Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**República de Nicaragua**

**PROGRAMA PARA FORTALECER EL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA III**

**NI-L1144**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

Índice

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

1. Introducción………………………………………………………………………3
2. Monitoreo
   1. Indicadores de Producto………………………………………………………3
3. Evaluación………………………………………………………………………..5
   1. Principales preguntas de evaluación………………………………………….5
   2. Conocimiento existente – evaluación económica……………………….……5
   3. Principales indicadores de efectos directos…………………………..……….6
   4. Metodología de evaluación…………………………………………...………7
   5. Recopilación de datos………………………………………………………...9
   6. Información de los resultados………………………………...…….……..…11
   7. Coordinación, plan de trabajo y presupuesto…………………...……........…11
4. Introducción

Este documento tiene la finalidad de presentar los aspectos correspondientes al plan de monitoreo de esta operación y evaluación del Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua III.

El Equipo de Proyecto del BID será responsable del seguimiento del Programa. Los principales indicadores que se usarán para el monitoreo y evaluación de este Programa son los que se presentan en la Matriz de Resultados

El objetivo general del Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico es apoyar al Gobierno de Nicaragua (GNI), en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector.

Los objetivos específicos del Programa son: (i) garantizar la sostenibilidad financiera, técnica y operativa del sector eléctrico, (ii) mejorar la visibilidad de los resultados en la gestión del sector; (iii) promover una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la eficiencia energética; y (iv) impulsar la integración regional del sector eléctrico.

Con esta operación se espera la adopción e implementación escalonada de políticas sectoriales de corto, mediano y largo plazo, necesarias para impulsar una oferta adecuada y eficiente de energía eléctrica, así como la sostenibilidad financiera y operativa de las empresas del sector eléctrico.

1. Monitoreo

Los productos del Programa corresponden a las condiciones de Política detalladas en la Matriz de Políticas y en la de Medios de Verificación, por consiguiente, el monitoreo del cumplimiento de los productos de este PBL se realizó de manera *ex–ante* y no requerirá nuevos instrumentos de coordinación, establecimiento de un plan de trabajo o presupuesto previos al desembolso.

1. *Indicadores de Producto*

Los indicadores de productos definidos como las condiciones de política y sus respectivos medios de verificación se encuentran descritos en la Tabla 1. Dado que estos productos son alcanzados una vez se realiza el desembolso se obvia la parte de la frecuencia de medición.

**Tabla 1. Productos Tercer Programático.**

| **Componente/ Objetivos** | **Producto** | **Unidad** | **Base (2016)** | **2017**[[1]](#footnote-1) | **Medio de Verificación** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1. **Sostenibilidad financiera del sector eléctrico:** Adoptar un programa de medidas para recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico | Factor de Expansión de Pérdidas (FEP) reconocido en tarifas | (Si/NO) | 0 | 1 | Publicación de INE en su sitio web de las resoluciones respectivas. |
| Subsidio de los asentamientos renovado por 5 años. | (SI/NO) | 0 | 3 | Enlace a las Resoluciones de Subsidio para asentamientos |
| Costos financieros por retraso de pago a los generadores incluidos en la tarifa. | (SI/NO) | 0 | 3 | (i) Certificaciones del INE de la conciliación de deudas entre generadores y las distribuidoras DISNORTE y DISSUR;  (ii) Fotocopia de los títulos emitidos, por parte de las distribuidoras DISNORTE y DISSUR a favor de cada generador, redimibles con los recursos que se generen cuando se traslade a tarifa;  (iii) Carta del INE confirmando que los costos serán trasladados a tarifa |
| Aplicación de la Normativa Anti-Fraude (Ley No. 661 sobre el uso responsable de la energía) | (SI/NO) | 0 | 1 | Informes anuales del INE a la Asamblea Nacional sobre las gestiones realizadas en aplicación de las disposiciones de la Ley 661, desde la fecha del desembolso de la operación anterior |
| Obligación de ejecutar un plan de inversiones por la suma de US$75 millones en un período de 5 años, para mejorar la calidad y el control de suministro eléctrico, ampliar la cobertura y contribuir a reducir pérdidas. | (SI/NO) | 0 | 1 | Fotocopia de carta de los Coordinadores del Equipo Multi-institucional a DISSUR y DISNORTE sobre montos verificados de inversiones julio-diciembre 2016 |
| Revisiones periódicas de tarifa emitidas por parte del INE donde se asegura que el precio de energía compensa el 100% de los costos de abastecimiento, transmisión y distribución | (SI/NO) | 0 | 2 | (i) Resoluciones emitidas por el INE de ajuste tarifario para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución desde la fecha del desembolso de la segunda operación;  (ii) Informe del INE sobre la evolución de la tarifa y su relación con el costo de abastecimiento. |
| Medidas de ajustes sobre los subsidios del sector eléctrico aprobadas | (SI/NO) | 0 | 1 | Oficio del Gabinete Económico a la Presidencia, remitiendo el esquema completo de medidas de ajuste aprobadas por el Gabinete Económico para los subsidios del sector eléctrico, las metas a alcanzar, las acciones y el cronograma para su implementación |
| 1. **Transparencia de resultados en la gestión del sector:** Establecer mecanis- mos que mejoren la transparencia de resultados de las empresas públicas y concesionarias en el sector | Términos de financiamiento de la tarifa eléctrica con vigencia posterior a marzo de 2014 publicados por INE | (SI/NO) | 0 | 2 | (i) Publicación en el sitio WEB de INE de los contratos de financiamiento; y  (ii) balance del estado del financiamiento de la tarifa eléctrica a la fecha. |
| Estados financieros auditados de ENEL correspondientes al año 2016 | (SI/NO) | 0 | 1 | Publicación de ENEL en su sitio web de los Estados Financieros. |
| Estados financieros auditados de ENATREL correspondientes al año 2015 y en proceso de validación del EFA a 2016 | (SI/NO) | 0 | 1 | Publicación de ENATREL en su sitio web de los Estados Financieros y copia del EFA de 2016. |
| Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de pérdidas, e Índice de cobro según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR | (SI/NO) | 0 | 1 | Publicación en el sitio WEB de INE del índice de recuperación de efectivo, el índice de perdidas y el índice de cobro correspondiente al período desde el desembolso de la segunda operación a 2016, o al año inmediatamente anterior a aquel en que se realice el desembolso. |
| Desvíos de costos mayoristas. | (SI/NO) | 0 | 1 | Publicación mensual del INE en su sitio web de los desvíos de costos mayoristas |
| 1. **Matriz energética sostenible, fomento energías renovables, inversión privada y eficiencia energética:** Promover el uso de fuentes renovables, la generación distribuida, la participación privada en el sector eléctrico y la eficiencia energética, para alcanzar una matriz energética sostenible | Líneas de acción para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada aprobada. | (SI/NO) | 0 | 1 | Oficio del Gabinete de Energía al MEM, remitiendo el esquema completo de líneas de acción para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada e incluyendo las metas a alcanzar, las acciones y el cronograma, hasta la implementación de la primera licitación. |
| Nuevos proyectos de energía renovable incorporados en el Plan Indicativo de Expansión. | (SI/NO) | 0 | 2 | (i) Plan Indicativo de Expansión de la Generación aprobado, incluyendo proyectos basados en recursos renovables, y elaborado con base en la metodología de seguridad operativa definida por ENATREL-CNDC;  (ii) Oficio del CNDC a ENATREL confirmando que los Planes Indicativos de Expansión de Generación y Transmisión 2017-2026 garantizarían el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño, adjuntando la evaluación correspondiente y el Plan de Expansión de la Transmisión. |
| Normativa para generación eléctrica distribuida en el país, con el fin de lograr una normativa consensuada con todos los agentes del mercado. | (SI/NO) | 0 | 2 | (i) Copia de La Gaceta Diario Oficial con la aprobación por parte de la Asamblea Nacional (AN) a la Reforma a la Ley No. 272 – Ley de la Industria Eléctrica, estableciendo base legal para la normativa de generación eléctrica distribuida;  (ii) Normativa para generación eléctrica distribuida aprobada por el MEM. |
| Ley de Eficiencia Energética aprobada. | (SI/NO) | 0 | 1 | Evidencia de la remisión de la Presidencia de la República a la secretaría de la AN, de la iniciativa de Ley de Eficiencia Energética, adjuntando el texto de la Ley propuesta. |
| Propuesta de Programa Nacional de Eficiencia Energética. | (SI/NO) | 0 | 1 | Certificación del punto del acta de la sesión del Gabinete de Energía en que consta la aprobación del Programa Nacional de Eficiencia Energética, adjuntando el texto del Programa aprobado. |
| 1. **Impulso a la Integración regional del sector eléctrico:** Impulsar la integración eléctrica regional incrementando la participación del sector eléctrico nacional en el mercado eléctrico regional | Ajustes a las regulaciones y normativas nacionales que, como resultado de las evaluaciones periódicas que realiza la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), resulten necesarios para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional. | (SI/NO) | 0 | 1 | Oficio del INE al MHCP incluyendo: (i) detalle cronoló-gico de las modificaciones a las regulaciones y normativas na-cionales, como resultado de la emisión de nuevas resoluciones por parte de la CRIE; y (ii) los enlaces de publicación de las modificaciones a las regulacio-nes y normativas nacionales, en el sitio web del INE. En caso de que las nuevas resoluciones de la CRIE a partir de la fecha de desembolso del programa anterior no hayan requerido de modificaciones a las regulacio-nes y normativas nacionales, se deberá así indicarlo en el oficio. |

1. Evaluación

En esta sección se presenta la metodología para la evaluación de los resultados del Programa, y se incluyen, entre otros aspectos, las principales preguntas de evaluación, los indicadores de resultados e impactos, la metodología para la recolección de datos, el plan de trabajo y el presupuesto.

1. *Principales preguntas de evaluación*

El objetivo general del Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico es apoyar al Gobierno de Nicaragua (GNI), en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector.

A continuación, se enuncian los principales objetivos con las que se pretende evaluar el desarrollo del Programa:

* 1. El desarrollo de una Nueva Matriz Energética Sostenible que contribuya a la estabilidad macroeconómica de Nicaragua
  2. Promover el desarrollo de los recursos de Nicaragua por medio del Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico

1. *Conocimiento existente – evaluación económica*

Se realizó una evaluación económica de análisis costo beneficio ex ante. La aproximación a la evaluación económica del Programa consiste en hacer la estimación de beneficios y costos económicos de los resultados identificables y cuantificables asociados con el mismo, los cuales se describen a continuación:

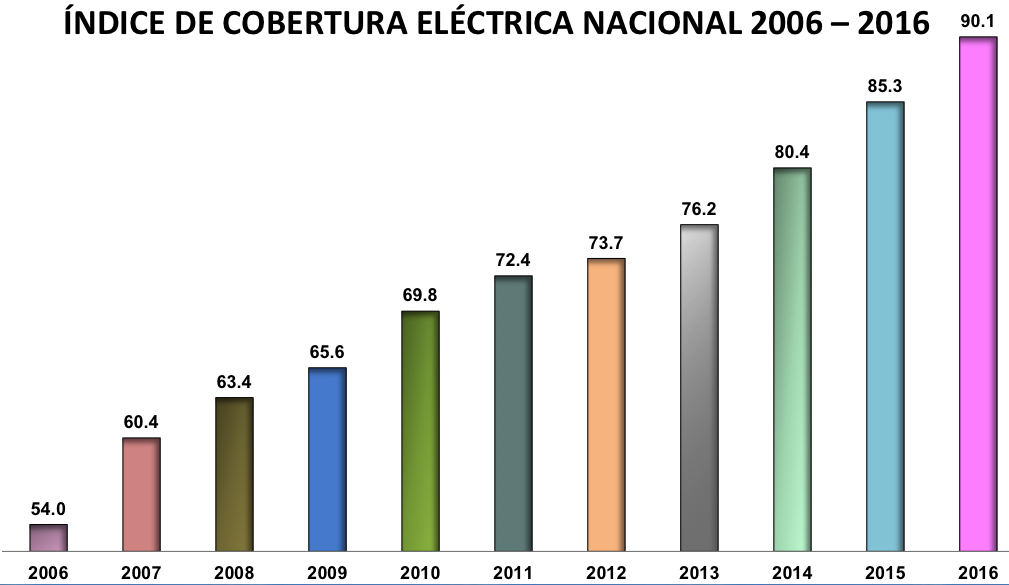
## Mejoría de la Calidad del Servicio.

Una expectativa del Programa es la de reducir la Frecuencia Media de Interrupción del Servicio Eléctrico por Semestre (FMIK), que actualmente cuenta con índices de 4,82 para DISNORTE y 4,45 para DISSUR, a un índice menor o igual a 4,1 en zonas urbanas en el corto plazo. En adición a lo anterior, también se pretende la reducción del Tiempo Total de Interrupción por Semestre (TTIK), que actualmente cuenta con índices de 8,84 para DISNORTE y 8,19 para DISSUR, a un índice menor o igual a 7 en zonas urbanas. Esta actividad implica una inversión anual de las distribuidoras de US$2,0 millones. La mejoría del FMIK y TTIK se evalúa en términos de efectividad de los costos de inversión y de los costos de mantenimiento y operación de las empresas de distribución. El beneficio económico de la mejora de los índices consiste en la reducción de la energía no suministrada. La Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) resultante es de 23%.

## Ampliación de la Cobertura Eléctrica.

Nicaragua ha tenido un incremento impresionante de la cobertura de electricidad, habiendo pasado de 73.7% en 2012 a 90.1%[[2]](#footnote-2) en 2016, tal como se ilustra en la Figura 1:

Figura 1



Este incremento ha sido posible tanto por el compromiso de inversión de las empresas de distribución como por proyectos financiados por organizaciones multilaterales, como el PNESER, los cuales han apoyado la electrificación peri-urbana y rural.

Para entender el efecto de los proyectos de electrificación es necesario distinguir entre el crecimiento vegetativo del número de consumidores y el aumento propiciado por los proyectos. En el Cuadro 1 se ilustra el efecto de una situación sin proyecto, en el cual se mantiene constante la tasa de electrificación, y la situación con los proyectos de electrificación; la diferencia entre el aumento de consumidores con y sin los proyectos son aquellos directamente beneficiados por dichas iniciativas.

Cuadro 1: Evolución del crecimiento poblacional y los hogares electrificados



1Con base en 4.9 personas por hogar 2Fuente: INE

Del Cuadro 1 se deduce que, sin los esfuerzos de electrificación, los consumidores se habrían incrementado a razón de unos 10,000 usuarios por año; los proyectos de electrificación han permitido de 30,000 a 60,000 conexiones adicionales. También se observa que la cobertura incluye los consumidores reportados por las empresas de distribución y las conexiones no facturadas, ya sea por fallas en los sistemas comerciales, o por estar asociadas con conexiones ilegales o informales.

Cuando se conectan consumidores que hasta la fecha carecen de servicio eléctrico, se generan beneficios económicos por un valor bruto equivalente al excedente del consumidor bajo la curva de demanda tal como se muestra en la Figura 2.

Figura 2.



La cuantificación de los beneficios se lleva cabo siguiendo el siguiente procedimiento:

* Estimación de los beneficiados con el programa de electrificación con base en los estimativos de población de Nicaragua y el número promedio de personas por hogar tal como se muestra en el Cuadro 1; para capturar el efecto en años posteriores a 2016 se supuso un incremento menor en la cobertura, lo cual refleja la dificultad de llegar a poblaciones más alejadas y dispersas.
* Asignación de un consumo básico a los nuevos clientes de las distribuidoras; este valor se sitúa alrededor de 1.17MWh[[3]](#footnote-3) anuales por usuario residencial (equivalentes a 97.5kWh mensuales); y
* Calculando los beneficios asignando una voluntad de pago máxima (“willingness to pay—WTP”) para calcular el excedente del consumidor. En este caso resulta razonable asignar un valor de alrededor de US$800/MWh, el cual refleja el costo de déficit utilizado en programas de expansión. Además, los beneficios se calculan con el precio vigente para usuarios de 97.5kWh por mes.

Con los supuestos anteriores se obtienen los beneficios indicados en el Cuadro 4.

Cuadro 4. Evaluación de Beneficios por Incremento de Cobertura



Los costos que se incurren en la cobertura de nuevos usuarios varían de acuerdo a qué tan lejos se encuentran de las redes de las distribuidoras. En general, los programas de electrificación arrojan valores de inversión de alrededor de US$800 por usuario. La fuente de recursos correspondiente sería de programas de electrificación como el PNESER y la contribución de las distribuidoras. Según el plan de inversión del quinquenio 2013-2018 se busca invertir US$5.03 millones anuales para solicitudes de nuevos suministros provenientes del crecimiento de la demanda vegetativa, proyectos de electrificación rural (PER) y aumentos de capacidad[[4]](#footnote-4). Además de los costos de conexión, deben contabilizarse los costos unitarios de suministro de las conexiones en cuestión, los cuales se estiman en 250US$/MWh (lo cual incluye los costos de operación y mantenimiento de las nuevas conexiones).

El Cuadro 5 resume el estimativo de costos del programa.

Cuadro 5. Estimación de Costos por Incremento de Cobertura



El Cuadro 6 resume el flujo de beneficios y costos para el período analizado.

Cuadro 6. Beneficios y Costos por Incremento de Cobertura



Los resultados económicos se resumen así:

VPN de Beneficios (12%) 618M$

VPN de Costos (12%) 449M$

Relación B/C 1.38

Tasa Interna de Retorno Económica 57%

Con estos resultados los proyectos de electrificación se justifican plenamente. Cabe anotar que, si bien la extensión de cobertura es ampliamente justificable del punto de vista económico, no lo es necesariamente desde el punto de vista financiero. En efecto, los costos de suministro (alrededor de US$250/MWh) son superiores al recaudo tarifario (alrededor de US$195/MWh para usuarios residenciales), resultando en una pérdida para la empresa de distribución. Por esta razón el peso de la inversión en extensiones de cobertura de servicios eléctricos no puede recaer enteramente en la empresa de distribución y requiere subsidios de otras entidades. De ahí que las empresas de distribución sólo puedan contribuir con una fracción de la inversión requerida.

## Evaluación de la reducción de pérdidas

Las cifras del INE indican una evolución de las pérdidas tal como se ilustra en el Cuadro 7.

Cuadro 7—Evolución de las Pérdidas en el SNI

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Pérdidas (%) | 21.96 | 20.86 | 20.75 | 20.99 | 20.61 | 19.79 |

Las pérdidas de distribución se dividen en pérdidas técnicas y en pérdidas comerciales. La reducción de pérdidas observada es consistente con las inversiones del INE mediante las cuales se han reforzado los sistemas de distribución, logrando una reducción de pérdidas comerciales de acuerdo con las inversiones pactadas con la empresa de distribución, primordialmente, del orden de un punto porcentual entre 2012 y 2016. Aunque no es factible tener una distinción entre pérdidas técnicas y comerciales, las primeras son típicamente del orden de 8%, lo cual implica que la empresa distribuidora mantiene un nivel de energía no facturada, ya sea por motivos técnicos o por robo, del orden de 12%.

El cuadro 8 ilustra la reducción de pérdidas comerciales obtenida con el proyecto, de acuerdo con los datos del INE:

Cuadro 8: Evolución de las Pérdidas de Distribución



La reducción de las pérdidas comerciales tiene dos tipos de beneficios:

* Beneficios *económicos* asociados a la reacción de usuarios que tienen que pagar por la energía consumida y por lo tanto reducen su consumo debido al efecto de elasticidad-precio; se propone valorar estos beneficios como la ganancia neta teniendo en cuenta la variación del excedente del consumidor y el costo de generación ahorrado;
* Beneficios *financieros* asociados con la transferencia del excedente del consumidor de los usuarios al productor, o, en otras palabras, la recuperación de energía no facturada; se propone valorar esta energía de acuerdo con la tarifa media de venta de la empresa, además del menor costo de generación. La metodología se ilustra en la Figura 2:

Figura 2—Curva de Demanda antes y después de medidas de reducción de pérdidas



En esta figura, el punto de consumo inicial de aquellos usuarios responsables de las pérdidas comerciales es (P0, Q0), con un precio bajo y un consumo alto, y al recuperar las pérdidas el nuevo punto de consumo es (P1, Q1). En el proceso ocurre:

* El excedente del consumidor se reduce por un valor igual al área D;
* El productor ahorra la totalidad del costo para suministrar el consumo Q0–Q1, equivalente al área E+D+G. Como el consumidor estaba pagando el área G, el ahorro del productor es D+E;
* El bienestar neto recuperado es por lo tanto D+E–D= Área E. Esto constituye el beneficio económico de la reducción de pérdidas.

Desde el punto de vista financiero:

* El productor ahorra las áreas D+E por el menor consumo; y
* Los consumidores pagan ahora el área C, que antes no pagaban;
* Por lo tanto, el beneficio financiero de la reducción de pérdidas está dado por el área C+E+D.

Nótese que los beneficios anotados se generan, aunque el costo de suministro esté todavía por encima de la tarifa P1.

La evaluación económica y la evaluación financiera se llevan a cabo estimando los beneficios correspondientes mediante la metodología ilustrada en el punto anterior, usando suposiciones razonables respecto a la elasticidad precio de la demanda. Desde el punto de vista de costos, será necesario tener un estimativo razonable, ojalá producido por DISNORTE/DISSUR. En cuanto a resultados esperados, se espera obtener tasas de retorno económicas razonables, y tasas de retorno financieras muy altas, lo cual es característico de este tipo de intervenciones.

Los costos económicos de la reducción de pérdidas corresponden a las inversiones necesarias para llevar a cabo el programa, y son principalmente inversiones en sistemas de control y en instalación de medidores, además de los costos de operación y mantenimiento. Para una reducción efectiva de pérdidas se requiere además llevar a cabo inversiones de soporte como la normalización de redes y la instalación de alumbrado público. Estos costos provendrán de recursos de las distribuidoras; se utilizan los valores aceptados por el INE en su vigilancia de las empresas de distribución[[5]](#footnote-5).

El Cuadro 9 resume el análisis económico, prolongando los beneficios sobre un período de 12 años.

Cuadro 9. Análisis Económico de la Reducción de Pérdidas de Distribución



El análisis arroja los siguientes parámetros económicos:

VPN de Beneficios (12%) 48.75M$

VPN de Costos (12%) 15.2M$

Relación B/C 3.2

Tasa Interna de Retorno Económica 103%

La distribuidora recupera energía no cobrada y además reduce costos al disminuirse la demanda por efecto de la elasticidad precio. El efecto de ésta en los resultados financieros es menor que en el caso del análisis económico. El Cuadro 12 muestra los parámetros de la evaluación financiera desde el punto de vista de la distribuidora. Se omite la TIR financiera que es indefinida (infinita) puesto que los beneficios de la reducción de pérdidas comerciales se materializan de manera inmediata.

Cuadro 12. Sensibilidad Financiera a la Elasticidad-Precio de la Demanda

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Elasticidad Precio | –0.4 | –0.3 | –0.2 | –0.1 |
| VPN Beneficios Financieros(M$) | $191 | $162 | $138 | $119 |
| VPN Costos (12%) | $15.2 | $15.2 | $15.2 | $15.2 |
| Relación B/C Financiera | 25 | 11 | 9 | 8 |

Esto confirma que las inversiones en recuperación de pérdidas son generalmente extremadamente rentables para el distribuidor. Inclusive cuando la relación P0/P1 es de 0.4, la relación B/C es de 12. Esto confirma que para el distribuidor es rentable tomar medidas para la reducción de fraudes, inclusive cuando éste no es especialmente alto.

## Evaluación del incentivo a la energía renovable en la matriz energética

La transformación de la matriz energética y la penetración de renovables conducen a una reducción de los costos de generación del sistema eléctrico de Nicaragua. Para que se materialicen estos beneficios se requiere una inversión en plantas de generación más eficientes.

Los beneficios de la reducción en los costos de generación pueden evaluarse mediante los ahorros operativos asociados con las plantas menos eficientes del sistema. Una aproximación a estos beneficios puede obtenerse mediante la información consignada en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica 2013-2027 preparado por el Ministerio de Energía y Minas, Centro Nacional de Despacho de Carga y por ENATREL. La siguiente figura ilustra la evolución del costo marginal de corto plazo durante el período de planeamiento:

Figura 3. Costo Marginal de Corto Plazo

(Escenario de mínimo costo con demanda media)[[6]](#footnote-6)

El beneficio asociado con la energía renovable se puede medir en términos de costos unitarios como la diferencia entre los costos marginales de generación en 2013–2014, del orden de US$140/MWh y los costos marginales de generación de renovables, que son nulos. El plan de instalación de energía renovable se ilustra en el Cuadro 13:

**Cuadro 13. Plan de Instalación y Capacidades de Energía Renovable (MW)**

****

Los costos de la energía renovable están compuestos por los costos de inversión y por los costos de operación y mantenimiento. Los costos unitarios de inversión y el plan de inversiones correspondiente se muestra en el Cuadro 14.

Cuadro 14. Plan de Inversiones de Energía Renovable (M$)



Los costos de operación y mantenimiento se estiman de acuerdo con el Plan de Expansión mencionado; los costos totales de energía renovable se resumen en el Cuadro 15.

Cuadro 15. Resumen de Costos Totales Asociados con Energía Renovable



Los beneficios se valoran de acuerdo con la energía producida por las centrales y valorada al costo marginal de corto plazo del sistema, el cual refleja los costos de las centrales más caras del mismo. La producción de las centrales de energía renovable se muestra en el Cuadro 17.

Cuadro 17. Generación Anual (GWh) de Energía Renovable



Los beneficios correspondientes se ilustran en el Cuadro 18.

Cuadro 18. Beneficios Anuales de Energía Renovable



En el corto plazo el costo marginal refleja el costo de centrales térmicas a base de fuel oil y de diesel, alrededor de US¢14/kWh. En el largo plazo, el costo marginal se sitúa alrededor de US¢12/kWh, con la sustitución de las centrales térmicas.

Con la valoración de costos y beneficios se obtienen los siguientes parámetros de la evaluación económica:

VPN de Beneficios (12%) 1345M$

VPN de Costos (12%) 1319M$

Relación B/C 1.02

Tasa Interna de Retorno Económica 12%

La evaluación económica del caso base indica que las inversiones en energía renovable se justifican, al arrojar una tasa de descuento comparable con la tasa límite de 12%.

Los dos parámetros que más influyen en la evaluación económica, y que se pueden considerar como altamente inciertos son los costos de inversión y el costo marginal de corto plazo, el cual refleja los precios de los combustibles líquidos. Se evaluaron los siguientes escenarios: (a) incremento de los costos de inversión en 10%, y (b) incremento en el costo marginal de corto plazo de 10%. Los resultados se ilustran en el Cuadro 19.

Cuadro 19. Variación de Resultados Económicos

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Incremento Inversión 10% | Incremento CMCP 10% |
| VPN Beneficios (12%) | $1,345 | $ 1,479 |
| VPN Costos (12%) | $1,450 | $ 1,319 |
| Relación B/C | 0.93 | 1.12 |
| TIR Económica | 11% | 14% |

La sensibilidad arroja resultados adecuados para la evaluación económica, indicando que la política de transformación de la matriz energética es razonable y se justifica económicamente.

## Evaluación del programa de eficiencia energética

El programa de eficiencia energética consiste en la sustitución de 4 millones de bujías incandescentes en el sector residencial con un costo de US$11.3 millones, y la sustitución de 50000 lámparas fluorescentes magnética por electrónicas en el sector gobierno a un costo de US$2.8 millones. Este programa se llevó a cabo entre 2014 y 2016.

Los beneficios del programa se traducen en una reducción de los costos de generación por el menor consumo de las lámparas que se instalarán comparado con las bujías incandescentes y las lámparas fluorescentes magnéticas. El beneficio correspondiente se valora al costo marginal de generación, el cual se aplica a los siguientes valores sustituidos (valores acumulados a la fecha):

2014: 90 GWh

2015: 180 GWh

2016: 221 GWh

El Cuadro 18 resume los costos y beneficios del programa. Éstos se extienden hasta 2019 suponiendo que los equipos a instalar tienen una vida útil de 5 años.

Cuadro 18-Beneficios y Costos del Programa de Eficiencia Energética



Con estos valores se obtienen los siguientes parámetros económicos:

VPN de Beneficios (12%) 108 M$

VPN de Costos (12%) 11.5 M$

Relación B/C 9.3

La TIR del programa es indefinida puesto que los beneficios anuales superan los costos anuales a lo largo del programa. Esto ocurre porque no existe un rezago visible entre la inversión y la materialización de beneficios: las bombillas se compran y se instalan con un rezago de días, o semanas a lo sumo.

Un análisis paramétrico indica que los costos del programa tendrían que aumentar por un factor de 9 para llegar al umbral de una TIR de 12%. Con los valores indicados el programa se justifica ampliamente.

## Resumen

El Cuadro 19 resume los resultados de la evaluación económica para los cinco componentes del PBL propuesto.

Cuadro 19- Resumen de la Evaluación Económica por Componente

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Componente | VPN Beneficios M$ | VPN Costos M$ | Relación B/C | TIR % |
|  |  |  |  |  |
| Ampliación de la Cobertura Eléctrica | 618 | 449 | 1.4 | 57% |
| Reducción de Pérdidas | 49 | 15 | 3.2 | 103% |
| Incentivo a la Energía Renovable | 1345 | 1319 | 1.02 | 12% |
| Eficiencia Energética | 108 | 11.5 | 9.3 | Indefinido |

1. *Principales indicadores de efectos directos*

**En la Tabla 2. Se detallan los principales indicadores de impacto y de resultados a ser evaluados**

| **Impacto** | **Indicador / Línea de Base / Meta** | **Forma de Medición** |
| --- | --- | --- |
| Mejora sostenida en los indicadores financieros, y de gestión del sector eléctrico garantiza beneficios para los usuarios del servicio eléctrico | * ENATREL (EBITDA)[[7]](#footnote-7):   2012: 7,2% (real)  2013: 6,3% (real)  2014: 22,6% (real) 🡪 1,6% (meta)  2015: 28,8% (real)  2016: 24,6% (real) 🡪 5,0% (meta)   * ENEL (EBITDA): ENEL sin DOSA (EBITDA)   2012: -4,4% (real) 37,9%  2013: 16,0% (real) 56,1%  2014: -1,4% (real) 🡪 8,0% (meta) 44,2%  2015: -11,4% (real) 13.0%  2016: 3,6% (real) 🡪 10,0% (meta) 29,4%   * DISNORTE-DISSUR (Índice de recuperación de efectivo[[8]](#footnote-8) = Índice combinado):   2009: 74,2% (real)  2010: 72,5% (real)  2011: 76,3% (real)  2012: 75,0% (real)  2013: 75,0% (real)  2014: 74,5% (real) 🡪 75,9% (meta)  2015: 75,9% (real)  2016: 78,3% (real) 🡪 80,0% (meta) | EBITDA: Estados Financieros de ENEL y ENATREL.    Índice de recuperación de efectivo = índice combinado, publicado por el INE según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR. |
| Porcentaje de energía de fuente renovable en la matriz de generación del SIN:  2012: 43,4% (real)  2013: 53,1% (real)  2014: 54,6% (real) 🡪 49,0% (meta)  2015: 50,6% (real)  2016: 52,8 (real) 🡪 56,4% (meta) | Participación de las fuentes renovables en la matriz eléctrica a nivel de generación bruta, Fuente INE |

| **Componente/ Objetivos** | **Resultados** | **Indicador / Línea de Base / Meta** | **Forma de Medición** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1. **Sostenibilidad financiera del sector eléctrico:** Adoptar un programa de medidas para recuperar la sostenibilidad financiera, técnica, y operativa del sector eléctrico | Mejora de la calidad del servicio | *FMIK = frecuencia media de interrupción por semestre; TTIK = tiempo total de interrupción por semestre en horas*  Real:  2012 I Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 2,76 DISSUR: 3,23  (TTIK urbano) – DISNORTE: 4,21; DISSUR: 4,50  2012 II Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 2,71 DISSUR: 2,71  (TTIK urbano) – DISNORTE: 3,49; DISSUR: 4,34  2013 I Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 2,34 DISSUR: 2,30  (TTIK urbano) – DISNORTE: 3,26; DISSUR: 3,50  2013 II Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 3,39 DISSUR: 2,66  (TTIK urbano) – DISNORTE: 5,15; DISSUR: 5,97  2014 I Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 1,96: DISSUR: 2,10  (TTIK urbano) – DISNORTE: 3,67; DISSUR: 3,50  2014 II Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 2,49; DISSUR: 2,40  (TTIK urbano) – DISNORTE: 5,17; DISSUR: 5,00  2015 I Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 2,77; DISSUR: 2,10  (TTIK urbano) – DISNORTE: 5,51; DISSUR: 4,80  2015 II Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 1,94; DISSUR: 2,20  (TTIK urbano) – DISNORTE: 3,41; DISSUR: 4,20  2016 I Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 2,81; DISSUR: 2,00  (TTIK urbano) – DISNORTE: 4,63; DISSUR: 3,50  2016 II Sem (FMIK urbano) – DISNORTE: 2,90; DISSUR: 2,20  (TTIK urbano) – DISNORTE: 5,90; DISSUR: 3,70  Meta:  Sem (FMIK urbano) <= 4,1  (TTIK urbano) <= 7,0 | Indicadores de calidad de servicio, Fuente INE |
| Mejora en el control de suministro | Clientes normalizados:  2012: 0  2014: 23.511 (real) 🡪 27.000 (meta)  2015: 36.531 (real)  2016: 48.113 (real) 🡪 96.000 (meta) | Número de clientes formalizados, Fuente MEM |
| Ampliación de la cobertura eléctrica | Cobertura eléctrica[[9]](#footnote-9):  2012: 72,3% (real)  2013: 74,6% (real)  2014: 77,1% (real) 🡪 80,1% (meta)  2015: 81,6% (real)  2016: n/d 🡪 85,5% (meta) | Indicador de cobertura eléctrica, Fuente CEPAL |
| Reducción de pérdidas porcentuales del sistema | Pérdidas porcentuales totales del sistema:  2012: 23,1% (real)  2013: 22,8% (real)  2014: 23,3% (real) 🡪 22,25% (meta)  2015: 24,7% (real)  2016: n/d[[10]](#footnote-10) 🡪 21,15% (meta) | Indicador de pérdidas a nivel del total del sistema, Fuente CEPAL |
| 1. **Transparencia de resultados en la gestión del sector:** Establecer mecanismos que mejoren la visibilidad de resultados de las empresas públicas y concesionarias en el sector | Información de estados financieros | Estados Financieros de las empresas estales del sector disponible para análisis de los agentes del sector y la población de Nicaragua:  2012: 0  2013: ENATREL (real)  2014: ENATREL (real) 🡪 ENATREL (meta)  2015: ENATREL, ENEL (real)  2016: ENATREL, ENEL (real) 🡪 ENATREL, ENEL (meta) | Estados Financieros de ENEL y ENATREL |
| Información de los indicadores financieros | Indicadores Financieros de las Distribuidoras (Índice de perdidas, Índice de cobro e Índice de recuperación de efectivo) disponibles para análisis de los agentes del sector y la población de Nicaragua::  2012: 0  2014: 3 (real) 🡪 3 (meta)  2015: 3 (real)  2016: 3 (real) 🡪 3 (meta) | Índice de recuperación de efectivo (índice combinado), Índice de pérdidas, e Índice de cobro publicado por el INE según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR |
| 1. **Matriz energética sostenible, fomento energías renovables, inversión privada y eficiencia energética:** Promover el uso de fuentes renovables, la generación distribuida, la participación privada en el sector eléctrico y la eficiencia energética, para alcanzar una matriz energética sostenible | Nueva capacidad de generación renovable instalada en el SIN | Capacidad adicional de generación renovable instalada en el SIN:  2012: 0 MW  2014: 54 MW (real) 🡪 69 MW (meta)  2016: 73 MW (real) 🡪 163 MW (meta) | Fuente INE |
| Reducción acumulado de consumo de energía eléctrica por los programas de eficiencia energética | Energía eléctrica no consumida por los programas de eficiencia energética  2012: 0  2014: 0 (real) 🡪 57.000 MWh (meta)  2016: 101.000 (real) 🡪 152.000 MWh (meta) | Reducción de consumo por proyectos de eficiencia energética, Fuente MEM |
| 1. **Impulso a la Integración regional del sector eléctrico:** Impulsar la integración eléctrica regional incrementando la participación del sector eléctrico nacional en el mercado eléctrico regional | Incremento en los intercambios eléctricos de Nicaragua en el MER, importación y exportación de energía | Energía intercambiada desde Nicaragua en el MER, importación y exportación de energía:  2012: 23.211 MWh (real)  2013: 68.201 MWh (real)  2014: 71.295 MWh (real) 🡪 75.000 MWh (meta)  2015: 55.049 MWh (real)  2016: 222.689 MWh (real) 🡪 100.000 MWh (meta) | Niveles de energía comercializada a nivel del MER, Fuente INE |

1. *Metodología de evaluación*

Dentro el Programa se establecieron metas con indicadores, dentro de los cuales se escogieron aquellos conducentes a resultados con consecuencias económicas evaluables, los cuales incluyen: Mejora de la calidad del servicio, Ampliación de la cobertura eléctrica, Reducción de pérdidas totales del sistema, Incremento de participación de la energía renovable en la matriz de generación del SIN, y Reducción de consumo de energía eléctrica.

El Programa está diseñado alrededor de cuatro ejes sectoriales, que son:

1. **Mejora de la calidad del servicio**

Este componente tiene por objeto la mejora en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Los indicadores FMIK y TTIK incluidos en el programa se definen como valores semestrales que se calculan como:

FMIK = Frecuencia media de interrupción por kVA instalado = 

Donde kVAfsi: Potencia nominal fuera de servicio a causa de la interrupción “i”

kVAinst: Potencia nominal total instalada.

TTIK = Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado = 

Donde Tfsi : Tiempo fuera de servicio de cada tramo de alimentador primario a causa de la interrupción “i”

1. **Evaluación de la ampliación de la cobertura eléctrica**

Cuando se conectan consumidores que hasta la fecha carecen de servicio eléctrico, se generan beneficios económicos por un valor bruto equivalente al excedente del consumidor bajo la curva de demanda tal como se muestra en la Figura 1.



Figura 1

**Beneficios.** La cuantificación de los beneficios se lleva cabo siguiendo el siguiente procedimiento:

Estimación de los beneficiarios del programa de electrificación con base en los estimados de población de Nicaragua y el número promedio de personas por hogar, asimilando los hogares beneficiados con nuevos consumidores; estableciendo una meta de cobertura para 2016 de 86,5%, esto implica la conexión de nuevos usuarios, además del crecimiento vegetativo, de unas 96000 viviendas entre 2013 y 2016, a razón de 30000 viviendas anuales.

1. **Evaluación de la reducción de pérdidas**

**Metodología**. Una meta razonable y consistente con los logros en años anteriores, sería una reducción de medio punto porcentual por año en los próximos dos años. La siguiente tabla ilustra la reducción de pérdidas comerciales obtenida con el proyecto:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Año | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Pérdidas totales del sistema % | 23,32 | 22,78 | 22,25 | 21,75 | 21,15 |

1. **Evaluación del incentivo a la energía renovable en la matriz energética**

**Metodología.** Los beneficios de la reducción en los costos de generación pueden evaluarse mediante los ahorros operativos asociados con las plantas menos eficientes del sistema. Una aproximación a estos beneficios puede obtenerse mediante la información consignada en el Plan Indicativo de Generación 2011–2025 preparado por el Ministerio de Energía y Minas y por ENATREL. La siguiente figura ilustra la evolución del costo marginal de corto plazo durante el período de planeamiento:



El beneficio asociado con la energía renovable se puede medir en términos de costos unitarios como la diferencia entre los costos marginales de generación en 2013–2014, del orden de US$140/MWh y los costos marginales de generación de renovables, que son nulos.

1. **Evaluación del programa de eficiencia energética**

**Metodología.** Los beneficios del programa se traducen en una reducción de los costos de generación por el menor consumo de las lámparas que se instalarán comparados con las bujías incandescentes y las lámparas fluorescentes magnéticas. El beneficio correspondiente se valora al costo marginal de generación, el cual se aplica a los siguientes valores sustituidos (valores acumulados a la fecha):

2014: 90 GWh

2015: 180 GWh

2016: 221 GWh

1. *Recopilación de datos*

En su carácter de ejecutor, el MHCP tendrá las siguientes responsabilidades: i) entregar informes y evidencia del cumplimiento de las condiciones de la operación, y todo otro informe que el BID pueda requerir; ii) impulsar las acciones tendientes al logro de los objetivos de política definidos en el Programa y en particular aquéllas incluidas como mecanismos activadores para la segunda y tercera operación; y iii) reunir, archivar y entregar al BID toda la información, indicadores y parámetros que contribuyan a que el Gobierno Nicaragua y BID puedan dar seguimiento, medir y evaluar los resultados del Programa

El MCHP suministrará al BID toda la información necesaria para la preparación de la evaluación final y el ACB. Para ello y tal como se muestra en la Tabla 1 y 2, el MHCP recopilará toda la información resultante del monitoreo anual de los indicadores de resultados realizado por el MEM, INE, ENEL, ENATREL, DISNORTE y DISSUR.

Por parte del BID, el Equipo de Proyecto de la División de Energía que prestan servicios en la Sede de Nicaragua (INE/ENE) estará a cargo del seguimiento del programa. El Prestatario y el BID han acordado efectuar reuniones de seguimiento, en fechas a definir de común acuerdo. Luego de completada cada operación individual del Programa, el Equipo de Proyecto producirá una versión simplificada del informe de avance de proyecto, revisando la evolución de los indicadores del Programa (Tabla 1), a fin de identificar los avances y de apoyar la propuesta de modificaciones que pudiesen requerirse para alcanzar las metas del Programa.

Finalizando el Programa, El BID contratará consultores individuales para la preparación de la evaluación final y el ACB expost.

El BID preparará los Términos de Referencia (TdR) para el desarrollo de la evaluación económica, los cuales seguirán la metodología básica descrita previamente y considerarán las fuentes de verificación presentadas en la siguiente tabla:

**Tabla 3. Metodología de Monitoreo y Evaluación.**

| **Objetivo** | **Resultados esperados** | **Indicador** | **Línea Base** | **Meta 2016** | **Frecuencia de Medición** | **Fuente de Verificación** | **Responsable** | **Presupuesto estimado US$** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Adoptar un programa de medidas para recuperar la sostenibilidad financiera, técnica y operativa del sector eléctrico | Mejora en los indicadores financieros y de gestión | EBITDA (%)  Índice de recuperación de efectivo (IRE) (%) | EBITDA  ENATREL=-3,3%  ENEL=5,4%  IRE  DN-DS=71,8% | EBITDA  ENATREL=-5%  ENEL=10%  IRE  DN-DS=80% | Anual | Estados Financieros ENEL, ENATREL  Índice de recuperación de caja (índice combinado) publicado por el INE según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR  Informes INE, MEM | MHCP | 50,000 |
| Mejora de la calidad del servicio | *FMIK=frecuencia media de interrupción por semestre*  *TTIK=tiempo total de interrupción por semestre* | *FMIK*  DN = 4,82  DS= 4,45  *TTIK*  DN =8,8  DS=8,19 | *FMIK*  DN-DS<= 4,1  *TTIK*  DN-DS<=  7,0 |
| Mejora en el control de suministro, clientes formalizados | # de clientes | 0 clientes | 96,000 clientes |
| Ampliación de la cobertura eléctrica | Porcentual | 73,7% | 86,5% |
| Reducción de pérdidas totales del sistema | 23,32% | 21,15% |
| Establecer mecanismos que mejoren la visibilidad de resultados de las empresas públicas y concesionarias en el sector | Publicación de Estados Financieros de las empresas del sector | Publicaciones | Ninguna publicación | 1 Publicación (ENEL, ENATREL) | Sitio web de ENATREL donde se han publicado los Estados Financieros Auditados preliminares  Informes INE |
| Publicación de Indicadores Financieros de las Distribuidoras | Ninguna Publicación | 3 Publicaciones (Índice de pérdidas, Índice de cobro e Índice de recuperación de efectivo |
| Promover el uso de fuentes renovables, la generación distribuida, la participación privada en el sector eléctrico y la eficiencia energética, para alcanzar una matriz energética sostenible | Participación de la energía renovable en la matriz de generación del SIN | Porcentual | 40,2% | 56,4% | INE  Página Web |
| Reducción acumulado de consumo de energía eléctrica por los programas de eficiencia energética | MWh | 0 MWh | 152.000 MWh |
| Impulsar la integración eléctrica regional incrementando la participación del sector eléctrico nacional en el mercado eléctrico regional | Incremento en los intercambios eléctricos de Nicaragua en el MER, importación y exportación de energía | MWh | 23.211 MWh | 100.000 MWh |

1. *Información de los resultados*

La evaluación final y el ACB expost serán preparados durante los primeros tres meses después de la finalización del Programa, y sus resultados serán publicados en la página web del Banco y del MHCP.

1. *Coordinación, plan de trabajo y presupuesto.*

El Prestatario es responsable de la recopilación de todos los datos necesarios para el seguimiento y la evaluación. Las autoridades del Gobierno de Nicaragua cubrirán los costos de recolectar y procesar esta información. La Tabla 1 presenta los indicadores que serán monitoreados y evaluados en un periodo de 1 año, la metodología de medición del indicador, la fuente de la información, la unidad encargada de recolectar los datos y el presupuesto asignado para realizar dichas actividades.

**Recursos Humanos.** El MHCP estará a cargo de la preparación y seguimiento del Programa y coordinará las acciones de acuerdo a lo establecido en la Tabla 1. Dicho Ministerio brindará el seguimiento respectivo, con dedicación parcial, a cada una de las acciones del Programa.

**Presupuesto.** El MHCP tiene un presupuesto anual, del cual se ha identificado el monto correspondiente a los recursos que se afectarían parcialmente para desarrollar las funciones de monitoreo y evaluación de este Programa, el cual se ha estimado en el orden de US$50.000 por año. No se utilizará presupuesto de este Programa para financiar el Monitoreo y Evaluación del mismo, ya que corresponde al MHCP el financiamiento con recursos propios como antes mencionado.

**Tabla 3. Cronograma de actividades.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Actividad** | **2017** | | **2018** | | | **Responsable** | **Costos** | **Financiamiento** |
| **Ago** | **Dic** | **Jun** | | **Dic** |
| Medición del avance de indicadores de resultado |  |  |  | |  | MHCP | - | MHCP |
| Preparación de TdRs para la Evaluación Económica |  |  |  | |  | BID | - | BID |
| Elaboración de la Evaluación Económica |  |  |  | |  | BID | $30.000.00 | BID |
| Elaboración del informe final |  |  |  | |  | BID | $20.000.00 | BID |
| **Total** | **$50.000.00** | | |

1. Por el tipo de operación (PBL) los productos son entregados de manera ex ante. [↑](#footnote-ref-1)
2. Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM) [↑](#footnote-ref-2)
3. Instituto Nicaragüense De Energía, Estadísticas del Sector Eléctrico, Consumo Promedio (MWh/Cliente) [↑](#footnote-ref-3)
4. Informe-de-Gestión-del-INE-2013.pdf pg.26 [↑](#footnote-ref-4)
5. Informe-de-Gestión-del-INE-2016.pdf [↑](#footnote-ref-5)
6. Se toman basados en el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2030. [↑](#footnote-ref-6)
7. Ingresos antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización. [↑](#footnote-ref-7)
8. Este valor se calcula como Energía Vendida / Energía Generada \* Energía Pagada / Energía Facturada y es promediado para DISSNORTE y DISSUR. [↑](#footnote-ref-8)
9. Informacion estadística publicada por CEPAL en “Estadísticas del Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2015”. La información estadística para 2016 aún no ha sido publicada por CEPAL. [↑](#footnote-ref-9)
10. A partir de los datos estadísticos publicados por el INE sobre energía disponible y vendida en el SIN, y siguiendo el procedimiento de balance de la CEPAL, se estima que las pérdidas totales en 2016 alcanzaron 23.9%, resultado que tendrá que ser confirmado cuando CEPAL publique las estadísticas 2016. [↑](#footnote-ref-10)