Documento del Banco Interamericano de desarrollo

**Honduras**

**Apoyo Programático a Reformas Estructurales del Sector Eléctrico**

**Tercer Préstamo**

**HO-L1189**

**Anexo de Análisis Económico**

**27 Octubre 2017**

Este documento fue preparado por Nancy Jesurun-Clements (Consultora) con el apoyo de: Carlos Jácome (ENE/CHO), Jefe de Equipo; Alberto Levy (INE/ENE); Wilkferg Vanegas (INE/ENE) y documentación preparada por Fernando Lecaros (Consultor).

Contenido

[Anexo de Análisis Económico 1](#_Toc496828295)

[I. Introducción 3](#_Toc496828296)

[II. Evaluación de resultados 4](#_Toc496828297)

[A. Reducción de pérdidas comerciales 4](#_Toc496828298)

[B. Focalización de subsidios. 9](#_Toc496828299)

[C. Instalación de Energía Renovable 12](#_Toc496828300)

[D. Resultados agregados 14](#_Toc496828301)

[III. Conclusiones 15](#_Toc496828302)

**Honduras**

**Apoyo Programático a Reformas Estructurales del Sector Eléctrico**

**Tercer Préstamo**

**HO-L1189**

**Evaluación Económica**

# I. Introducción

* 1. **Descripción del Programa**. Este programa se estructurócomo un préstamo Programático Basado en Política (PBP). Se diseñó con una serie de tres operaciones cuyo objetivo general es apoyar al Gobierno de Honduras (GHO) en la implementación de las reformas y políticas sectoriales necesarias para mejorar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad del suministro en su sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial; (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa; y (iii) adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Esta es la tercera y última operación programática de la serie PBP.
  2. **Lógica del análisis de beneficio-costo.** La evaluación económica de instrumentos basados en políticas difiere de la evaluación de proyectos de inversión, puesto que habitualmente no hay un vínculo directo entre el destino de los recursos desembolsados y los resultados específicos del programa al cual se brinda apoyo. Sin embargo, la implementación de políticas juega un papel crítico al inducir reformas e introducir incentivos que facilitan la ejecución de programas y proyectos específicos, y por lo tanto tiene *per se* un valor económico. Este documento provee una reseña cualitativa y cuantitativa de los diferentes resultados que se obtendrían con los indicadores asociados con la agenda de reformas estructurales del sector de energía eléctrica en Honduras. No se intentó correlacionar el monto de la operación—destinado al Tesoro y determinado con base en necesidades de financiación y liquidez de Hacienda—con los resultados de los diferentes programas que se facilitarían.
  3. El marco de referencia del análisis de beneficio-costo lo provee la Matriz de Política. Esta Matriz, a su vez, se interpreta en términos de resultados específicos que se buscan en el PBP (Matriz de Resultados) y estos resultados son los sujetos de análisis de costo-beneficio. Para medir el logro de los objetivos del PBP, se establecieron metas con indicadores de impacto y de resultados (Indicadores SMART[[1]](#footnote-1)), seleccionados como representativos de logros evaluables, esperados de ejecutar la serie programática. Estos indicadores están reportados en la Matriz de Resultados: (i) el indicador de impacto, “Contribución de la ENEE al Déficit Consolidado del Sector Público / PIB (%)”;(ii) el indicador de resultado “Índice de pérdidas del sector eléctrico (%); (iii) el indicador de resultado “Generación proveniente de Energías Renovables/Generación total de energía eléctrica”; (iv) el indicador de resultado “Cantidad de energía transada en el MER / energía disponible”.
  4. Para la elaboración del presente análisis beneficio-costo se seleccionan variables asociadas a los resultados esperados que pueden representar resultados económicos evaluables. El Cuadro 1 resume los indicadores propuestos y el enlace con los objetivos estratégicos del programa:

|  |
| --- |
| **Cuadro 1. Resumen Indicadores de Resultados y Variables Evaluables** |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Resultado** | **Indicador** | **Base**  **(2013)** | **Meta** | | |
| **2015** | **2016** | **2018** |
| Mejora en la eficiencia operativa y comercial del sector eléctrico. | Índice de pérdidas del sector eléctrico (%). | 31,3% | 31% | 28% | 24% |
| Aumento de la participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica. | Generación proveniente de Energías Renovables / Generación total de energía eléctrica (%)[[2]](#footnote-2). | 40,7% | 43% | 48% | 50% |
| Aumento en las transacciones de energía en el MER. | Cantidad de energía transada en el MER / Energía Disponible (%). | 1,4% | 1,7% | 2,0% | 2,5% |
| Mejora en las capacidades de planificación y gestión del sector energético. | Secretaria de Energía establecida. | 0 | 0 | 0 | 1 |

# II. Evaluación de resultados

## Reducción de pérdidas comerciales

* 1. **Suposiciones y Metodología.** La reducción de pérdidas totales tiene dos componentes: pérdidas técnicas, asociadas con energía perdida en los elementos de transmisión y distribución; y pérdidas comerciales, asociadas con energía suministrada pero no pagada por consumidores sin medidor, con hurto de energía o con mediciones defectuosas. La discriminación de pérdidas entre técnicas y comerciales de manera exacta no es fácil, pero sí se tienen valores generalmente aceptados: en el caso de ENEE las pérdidas técnicas se sitúan en el orden de 9 a 11 por ciento y las pérdidas comerciales alrededor de 20 a 22 por ciento en 2016.
  2. La reducción de pérdidas es de vital importancia para la supervivencia financiera de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). En 2007 ENEE implementó un plan de reducción de pérdidas, orientado sobre todo a las pérdidas comerciales, mediante la instalación de medidores de medición remota, y la instalación de medidores a consumidores sin medición. Como resultado, las pérdidas se redujeron en 2007 (4 puntos porcentuales) y 2008 (0.6 puntos porcentuales). Desde entonces las pérdidas han venido en aumento. Las pérdidas totales pasaron de menos de 21% en 2008 a cerca de 30% en 2016.[[3]](#footnote-3)
  3. La incorporación en 2016 de un operador/gestor en distribución, con la contratación del Consorcio Empresa Energía Honduras EEH, se persigue mejorar la calidad de servicio a los clientes, reducir las pérdidas comerciales, mejorar los ingresos por facturación y cobranza y reducir la mora. Las acciones buscan optimizar los costos operacionales, ampliar el portafolio de clientes, desarrollar un sistema de información eficiente, y que las mejoras perduren en el tiempo y que la gestión sea transferible a ENEE luego que el tiempo de concesión (7 años) finalice. Las metas anuales de reducción de pérdidas bajo la responsabilidad de EEH aspiran a alcanzar un nivel de 12% en 2013, con inversiones totales en capacidad comercial. cercana a los US$150 millones (Cuadro 2).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro 2 - Plan de Inversiones y de reducción de pérdidas EEH** | | | | |
| **Período (año)** | **Inversión (millones US$)** | **Ingresos (millones US$)** | **Niveles de Pérdidas de Distribución**  **(%)** | **Senda de Disminución Pérdidas (%)** |
| 0 | 1,0 | - | 29 |  |
| 1 | 72,5 | 18,0 | 25 | 4 |
| 2 | 66,0 | 71,8 | 22 | 3 |
| 3 | 70,0 | 119,8 | 19 | 3 |
| 4 | 61,6 | 168,5 | 16 | 3 |
| 5 | 52,7 | 214,1 | 14 | 2 |
| 6 | 16,4 | 247,9 | 13 | 1 |
| 7 | 17,8 | 273,2 | 12 | 1 |
| **Total** | **358,2** | **1.113,3** |  | 17 |

Fuente: ENEE. Plan de Inversiones Mediano Plazo con Financiamiento del Operador-Inversionista de Distribución (EEH)

* 1. La reducción de las pérdidas comerciales tiene dos tipos de beneficios:
* Beneficios económicos asociados a la reacción de usuarios que tienen ahora que pagar por la energía consumida y por lo tanto reducen su consumo debido al efecto de elasticidad-precio. La reducción de las pérdidas no técnicas, o comerciales, se produce dada la normalización de clientes que no pagan por el servicio o que se les factura una cantidad menor de energía de la consumida, por razones como falta de medición del consumo, conexión fraudulenta o por no estar incluidos en las bases de datos de la empresa. Una vez la instalación de un cliente es normalizada y el servicio es facturado correctamente, se espera que el cliente reduzca su consumo frente a lo que solía consumir cuando no pagaba por el servicio. 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 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.
  1. La metodología se ilustra en la Figura 1:

**Figura 1—Curva de Demanda antes y después de medidas de reducción de pérdidas**



* 1. El punto de consumo inicial es (P0, Q0), con precio bajo y consumo alto. Al recuperar las pérdidas comerciales, el nuevo punto de consumo es (P1, Q1), resultante de la mayor facturación al consumidor.
  2. Desde el punto de vista económico, 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 total recuperado es por lo tanto D+E-D= Área E. Esto constituye el beneficio económico de la reducción de pérdidas.
  1. Desde el punto de vista financiero:
* El productor ahorra las áreas D+E por el menor consumo;
* Los consumidores pagan ahora el área C +F, de la cual antes no pagaban C;
* El beneficio financiero total de la reducción de pérdidas está dado por el área C+E+D-G.
  1. Ante un incremento en precio resultante de un cobro por consumo que antes no era facturado, el usuario ajusta su consumo, reduciéndolo al nivel correspondiente a ese nuevo precio que enfrenta con la facturación. Para la empresa prestadora del servicio, esta alza en el precio resultante del cobro por nueva facturación de energía que estaba suministrando sin cobro, representa una recuperación financiera total del valor del volumen que antes no era cobrado, en parte por un ahorro en costos de la porción que ya no se consume, y en parte por el pago de lo ahora facturado. Los beneficios anotados se generan aunque el costo de suministro esté todavía por encima de la tarifa P1.
  2. **Beneficios económicos y financieros** Los beneficios económicos de las medidas de reducción de pérdidas medidos de acuerdo con la metodología indicada en el punto anterior, arrojan los valores mostrados en el Cuadro 3. Los flujos de beneficios se construyen proyectando la generación total estimada por ENEE, con sus propios supuestos de crecimiento. Se les aplica el porcentaje de pérdidas proyectadas, establecidas como meta en sus planes de inversión y de gestión de la distribución eléctrica. Con estos datos y la elasticidad estimada para la industria (-0,4),[[4]](#footnote-4) se estiman los desplazamientos de precios y cantidades demandadas. Para la evaluación económica se calcula el valor equivalente al área E de la Figura 1 como beneficio.

**Cuadro 3 – Evaluación Económica – Reducción de Pérdidas Caso Base**



* 1. De manera semejante se obtienen los beneficios financieros de la reducción de pérdidas, mostrados en el Cuadro 4. Para la evaluación financiera se calcula como beneficio, el valor equivalente al área C+E+D-G en la Figura 1.

**Cuadro 4 – Evaluación Financiera – Reducción de Pérdidas Caso Base**



* 1. Las medidas de reducción de pérdidas se traducen principalmente en beneficios financieros para la empresa eléctrica, al incrementar el ingreso por cobro de la energía recuperada. Los beneficios económicos son de magnitud reducida dado que la disminución de las pérdidas comerciales no rebaja el beneficio que el consumidor ya recibe por acceder al servicio eléctrico.
  2. **Costos Económicos.** 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 con tecnologías apropiadas por tipo de cliente (medición focalizada, medición y normalización de usuarios, medición AMI centralizada, medición en circuitos de subestaciones, generación distribuida y grandes clientes tele-gestionados, macro medidores), además de los costos de operación y mantenimiento. El Operador (EEH) está contratado desde 2016 y tiene el compromiso contractual de realizar inversiones para cubrir estos costos, de por lo menos US$150 millones durante siete años, para lograr el nivel de pérdidas establecido como meta en su contrato.
  3. **Resultados**. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) y el valor presente económico neto (VPNE) por reducción de pérdidas se obtienen asociando los beneficios económicos y los costos del proyecto, obteniéndose así el Beneficio Económico, mostrado en el Cuadro 3. Evaluando este flujo con una tasa de descuento de 12%, se traduce en los siguientes resultados:

VP costos: $92,32M

VP beneficios económicos: $17,78M

VPN económico: $-74,54M

TIR económica: negativa

* 1. La TIR financiera y el VPN se obtienen asociando los beneficios financieros y los costos del proyecto, obteniéndose así el flujo financiero neto mostrado en el Cuadro 4. Usando una tasa de descuento del 12% se obtienen los siguientes resultados:

VP costos: $92,32M

VP beneficios financieros: $159,64M

VPN financiero: $67,32M

TIR financiera: 148,5%

* 1. **Análisis de sensibilidad**. El análisis de sensibilidad a los resultados se llevó a cabo proponiendo escenarios de variación en varios parámetros: la elasticidad precio de la demanda y un alza de 10% en la tarifa en lempiras y una tasa de descuento menor (8%). Los resultados se resumen en el Cuadro 5:

**Cuadro 5. Resumen Análisis de Sensibilidad – Reducción de Pérdidas**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Caso Base | Elasticidad Precio= -0.1 | Tarifa en lempiras 10% | Tasa de descuento 8% |
| VPNE | -74,54M $ | -97,34M$ | -77,83M$ | -83,86M$ |
| VPN Financiero | 67,32M $ | 67,32M$ | 58,339M$ | 84,39M$ |
| TIRE | <0 | <0 | <0 | <0 |
| TIR Financiera | 148,5% | 148,5% | 87% | 148,5% |

* 1. Se espera que un aumento en las tarifas produzca el efecto de reducción en el consumo. Al reducir el consumo, se espera se reduzcan los ingresos esperados por la empresa como resultados de los esfuerzos realizados para la reducción de pérdidas. El ejercicio de sensibilidad intenta mostrar qué tan vulnerable es el resultado esperado a esa reducción en las tarifas. De una menor elasticidad se espera menor respuesta del usuario de su nivel de consumo ante un cambio en el precio, reduciendo los beneficios económicos.
  2. El análisis de sensibilidad arroja resultados en línea con el caso base, con una TIRE negativa y una alta TIR financiera. El análisis de sensibilidad muestra la robustez de los resultados a un cambio en la estructura de demanda, a pesar de la mayor rigidez en el nivel de consumo ante cambios en los precios; y un fortalecimiento de los resultados ante aumentos en el valor de las tarifas.

## Focalización de subsidios.

* 1. **Suposiciones y Metodología**. La focalización de subsidios tiene como objetivo ajustar las tarifas de sectores residenciales subsidiados para reflejar mejor los costos del servicio y enfocar los apoyos al consumo en los grupos de menor capacidad de pago. En la estructura tarifaria actual, el segmento de los subsidios abarca un gran rango de categorías de consumidores. El objetivo de la medida de focalización consiste en reducir el rango de manera sustancial. Los beneficios económicos de la focalización de subsidios para un rango de consumo residencial consisten en las consecuencias de un aumento tarifario que incide sobre el nivel de consumo de los usuarios en el rango analizado. La reducción de consumo que acompaña el aumento de la tarifa lleva a una mejor asignación de recursos, que se explica en la Figura 2:



**Figura 2: Curva de Demanda antes y después de focalización de subsidio**

* 1. El eje de las abscisas representa el consumo de usuarios en un determinado rango. Q0 es el consumo previo al ajuste, con un precio P0. Al ajustarse la tarifa a P1, el consumo disminuye hasta Q1. En el proceso, se recupera el costo de las áreas D+E, y los consumidores pierden el excedente del área D. El beneficio económico neto está representado por el área E. Los beneficios financieros de la empresa están representados por los incrementos en facturación y el ahorro neto en costos de suministro, iguales a las áreas C+D+E.
  2. **Beneficios económicos y financieros.** La aplicación de la metodología arroja los resultados que se ilustran en detalle para el rango de 0-50kWh en el Cuadro 6.

**Cuadro 6 – Evaluación Económica y Financiera Focalización Subsidio**

**Caso consumo 0-50 kWh/mes**



* 1. Los beneficios económicos y financieros totales del modelo para los diferentes estratos de consumo se resumen en el Cuadro 7.

**Cuadro 7 – Evaluación Económica y Financiera**

**Focalización Subsidio - Total rangos de consumo**



* 1. **Costos Económicos.** La focalización de subsidios se logra con medidas administrativas de bajo costo. Es posible que se requiera alguna inversión en una campaña de divulgación para explicar a los consumidores la racionalidad detrás de los ajustes tarifarios y maneras de enfrentarlos, por ejemplo, mediante el uso de electrodomésticos más eficientes y el ahorro de energía. Este tipo de acciones no tiene un costo que supere los US$2 millones. Por ser este monto de inversión relativamente bajo, comparado con los beneficios de la focalización del subsidio, las TIR económica y financiera resultantes son muy altas.
  2. **Tasa interna de retorno y valor presente neto**. Los beneficios económicos y financieros por reducción de subsidios, agregados en valor presente para todos los estratos de consumo considerados se calcularon con una tasa de descuento de 12%, arrojando los siguientes valores:

VP Beneficios económicos: $102,82 millones

VP Beneficios financieros: $687,74 millones

* 1. Dado que los costos de la focalización de subsidios están en órdenes de magnitud muy por debajo de los beneficios, las TIR correspondientes son prácticamente infinitas.
  2. **Análisis de sensibilidad.** Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad respecto a la elasticidad precio de la demanda, con el fin de medir la vulnerabilidad de los resultados económicos a una menor respuesta al nivel de demanda, como resultado de un aumento en los precios representado por la reducción del subsidio; y a un menor ajuste en el subsidio del menor estrato de consumo (65% en lugar de 55% de subsidio), para analizar el impacto en los beneficios de las medidas, si el estrato de menor consumo disfruta de mayor subsidio. Los resultados se resumen en el Cuadro 8.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro 8 Resumen Análisis de Sensibilidad – Focalización Subsidios** | | | |
|  | Caso Base | Elasticidad Precio=-0.1 | Estrato: 0-50kWh/mes  Subsidio en 65% |
| VPN Beneficios Económicos | 102,82M$ | 25,70$ | 93,12M$ |
| VPN Beneficios Financieros | 687,74 M$ | 650,06M$ | 655,97M$ |

Los resultados corroboran la bondad de ajustar las tarifas para reflejar los costos de servicio.

## Instalación de Energía Renovable

* 1. **Suposiciones y Metodología.**  El valor económico de la energía renovable está en el potencial de competir con los costos marginales de la ENEE que actualmente están representados por el costo de compra de energía térmica. Se considera la nueva capacidad de generación de energía renovable con diferentes tecnologías que se espera entre en producción entre 2015-2020. Se hace el supuesto que esta nueva generación desplaza la generación térmica. Con base en las licitaciones y PPA aprobadas, se considera el Plan de Expansión del Cuadro 9.

**Cuadro 9 - Plan de Expansión de Energía por Tecnología (MW)**



* 1. En 2015 la capacidad instalada de generación fue de 2269 MW, de los cuales 1364 MW son de energía renovable (hidráulicas, solar, biomasa, y eólicas). La capacidad térmica es 97% privada. El precio de compra a los generadores térmicos durante 2015 varió entre $0.150 y $0.164 por kWh, dependiendo del precio del combustible y de las condiciones de los contratos (cargo variable, cargo fijo y factor de planta). Este costo puede variar considerablemente dependiendo del generador y la eficiencia de sus plantas.
  2. Un análisis de los precios ofertados por los distintos generadores de energía renovable arroja un costo de inversión por kW instalado implícito que varía entre $1600-$3000 para solar, $2500-$4000 para hidroeléctrica; $1900-$2500 para eólica y $4200 para geotermia (incluyendo pre-inversión). La puesta en servicio de los diferentes proyectos requiere un plazo prudencial de inversión. La generación esperada se calcula con base en factores de potencia por tecnología.
  3. La metodología aplicada consistió en (a) establecer un plan de inversión de referencia sobre un período de 15 años, con entradas en servicio escalonadas para las diferentes plantas a partir de 2016; y (b) estimar los beneficios con base en los ahorros de sustitución de energía térmica tomando un costo base de $0.164/kWh.
  4. **Beneficios Económicos.** Los beneficios económicos se estiman de acuerdo con el costo de compra evitado cuando las nuevas plantas de energía renovable entran en operación. Se resumen en el Cuadro 10.

**Cuadro 10. Beneficios Económicos de nueva generación con fuentes renovables**



* 1. **Costos Económicos.** Los costos económicos incluyen los costos de inversión de las centrales y los costos de operación y mantenimiento. Se resumen en el Cuadro 11.

**Cuadro 11. Costos de nueva generación con fuentes renovables**



* 1. **Tasa Interna de Retorno y Valor Presente Neto.** Los flujos de costos y beneficios proyectados hasta 2035 arrojan los siguientes valores, con una tasa de descuento de 12%:

VP Beneficios económicos: 3596M$

VP Costos: 2653M$

VPNE: 943M$

* 1. El flujo neto de costos y beneficios se resume en el Cuadro 12. Este flujo arroja una TIRE de 30,3%, superior a la tasa de descuento de referencia de 12%.

**Cuadro 12. Flujo neto de beneficios y costos de nueva generación con fuentes renovable**



* 1. **Análisis de sensibilidad.** Para examinar la robustez de los resultados, se analizó el efecto de: (i) una reducción de 15% en el costo de energía térmica que representa el costo evitado de compra. Este costo representa el ahorro que causa la introducción de renovables. Si el precio de energía térmica baja, las ventajas de los renovables se espera sea reducida; y (ii) aumento en el costo de la inversión del 10% para determinar la vulnerabilidad de los resultados ante cambios en los precios de estas tecnologías de renovables. Los resultados obtenidos se resumen en el Cuadro 13.

**Cuadro 13. Resumen Análisis de Sensibilidad – Energía Renovable**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Caso Base | Costo evitado -15% | Aumento costo inversión 10% |
| VP Costos | 2653M$ | 2639 M$ | 2865 M$ |
| VP Beneficios | 3596 M$ | 3056 M$ | 3056 M$ |
| VPN | 943 M$ | 417 M$ | 161 M$ |
| TIRE | 30,3% | 20,2% | 14,9% |

* 1. El proyecto de desarrollo de renovables es sensible al costo evitado de generación térmica y al costo de la inversión, pero arroja resultados positivos, aún con la reducción del costo de energía térmica en un 15% y aumento en costo de la inversión en 10%.

## Resultados agregados

* 1. Considerando las inversiones en los proyectos de generación y de reducción de pérdidas inducidos por las reformas propuestas, el resultado del análisis muestra una TIR Económica agregada del 29,6% y un VPN de US$977.7 millones.



1. **Conclusiones**
   1. Se evaluó el impacto económico de las reformas planteadas en el programa, considerando la diversificación de la matriz de generación, la focalización de subsidios y la reducción de las pérdidas de energía. La evaluación incluye un análisis de sensibilidad sobre variables críticas, tales como la elasticidad precio de la demanda, las tarifas, el costo de la electricidad térmica, la tasa de descuento y el costo de la inversión.
   2. De acuerdo con los resultados de la evaluación, se concluye que las medidas promovidas por el programa conllevan al logro de los objetivos. Considerando las inversiones en los proyectos de generación con fuentes renovables, en los programas de reducción de pérdidas inducidos por las reformas propuestas, y las medidas de focalización del subsidio, los beneficios esperados de estas medidas impactan positivamente la sostenibilidad financiera de la ENEE, el objetivo del programa. Estos beneficios están asociados con: (i) un incremento en la participación de las energías renovables en la producción de energía que deriva en la reducción del costo de generación por menor generación de energía térmica; (ii) generación evitada, dada la respuesta en reducción del consumo de aquellos usuarios con capacidad de pago que ahora tendrán un menor subsidio y por tanto una tarifa mayor; y (iii) generación evitada, dada la respuesta en el consumo de aquellos usuarios que ven un aumento en el precio del servicio que antes no les era cobrado.
   3. La evaluación incluye un análisis de sensibilidad sobre variables críticas, tales como la elasticidad precio de la demanda, el nivel de pérdidas y el costo de la electricidad. Este análisis demostró la robustez de los resultados de los casos básicos considerados.
   4. Existen beneficios adicionales no cuantificados, tales como la mayor posibilidad de participación de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional del SIEPAC. El acceso a compras de energía a precios más competitivos y la inversión en generación nueva que podría evitarse representan beneficios potenciales importantes desde el punto de vista económico y financiero para la economía como un todo y para el consumidor individual.

1. SMART*: Specific; Measurable; Attributable; Realistic and relevant; and Time-bound*. [↑](#footnote-ref-1)
2. El indicador se considera en términos de la energía generada, en lugar de capacidad instalada, ya que permite medir mejor el resultado, mostrando la producción efectiva de energía renovable. [↑](#footnote-ref-2)
3. El valor de referencia regional de pérdidas totales de energía en sistemas de distribución es alrededor del 14%. Según informes de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), San Salvador (Brasil), Electricaribe y Electrocosta (Costa Norte de Colombia) y Regiones del Norte y Sur de Chile son ejemplos de sistemas comparables con el sistema hondureños en cuanto a poca densidad, niveles socioeconómicos con capacidad de pago media o baja, presencia de marginalidad y dispersión, los cuales han alcanzado niveles de pérdidas totales que no superan el 14%. [↑](#footnote-ref-3)
4. Aunque no se disponen estudios de elasticidad precio para Honduras, para efectos del análisis se ha supuesto un valor de elasticidad de largo plazo, cuyo valor en sí puede variar considerablemente de acuerdo con la fuente del estudio. En este caso se ha asumido un valor de -0.4 que ha sido utilizado en evaluaciones similares en varios países de la región y se fundamenta, en los estudios de G. Westley en el BID en la década de los ochentas y noventas. El *Federal Energy Regulatory Commission* llevó a cabo un estudio comparativo más reciente *“Demand Responsiveness in Electricity Markets*”, Lafferty et.all.). Esta cifra coincide con otros estudios recientes realizados en Chile que indican elasticidades precio entre -0,37 y -0,44 (Marshall 2010, entre otros, ref. "La Demanda Residencial de Energía Eléctrica en Chile, Revista Economía Chilena", volumen 15, No 3, diciembre 2012) [↑](#footnote-ref-4)