**Ecuador**

**Banco Interamericano de Desarrollo**

Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador II

**(EC-L1147)**

**Consultoría para la Evaluación Económica Ex-Ante**

Informe Final

ALEXIS DE AGUEDA CORNELOUP

Marzo 2015

ÍNDICE DE CONTENIDO

[SIGLAS Y ABREVIATURAS 3](#_Toc415751471)

[I. INTRODUCCIÓN 4](#_Toc415751472)

[Antecedentes de la Operación 5](#_Toc415751473)

[El Sistema Nacional de Distribución 6](#_Toc415751474)

[Justificación del aporte de fondos públicos 6](#_Toc415751475)

[Viabilidad financiera del Programa 7](#_Toc415751476)

[Planteamiento metodológico general 8](#_Toc415751477)

[II. SUPUESTOS Y METODOLOGÍA 9](#_Toc415751478)

[Horizonte temporal del ACB 9](#_Toc415751479)

[Unidad Monetaria. 9](#_Toc415751480)

[Limitaciones metodológicas. 9](#_Toc415751481)

[Uso de Factores de Conversión 9](#_Toc415751482)

[Modelización de cálculo del ACB 10](#_Toc415751483)

[Outputs de la evaluación o parámetros de rentabilidad económica 11](#_Toc415751484)

[III. BENEFICIOS ECONÓMICOS 12](#_Toc415751485)

[Beneficios económicos cuantificados 12](#_Toc415751486)

[Excedentes de los consumidores de electricidad 12](#_Toc415751487)

[Disminución de los cortes de energía 14](#_Toc415751488)

[IV. COSTOS ECONÓMICOS 15](#_Toc415751489)

[V. RESULTADOS Y RENTABILIDAD ECONÓMICA DEL PROGRAMA 17](#_Toc415751490)

[VI. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD 19](#_Toc415751491)

[Escenario PNCE 20](#_Toc415751492)

[DOCUMENTACIÓN Y FUENTES DE INFORMACIÓN UTILIZADAS 22](#_Toc415751493)

[ANEXO I: CUADRO RESUMEN DE FLUJOS ECONÓMICOS DEL ACB 23](#_Toc415751494)

# SIGLAS Y ABREVIATURAS

|  |  |
| --- | --- |
| ACB | Análisis Costo-Beneficio |
| CME | Cambio de la Matriz Energética |
| EED | Empresa Eléctrica de Distribución |
| GLP | Gas Licuado del Petróleo |
| PME | Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 |
| PNCE | Programa Nacional de Cocción Eficiente |
| PRSND | Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador |
| SND | Sistema Nacional de Distribución |
| TIR | Tasa Interna de Retorno |
| USD | Dólares Americanos |
| VAN | Valor Actual Neto |

# INTRODUCCIÓN

* 1. El presente documento tiene como cometido exponer los resultados obtenidos en el desarrollo de la evaluación económica ex-ante de la segunda fase del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador (el “Programa”), cofinanciado por el Banco Interamericano de Desarrollo (el “Banco”) y el Fondo de Cofinanciación Chino, y cuya inversión total asciende a 90,6 millones de Dólares Americanos (USD).
  2. El Programa, que se encuentra en proceso de preparación, tiene como objetivo principal dar continuidad a la primera fase del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador (PRSND), facilitando la transformación de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad. A su vez, en coherencia con los lineamientos generales de la primera fase, sus objetivos específicos son: (i) apoyar el reforzamiento y expansión de la infraestructura eléctrica en media y baja tensión; (ii) contribuir a la modernización y eficiencia en la gestión de la demanda en el Sistema Nacional de Distribución (SND); y (iii) mejorar los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico.
  3. Bajo estos lineamientos, las intervenciones incluidas en el Programa estarán agrupadas en los 3 componentes siguientes:

1. reforzamiento del SND para mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico;
2. mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico siguiendo los estándares de la *International Electrotechnical Commission* (IEC); y
3. fortalecimiento institucional a través de la capacitación y dotación técnica del personal de las Empresas Eléctricas de Distribución (EED).
   1. El objeto del análisis ha consistido en realizar un Análisis Costo-Beneficio (“ACB”) ex-ante del Programa, siendo los objetivos de la evaluación los siguientes:
4. Configurar un perímetro de análisis que sintetice los impactos económicos del Programa y que permita su evaluación económica.
5. Identificar y cuantificar los beneficios generados por la implementación del Programa.
6. Estimar los costos reales de los recursos (inversión, administrativos, operacionales gestión, etc.) empleados por el Programa.
7. Exponer todos los supuestos considerados para llevar a cabo el ACB.
8. Calcular el valor actual neto (“VAN”) de los impactos futuros del Programa usando la tasa de referencia del Banco de 12%, así como la Tasa de Interna de Retorno (“TIR”).
9. Realizar un análisis de sensibilidad de la rentabilidad económica ante cambios en las variables críticas del Programa, de acuerdo con el planteamiento metodológico del ACB.
   1. Antecedentes de la Operación**.** El Programa constituye la segunda fase del PRSND, que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) viene dirigiendo desde 2013. El PRSND prevé ejecutarse en 4 etapas, a medida que sea oportuna su incorporación en función de las nuevas cargas eléctricas proyectadas en el sistema eléctrico nacional.
   2. El Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV) 2013-2017, como instrumento rector de las políticas, programas y proyectos públicos, así como de la inversión y asignación de recursos, plantea como uno de sus objetivos principales el Cambio de la Matriz Energética (CME). El CME consiste básicamente en los siguientes componentes: i) incrementar el uso de las fuentes renovables de energía (principalmente de generación hidroeléctrica) frente a la generación térmica convencional; (ii) reducir las importaciones de derivados de petróleo; y (iii) fomentar el uso eficiente de la energía de consumo residencial mediante el desplazamiento del uso del Gas Licuado del Petróleo (GLP) por electricidad.
   3. En este sentido, basándose en la soberanía y eficiencia energética como pilares de la política sectorial, el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME), responde a la necesidad de modernizar y expandir el sistema eléctrico teniendo en cuenta el crecimiento natural de la demanda así como la incorporación de nuevas cargas por el CME.
   4. En el marco del PME, el Gobierno de la República del Ecuador (GdE) diseñó varios planes estratégicos: (i) el Plan de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM); (ii) el Plan de Reducción de las Pérdidas Eléctricas (PlanRep); (iii) y el Plan de Mejoramiento de la Red de Distribución (PMD). Varios de estos planes han contado con recursos de financiamiento del Banco, y desde el año 2015 se integran financiamientos del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD).
   5. En lo que respecta a la generación eléctrica renovable, se están ejecutando actualmente varios proyectos hidroeléctricos con una potencia instalada total de más de 2.500 MW. Por la parte de la demanda eléctrica, el CME se está desarrollando, entre otras iniciativas, a través del Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE). El PNCE contempla tanto el fortalecimiento del SND como la introducción de cocinas de inducción en los hogares.
   6. Por todo lo anterior, se hace necesario dotar al sistema eléctrico nacional de un Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y un SND acordes con la evolución de la oferta y demanda eléctrica y con las nuevas cargas derivadas del CME, que garanticen un servicio eléctrico eficiente, confiable y de calidad.
   7. El Sistema Nacional de Distribución. El SND debe garantizar un suministro de calidad desde los puntos de entrega del SNT hasta los clientes finales bajo los escenarios de demanda proyectados por el PME. La dotación del SND es suficiente para responder a la demanda actual, sin embargo, su dotación actual se prevé insuficiente para los aumentos proyectados en la demanda eléctrica y sigue existiendo un potencial de mejora en los índices de calidad del servicio eléctrico.
   8. El desarrollo del SND requiere inversiones en subtransmisión, distribución que faciliten la interconexión entre líneas y alimentadores, como la habilitación y rehabilitación de S/E, el reforzamiento de líneas troncales de alimentadores, y la incorporación de equipos de operación y protección en la red de media tensión. Estas necesidades se seguirán atendiendo a través de esta segunda fase del PRSND y, más concretamente, a través de los proyectos recogidos en el Componente 1 del Programa.
   9. Por su parte, el Componente 2, de mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, contempla el manejo en tiempo real del SND en 9 EED, que permitirá operar de manera eficiente los transformadores de distribución, minimizando los efectos por fallas en el suministro del servicio, y reduciendo las pérdidas técnicas.
   10. Justificación del aporte de fondos públicos***.*** El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra verticalmente integrado y sus inversiones se financian a través de fondos públicos del Estado. Su condición de monopolio natural le permite producir economías de escala y gestionar el servicio bajo una perspectiva de sostenibilidad social a través del fomento del acceso por parte de toda la población al suministro eléctrico como necesidad básica, incluyendo a los grupos y áreas más desfavorecidos; todo ello siguiendo criterios de eficiencia y sostenibilidad financiera y ambiental, y mediante una gestión eficiente y transparente.
   11. El Programa permitirá dotar oportunamente a la sociedad de un servicio público que responda a las necesidades de los consumidores de electricidad. Más generalmente, como factor de competitividad, la eficiencia y disponibilidad energética constituye uno de los inputs más importantes de la economía para determinar su capacidad productiva así como su potencial de desarrollo económico y exportador.
   12. Concretamente, en lo que atañe el SND, su confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico prestado se encuentran garantizados por el establecimiento de objetivos de cumplimiento de determinados niveles de desempeño técnico. En este sentido, además de haberse alcanzado hasta el momento mejoras en la cobertura eléctrica y en el nivel de pérdidas técnicas de electricidad[[1]](#footnote-1), los índices de calidad del servicio han mejorado en los 2 últimos años como sigue: (i) Frecuencia Media de Interrupciones (FMIk) de 16,96 veces en junio de 2012 a 12,77 veces a diciembre de 2014 por EED; (ii) Tiempo Total de Interrupciones (TTIk) de 19,13 horas en junio de 2012 a 12,45 horas en diciembre de 2014.
   13. Viabilidad financiera del Programa***.***La sostenibilidad financiera del sector se basa en el cobro por parte de las EED de una tarifa única a cada tipo de consumidor, que cubre los costos de operación y mantenimiento y los costos ambientales; mientras que las nuevas inversiones son financiadas con aportes directos del GdE, definidas bajo criterios de eficiencia presupuestaria realizando una selección costo-efectiva de los proyectos[[2]](#footnote-2).
   14. En este sentido, previamente a la realización del ACB, se han realizado los análisis de viabilidad financiera individual de cada una de las EED, que han verificado la viabilidad financiera de la cartera actual de proyectos del Programa. Con base en lo anterior, los resultados de los análisis individuales indican que el reforzamiento del SND no afectará a la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico. Los resultados de viabilidad financiera se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro 1. Resultados de los análisis de viabilidad financiera de las EED



*Fuente: planillas de análisis económico-financieros individuales de las EED, 2015.*

* 1. **Beneficiarios y beneficios del Programa**. Los beneficiarios del desarrollo del Programa serán los usuarios y consumidores del sistema eléctrico, y más concretamente los hogares beneficiarios de manera directa de los proyectos actualmente previstos. Siendo la muestra de proyectos equivalente a 64% de los recursos de financiamiento del BID del total del presupuesto asignado al Programa, el número total de hogares beneficiarios asciende a 1.429.891, de acuerdo con el desglose que se muestra en el cuadro siguiente.

**Cuadro 2. Hogares Beneficiarios Directos del Programa**

 *Fuente: Ibid., 2015.*

* 1. Los beneficios económicos cuantificados han sido los siguientes:

1. los excedentes del consumidor generados por el aumento de cobertura y calidad del servicio, fruto de la mejora del sistema de distribución y de gestión de la demanda;
2. la disminución de pérdidas técnicas en los sistemas mejorados de sub-transmisión y distribución de la red eléctrica nacional; y
3. la disminución de los cortes de energía.
   1. Planteamiento metodológico general*.* La evaluación económica se ha concentrado en aquellos componentes cuyos impactos económicos diferenciales han sido identificados como directamente atribuibles al Programa, mediante relaciones causa-efecto suficientemente claras para definir el perímetro objeto del análisis.
   2. Con el propósito de determinar la viabilidad del Programa en términos económicos, se ha realizado una evaluación de los impactos económicos que resultarán de su puesta en marcha e implementación, siguiendo el planteamiento metodológico descrito a continuación en el apartado II.
   3. Cabe señalar que el ACB ha partido de las proyecciones individuales realizadas previamente para cada una de EED. Por tanto el ACB se ha basado en los mismos supuestos e hipótesis de carácter técnico-económico que los contemplados en dichos análisis individuales.
   4. A continuación, se describen la metodología utilizada en la realización del ACB, las hipótesis consideradas, los parámetros de rentabilidad contemplados, así como las limitaciones metodológicas encontradas en su realización.

# SUPUESTOS Y METODOLOGÍA

* 1. Para la evaluación de la viabilidad económica ex-ante del Programa, se ha utilizado la metodología del Análisis Costo-Beneficio (ACB), que cuantifica la rentabilidad de las intervenciones previstas en el Programa.
  2. La metodología del ACB se ha adaptado a cado uno de los componentes evaluados, en función de los factores siguientes: (i) la información primaria y secundaria disponible al respecto y (ii) los análisis previamente realizados a nivel individual de cada una de las EED.
  3. Horizonte temporal del ACB**.** Se ha contemplado un horizonte temporal de 32 años, de acuerdo con el periodo utilizado en los análisis individuales de cada una de las EED. Este periodo corresponde con el periodo de vida útil promedio de los activos contemplados en los proyectos de inversión del Programa.
  4. Unidad Monetaria. Para la cuantificación de los flujos económicos, la unidad de medida utilizada ha sido el Dólar Estadounidense en términos contantes de 2015, es decir, descartando cualquier efecto relativo de la evolución futura de los precios nominales.
  5. Limitaciones metodológicas. La realización del ACB se ha basado en las proyecciones de carácter individual realizadas para cada una de las EED. En este sentido, la revisión de dichas proyecciones excede del alcance de los trabajos del ACB, en lo que respecta tanto a los supuestos técnicos como las hipótesis generales utilizadas para el cálculo de dichas proyecciones.
  6. En el mismo sentido, no ha sido objeto de la presente evaluación económica ex-ante la revisión de los cálculos realizados en el ACB de la primera fase del Programa.
  7. Uso de Factores de Conversión. Dentro de los análisis individuales de los proyectos de muestra, para convertir los importes de las proyecciones económicas en términos financieros (precios de mercado) a términos económicos (precios de eficiencia), se han empleado los Factores de Conversión (o Razones de precio Cuenta) siguientes.

Cuadro 3. Factores de Conversión a Precios de Eficiencia

*Fuentes: Brugman, 2013, y planillas de análisis económico-financieros individuales de las EED, 2015*.

* 1. Cabe señalar que estos factores de conversión son los mismos que los que fueron empleados en el ACB de la primera fase del PRSND.
  2. Modelización de cálculo del ACB. Con el objetivo de realizar los cálculos y proyecciones del ACB del Programa, se ha construido un modelo de cálculo formulado en Microsoft Excel, del que se han obtenido los resultados de la evaluación económica del Programa y de los análisis de sensibilidad.
  3. Se han calculado las proyecciones del ACB tanto en términos de precios de mercado o precios financieros, como en términos de precios de eficiencia o precios económicos; con base en los Factores de Conversión (o Razones de Precios Cuenta) utilizados en el análisis individuales de las EED, descritos anteriormente.
  4. Se ha partido de las proyecciones de los análisis individuales de los proyectos de muestra de las EED para realizar las proyecciones asociadas al conjunto del Programa, extrapolando la muestra al 100% del presupuesto de inversión previsto, e incluyendo los costos de administración del Programa.
  5. La extrapolación de la muestra se ha realizado en función del porcentaje que representa la inversión total de los proyectos de muestra con respecto al importe total de inversión previsto en los presupuestos del Programa. Este factor de extrapolación ha sido de 1,12 dado que la muestra de proyectos analizados hasta la fecha representa el 89,31% del presupuesto total del Programa.
  6. Asimismo, se ha añadido a las proyecciones extrapoladas los costos de Administración del Programa. Para calcular su valor a precios de eficiencia, se ha tenido en cuenta el Factor de Conversión utilizado para los importes de inversión, igual a 0,849.

## Outputs de la evaluación o parámetros de rentabilidad económica

*Tasa de descuento económico*

* 1. Se ha utilizado una tasa de descuento de 12%, usada habitualmente en este tipo de evaluaciones. Esta tasa es una referencia como costo temporal de los flujos económicos, sin embargo no pretende reflejar el costo de los recursos, sino un costo de oportunidad en términos económicos de los recursos empleados en el desarrollo del Programa.

*Valor Actual Neto (“VAN”)*

* 1. Este método de valoración es el más utilizado para la comparativa de las alternativas de Proyecto en los ACB. Su valor se calcula de la siguiente forma:



Siendo:

B: beneficios anuales futuros en términos constantes.

C: costes anuales futuros en términos constantes.

r: tasa de descuento económico (en este caso 12%).

k: número de años desde el año de inicio del Proyecto.

* 1. Para que el VAN sea positivo, la Tasa Interna de Retorno debe ser mayor que la tasa de descuento utilizada del 12%.

*Tasa Interna de Retorno (“TIR”)*

* 1. Es la tasa de descuento que permite que el VAN de los flujos económicos proyectados a lo largo del horizonte temporal del análisis se iguale a 0. Se espera que la TIR supere a la tasa de descuento de referencia del 12%, tal y como se ha señalado anteriormente.

*Ratio Beneficio/Costo*

* 1. El ratio Beneficio/Costo se define como el cociente de los valores actuales de los beneficios y costos del Programa. Si el ratio Beneficio/Costo es superior a la unidad, los beneficios del Programa son superiores a sus costos en valor actual, lo que demuestra la viabilidad económica del Programa, y el grado de cobertura general de los beneficios que genera sobre sus costos diferenciales.
  2. A continuación se describen los beneficios económicos contemplados en el ACB así como los resultados obtenidos en su estimación para todo el periodo de análisis.

# BENEFICIOS ECONÓMICOS

* 1. De acuerdo con lo descrito anteriormente en el apartado II sobre la metodología utilizada en la realización del ACB, los beneficios económicos que han sido objeto de análisis cuantitativo se exponen a continuación.
  2. Beneficios económicos cuantificados. Tal y como se ha señalado en el apartado I anterior, los beneficios económicos cuantificados han sido los siguientes:

1. Excedentes de consumo generados por el aumento de cobertura y calidad del servicio fruto de la mejora del sistema de distribución y de gestión de la demanda[[3]](#footnote-3);
2. Disminución de pérdidas técnicas en los sistemas mejorados de sub-transmisión y distribución de la red eléctrica nacional; y
3. Disminución de los cortes de energía.
   1. Excedentes de los consumidores de electricidad. El aumento de capacidad del SND y la mejora de la gestión de la demanda permitirán responder mejor a las necesidades de los consumidores finales de electricidad. De acuerdo con lo considerado en los análisis individuales de cada una de las EED, se ha contemplado en el escenario base un crecimiento de 4% anual del consumo de electricidad. En este escenario base, no se ha tenido en cuenta la introducción de cocinas de inducción promovida por el Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE), para la cual se ha realizado un escenario o análisis de sensibilidad específico.
   2. Si bien un incremento anual de la demanda de 4% se sitúa por debajo de las previsiones actuales del MEER (del 5% en el PME), esta hipótesis constituye un supuesto conservador desde el punto de vista de los objetivos de la realización del ACB.
   3. El excedente de consumo se ha calculado con base en la tarifa promedio pagada por el consumidor en 2014 para cada una de las EED, analizadas previamente de manera individual por el MEER y cuyas proyecciones se han incorporado al ACB del Programa.
   4. Se ha contemplado una curva de demanda lineal con elasticidad constante de -0,5 para todas las EED. Este supuesto puede considerarse conservador dado que los estudios disponibles realizados en otros países de la región indican que la elasticidad a largo plazo de la demanda residencial al precio de la electricidad se encuentra en el rango de -0,4 a -0,5[[4]](#footnote-4).
   5. De la suma de las proyecciones individuales de las EED sobre los proyectos de muestra, extrapolada al presupuesto total de inversión del Programa, se ha obtenido que el beneficio derivado de los excedentes de los consumidores de electricidad asciende a **121.728.956 USD en valor actual a precios de eficiencia**. El desglose de este importe por componentes se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 4. Excedentes del Consumidor



* 1. Como resumen de las proyecciones realizadas para el periodo de análisis, al final del documento se presenta el Anexo I de Cuadro Resumen de Flujos Económicos.
  2. **Disminución de las pérdidas técnicas**. Las pérdidas técnicas son las que se producen debido a defectos en la capacidad o en el funcionamiento de las infraestructuras que dan acceso al servicio eléctrico por parte de los hogares beneficiarios del Programa. La ejecución del Programa permitirá que se genere un beneficio económico en la medida que este mejorará la capacidad física habilitada así como la capacidad gerencial del SND para disminuir estas pérdidas.
  3. Las pérdidas técnicas se han estimado, para cada proyecto de la muestra, con base en la disminución anual de las pérdidas técnicas que se ha conseguido alcanzar en los últimos años con respecto a la energía disponible en el sistema, y teniendo en cuenta el costo unitario de generación y trasmisión de la energía. Estas hipótesis son específicas a cada una de las EED.
  4. De la suma de las proyecciones individuales de las EED sobre los proyectos de muestra, extrapoladas al presupuesto total de inversión del Programa, se ha obtenido que el beneficio derivado de la disminución de pérdidas técnicas de electricidad asciende a **118.260.572 USD en valor actual a precios de eficiencia**. El desglose de este importe por componentes se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 5. Disminución de Pérdidas Técnicas



* 1. Cabe señalar que la diferencia significativa existente entre los importes a precios de mercado y a precios de eficiencia se debe al Factor de Conversión utilizado de 1,767 sobre el costo de la energía, tal y como se ha indicado anteriormente en el apartado II.
  2. De nuevo, el resumen de las proyecciones realizadas a lo largo del periodo de análisis se presenta al final del documento en el Anexo I de Cuadro Resumen de Flujos Económicos.
  3. Disminución de los cortes de energía. El reforzamiento de la capacidad del SND así como la mejora en la confiabilidad del sistema permitirán así mismo disminuir los cortes de energía producto de los racionamientos, que padecerían los consumidores beneficiarios del Programa de no llevarse a cabo la intervención.
  4. En cada proyecto de la muestra, se ha estimado este beneficio con base en la disminución del tiempo total de interrupción (TTIk) en términos de la energía total facturada, y en el costo económico del racionamiento (aminorado por el costo de generación y transmisión o costo de la energía). Si bien el costo económico de racionamiento considerado es el mismo para todas las EED (1,533 USD/MWh[[5]](#footnote-5)), el resto de los componentes de cálculo son específicos a cada una de las EED.
  5. De la suma de las proyecciones individuales de las EED sobre los proyectos de muestra, extrapolada al presupuesto total de inversión del Programa, se ha obtenido que el beneficio derivado de la disminución de los cortes de racionamiento de energía eléctrica asciende a **110.387.703 USD en valor actual a precios de eficiencia**. El desglose de este importe por componentes se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 6. Disminución de Cortes de Energía



# COSTOS ECONÓMICOS

* 1. Tal y como se ha señalado anteriormente en la descripción del planteamiento metodológico de la evaluación, el alcance del análisis se ha delimitado a aquellos elementos cuyos efectos económicos son más medibles y directamente atribuibles a la ejecución del Programa.
  2. En este sentido, los costos contemplados se pueden agrupar en tres grupos diferenciados:

1. los costos no recurrentes de inversión dedicada a la habilitación y rehabilitación de subestaciones eléctricas, al reforzamiento de líneas troncales de alimentadores, y a la incorporación de equipos de operación y protección en la red de media tensión;
2. los costos no recurrentes inherentes a la administración del Programa; y
3. los costos recurrentes de operación y mantenimiento (O&M) de las nuevas instalaciones y equipos.
   1. Todos estos costos serán necesarios para llevar a cabo el Programa y generar los beneficios descritos en el apartado III anterior.
   2. El cuadro a continuación expone los costos no recurrentes del Programa, expresados a precios de mercado, de acuerdo con el presupuesto de la operación.

Cuadro 7. Costos No Recurrentes

*Fuente: Presupuesto del BID y Alexis De Agueda.*

* 1. Estas inversiones se han considerado ejecutadas durante los 2 primeros años del periodo de análisis del ACB. Los costos de administración del Programa se han incorporado proporcionalmente al grado de ejecución de las inversiones.
  2. Por otra parte, el cuadro siguiente muestra los importes total de costos recurrentes de O&M de las nuevas instalaciones y equipos. Cabe señalar que el porcentaje de referencia utilizado para el cálculo de estos costos ha sido de 6% anual para todas las inversiones materiales previstas.

Cuadro 8. Costos No Recurrentes

|  |  |
| --- | --- |
| **Tipo de Precios** | **Costo Anual**  **(USD)** |
|  |  |
| A Precios de Mercado | 5.443.152 |
| A Precios de Eficiencia | 4.419.840 |

* 1. Estos costos se han considerado soportados a partir del tercer año del periodo de análisis del ACB, una vez finalizada la ejecución material de las inversiones del Programa.
  2. Como resultado, los costos diferenciales totales (tanto recurrentes como no recurrentes) asciende a un total de **105.721.648 USD en Valor Actual** a precios de eficiencia, cuyo desglose es el que se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 9. Resultados de Costos en Valor Actual



# RESULTADOS Y RENTABILIDAD ECONÓMICA DEL PROGRAMA

* 1. La rentabilidad económica del Programa se ha calculado con base en la metodología, las hipótesis así como los beneficios y costos descritos en el presente documento. Tal y como se ha señalado en la descripción del planteamiento metodológico, el Programa se considera económicamente viable en la medida que la TIR del Programa sea superior a la tasa de descuento de referencia del 12%.
  2. Como resultado principal, del ACB se obtiene un importe del VAN de todos los flujos diferenciales económicos del Programa, de **USD244.655.583 precios de eficiencia**. Este importe se desglosa tal y como se expone en el cuadro siguiente.

Cuadro 10. Resultados del ACB por Componente del Programa

(USD a Precios de Eficiencia)



* 1. A precios de eficiencia, la **TIR del Programa** es **32,06%**, por encima de la tasa de referencia del 12%[[6]](#footnote-6).
  2. Por tanto, se puede afirmar que **el Programa es viable desde un punto de vista económico**, siendo su tasa de rentabilidad económica de 32,06% anual, y su valor actual USD244,6 millones.
  3. El **ratio Beneficio/Costo**, cociente de los valores actuales de beneficios y costos del Programa, es igual a **3,314x**. Este cociente representa el grado de cobertura sobre los flujos de costos que el Programa posee para seguir siendo rentable económicamente, teniendo en cuenta el costo de oportunidad del 12% anual.
  4. El resumen de los flujos económicos anuales, así como sus valores totales actualizados se recoge al final del documento en el Anexo I de Cuadro Resumen de Flujos Económicos del ACB.

# ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

* 1. El análisis de sensibilidad ha consistido en realizar las proyecciones de los flujos económicos en diferentes escenarios, teniendo en cuenta variaciones en algunas de las variables más importantes del ACB.
  2. Los escenarios contemplados para la realización del análisis de sensibilidad han sido los siguientes: (i) desviaciones en los costos previstos de inversión inicial; (ii) desviaciones en los costos de O&M previstos; (iii) variación del beneficio esperado por la disminución de pérdidas técnicas; (iv) escenario PNCE de introducción de las cocinas de inducción.
  3. Las variables utilizadas han sido (i) el importe de la inversión inicial total prevista; (ii) el importe de los costos de O&M previstos; y (iii) el beneficio por disminución de pérdidas. Asimismo, se ha realizado un escenario específico que contempla también para el cálculo de la TIR la introducción de las cocinas de inducción en el 80% de los 1.430.000 hogares que serán beneficiarios directos de las intervenciones del Programa.
  4. Estas variables se han considerado como las más influyentes en los resultados del ACB dado que variaciones con respecto a su estimación inicial podrían llegar a comprometer la viabilidad económica del programa. De esta forma, se ha podido comprobar la robustez de dicha viabilidad.
  5. Si bien se podrían haber contemplado también variables o hipótesis de demanda de electricidad, esto habría supuesto para su realización la modificación de fórmulas en los modelos de cálculo de cada una de las EED analizadas, demandando una importante cantidad de tiempo. Asimismo, cabe señalar que una buena parte de las hipótesis, como por ejemplo el costo de la energía, son específicas a cada EED.
  6. Los resultados del análisis de sensibilidad ante desviaciones en los costos previstos de inversión inicial se muestran el en cuadro siguiente.

Cuadro 11. Sensibilidad ante Variaciones en la Inversión Inicial

* 1. El cuadro anterior muestra como el punto de ruptura de la viabilidad económica del Programa se encuentra en un incremento de 330% de los costos de inversión previstos.
  2. Asimismo, se ha realizado un análisis de sensibilidad ante desviaciones en los costos de O&M previstos. Los resultados son los siguientes.

Cuadro 12. Sensibilidad ante Variaciones en los Costos de O&M



* 1. El cuadro anterior muestra como el punto de ruptura de la viabilidad económica del Programa se encuentra en una deviación de los costos totales previstos de O&M de 793%.
  2. Por otra parte, el análisis de sensibilidad ante la variación del beneficio esperado por la disminución de pérdidas técnicas, proyecta los resultados contenidos en el cuadro siguiente.

Cuadro 13. Sensibilidad ante Variaciones en el Beneficio por Disminución de Pérdidas



* 1. Escenario PNCE. Finalmente, se ha proyectado un escenario específico en el que se ha incluido como beneficio neto la introducción de las cocinas de inducción en el 80%[[7]](#footnote-7) de los hogares beneficiarios del programa, tal y como se prevé en el Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE). El cálculo de este beneficio adicional, en términos unitarios, se ha basado en las hipótesis utilizadas en el ACB de la primera fase del PRSND, las cuales se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro 14. Hipótesis del Cálculo del Beneficio Diferencial Neto de la Cocina de Inducción

Fuente: BID, 2013. Evaluación económica de la primera fase del PRSND. BID, 2014. Análisis económico del CME.

* 1. Las hipótesis contenidas en el cuadro anterior se han extraído del análisis económico de la primera fase del PRSND, así como del análisis económico del CME en lo que respecta a la racionalización del consumo de GLP en los hogares.
  2. Con base en estas hipótesis, los resultados del ACB en el escenario PNCE son los que se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro 15. Resultados del Escenario PNCE

* 1. Por tanto, considerando las hipótesis adicionales del escenario específico del PNCE, la TIR del Programa sería 58,29% y su VAN USD448,8 millones.

# DOCUMENTACIÓN Y FUENTES DE INFORMACIÓN UTILIZADAS

* Archivos de cálculo de las planillas de proyecciones financieras y económicas individuales de cada una de las 20 Empresas Eléctricas de Distribución, en relación con los proyectos de muestra contemplados en el Programa, Marzo 2015.
* BID, Abril 2013. Evaluación económica y financiera del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador / EC-L1136.
* BID, 2015. Presentación descriptiva de los componentes del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador.
* BID, 2013. Análisis del Cumplimiento del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (GN-2716-6) del 4 de Diciembre de 2013.

# ANEXO I: CUADRO RESUMEN DE FLUJOS ECONÓMICOS DEL ACB





1. De 23% a 12,7% en siete años hasta diciembre 2013. [↑](#footnote-ref-1)
2. Mandato Constituyente Núm. 15 (MC-15) [↑](#footnote-ref-2)
3. El excedente de consumo se define como la diferencia entre la cuantía que los consumidores estarían dispuestos a pagar por la electricidad que consumen y lo que están pagando realmente. Un incremento de la demanda/consumo de electricidad conllevará un aumento del excedente de los consumidores. [↑](#footnote-ref-3)
4. Alberto Brugman Miramón, 2013. [↑](#footnote-ref-4)
5. Este valor se encuentra analizado y regulado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). [↑](#footnote-ref-5)
6. A precios de mercado, la TIR económica del Programa es 25,33% y su VAN USD189.312.942. [↑](#footnote-ref-6)
7. Este porcentaje corresponde con el grado de introducción objetivo del MEER. [↑](#footnote-ref-7)