al costo incremental total (generación, transmisión y distribución). [↑](#footnote-ref-16)
17. Este valor corresponde a la inversión económica; esto es, la inversión ajustada por el factor de cuenta. [↑](#footnote-ref-17)
18. Las pérdidas de transmisión se valúan al costo incremental de generación y transmisión, mientras que las de distribución, se valúan al costo incremental total (generación, transmisión y distribución). [↑](#footnote-ref-18)
19. Este valor corresponde a la inversión económica; esto es, la inversión ajustada por el factor de cuenta. [↑](#footnote-ref-19)
20. En rigor de verdad, las proyecciones obtenidas prevén una energía de falla nula hasta el año 2036 y levemente positiva desde el 2037 al 2043. Los datos y proyecciones utilizados en la evaluación de este proyecto fueron los provistos por BID y contenidos en el archivo “Copia de FLUJOS DE ENERGÍA\_LT\_LBS-ACH1.xlsx”. [↑](#footnote-ref-20)
21. Con excepción del año 2030, año en que, como se mencionó, se dejan de considerar las fallas en las transferencias del SIN. [↑](#footnote-ref-21)
22. Grupo de Trabajo de Planificación Regional. Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Consejo de Electrificación de América Central. Octubre 2012. Página 33. [↑](#footnote-ref-22)
23. Este valor corresponde a la inversión económica; esto es, la inversión ajustada por el factor de cuenta. [↑](#footnote-ref-23)
24. Los datos y proyecciones utilizados en la evaluación de este proyecto fueron los provistos por BID y contenidos en el archivo “Copia de FLUJOS DE ENERGMA\_ANILLO230KV.xlsx”. [↑](#footnote-ref-24)
25. Grupo de Trabajo de Planificación Regional. Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Consejo de Electrificación de América Central. Octubre 2012. Página 33. [↑](#footnote-ref-25)
26. Este valor corresponde a la inversión económica; esto es, la inversión ajustada por el factor de cuenta. [↑](#footnote-ref-26)
27. Este monto corresponde al total de la inversión sin ajustar por factores de cuenta. [↑](#footnote-ref-27)
28. De hecho en todos, salvo en la LT Los Brasiles-Acahualinca-Managua. [↑](#footnote-ref-28)