**Documento del Banco Interamericano de Desarrollo**

**Honduras**

**APOYO AL PROGRAMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN**

**HO-L1186**

**Evaluación Económica**

Este documento fue preparado por Nancy Jesurun-Clements (Consultora), con el apoyo del Carlos Jácome (ENE/CHO) Líder de Equipo; y de documentación preparada por ENEE y Alberto Brugman (Consultor).

Contenido

[I. Introducción 3](#_Toc513626348)

[A. El Sistema de Transmisión Nacional (STN) 3](#_Toc513626349)

[B. La integración de Honduras al mercado eléctrico regional (MER) del SIEPAC 4](#_Toc513626350)

[C. Estrategia del Gobierno 4](#_Toc513626351)

[D. Objetivos y componentes del programa 5](#_Toc513626352)

[E. Resultados esperados 7](#_Toc513626353)

[II. Metodología y Supuestos 7](#_Toc513626354)

[III. Selección de la muestra 9](#_Toc513626355)

[IV. Estimación de Costos y Beneficios 10](#_Toc513626356)

[A. Costos 10](#_Toc513626357)

[B. Beneficios económicos 11](#_Toc513626358)

[C. Resultados obtenidos 14](#_Toc513626359)

[D. Beneficiarios 15](#_Toc513626360)

[V. Análisis de sensibilidad 15](#_Toc513626361)

[VI. Conclusiones 17](#_Toc513626362)

[VII. Anexos 18](#_Toc513626363)

[A. Perfil Técnico-Financiero de los proyectos de la muestra (Evaluación de mínimo costo) 18](#_Toc513626364)

[B. Proyecciones de demanda 19](#_Toc513626365)

[C. Costos Unitarios Vigentes del Servicio 22](#_Toc513626366)

[D. Razones de precio cuenta (RPC) 23](#_Toc513626367)

[E. Costo Marginal de Corto Plazo 2017 26](#_Toc513626368)

[F. Resumen de supuestos adoptados para la evaluación económica 27](#_Toc513626369)

[G. Resumen de flujos financieros y económicos caso base 30](#_Toc513626370)

# Introducción

## El Sistema de Transmisión Nacional (STN)

* 1. La transmisión de electricidad en Honduras ha experimentado rezagos de inversiones resultantes de restricciones financieras de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), lo que ha limitado la atención a las crecientes necesidades de expansión del STN, la confiabilidad del suministro eléctrico, la calidad del servicio, mayor contribución a la reducción de pérdidas eléctricas y el cumplimiento oportuno de los compromisos de inversión en el Sistema Eléctrico Interconectado para América Central (SIEPAC). El rezago en la expansión y desarrollo de nueva infraestructura de transmisión constituye, además, uno de los principales obstáculos para la conexión de nuevas fuentes de Energía Renovable No Convencional (ERNC) al STN hondureño. Estas deficiencias presentes en el STN, provocan disminuciones en los ingresos de la ENEE, debido tanto a pérdidas económicas por el servicio dejado de prestar a los consumidores finales por interrupciones, como por pérdidas en los flujos de energía que se presentan eventualmente para evitar sobrecargas en los sistemas de transformación o la saturación de carga en los sistemas de transmisión. También se limita la cobertura, pese a que los pasos de servidumbre se encuentran próximos a los consumidores, no es posible realizar la distribución debido a los niveles actuales de capacidad de transporte que soporta la infraestructura existente. Los consumidores productivos y comerciales enfrentan además incertidumbre por la estabilidad del servicio, ante la cual recurren a contratar servicios alternos privados, dado que su actividad económica depende enteramente del servicio de energía como insumo productivo.
  2. De acuerdo con el Plan Indicativo de Expansión de Transmisión de la ENEE, detallado en el documento “Inversiones Priorizadas para el Fortalecimiento del Sistema Interconectado Nacional” de junio 2017, actualmente los requerimientos de inversión en infraestructura de transmisión superan US$425 millones, equivalentes al 2,3% del PIB. La vulnerabilidad en que se encuentra la red de transmisión afecta particularmente regiones como la zona norte, la zona de mayor desarrollo económico y comercial del país, con territorios donde se reportan altos índices de interrupciones, que concentran municipios de potenciales migrantes, identificados en el Plan de Alianza para la prosperidad para el triángulo del norte.
  3. Aunque la demanda de energía comercial e industrial se concentra mayormente en la zona norte del país, recientemente la diversificación de la generación con ERNC, principalmente eólica y solar, ha tenido mayor concentración en la zona sur. En la misma zona se ubica la central térmica Lufussa III, siendo esta central térmica más eficiente y económica del parque térmico instalado en el país. Para evacuar la electricidad de sur a norte, existe una única línea de transmisión con capacidad de 230 kilo-Voltio (KV), conectando la Subestación Eléctrica (SE) Agua Caliente en el sur y la SE Progreso en el norte, la cual pasa por los departamentos Choluteca, Francisco Morazán, Comayagua, Siguatepeque y Cortes. Esta limitada capacidad en infraestructura eléctrica presenta restricciones adicionales de transmisión en la zona norte, en donde las líneas de mayor capacidad llegan hasta 138 KV.
  4. La capacidad de transformación y de transmisión del SNT para brindar eficientemente el servicio de energía eléctrica en la zona centro del país se ha visto también disminuida, en gran parte, por el incremento de la demanda de energía eléctrica, tanto de consumidores residenciales como de comerciales, afectando de forma indirecta al desarrollo productivo nacional. Las limitaciones en capacidad de transmisión y transformación provocan saturación en las instalaciones de transmisión del STN, dando lugar a interrupciones en el servicio, daños en las instalaciones y pérdidas económicas, tanto a la ENEE, como al sistema productivo nacional.

## La integración de Honduras al mercado eléctrico regional (MER) del SIEPAC

* 1. Honduras es el segundo país de la región que más compra energía en el MER. El promedio de energía comprada en el MER, tanto en el mercado de contratos como de oportunidad, durante 2014-2016 versus 2013, se incrementó en 90%. Durante 2016 se enviaron 553.43 GWh y se recibieron 606.62 GWh de las interconexiones. El intercambio neto global de energía ese año fue de 171.66 GWh recibidos al sistema centroamericano. El intercambio neto con el bloque norte (El Salvador, Guatemala) fue de 188.41 GWh enviados hacia el sistema regional eléctrico centroamericano, como resultado del programa de intercambio y desviaciones de energía. El intercambio neto con el bloque sur (Nicaragua, Costa Rica y Panamá) fue de 16.74 GWh recibidos desde el sistema eléctrico centroamericano, como resultado del programa de intercambio y desviaciones de energía.
  2. Asegurar las transacciones de energía entre Honduras y el MER depende de la ejecución de las obras de refuerzo en transmisión nacional, de conformidad con las condiciones y estándares para el que fue diseñado el SIEPAC. Actualmente, en Honduras esa capacidad es inferior al 50%. Honduras tiene el compromiso de financiamiento de refuerzos nacionales del 66% de las inversiones requeridas en todos los sistemas de transmisión nacional para potenciar el uso del SIEPAC. No contar con esta infraestructura, afecta adicionalmente, el intercambio de energía entre los demás países del SIEPAC.

## Estrategia del Gobierno

* 1. A finales de 2013 el Gobierno de Honduras (GHO) inició un proceso de reforma del sector, adoptando medidas para asegurar su sostenibilidad financiera, eficiencia operativa y suficiencia del suministro eléctrico; incrementar la participación de ERNC en la matriz energética; y reafirmar su compromiso de impulsar la integración energética mesoamericana. Estas medidas se alinean con la estrategia del país de fortalecer la infraestructura de transmisión de la ENEE para potenciar el uso del SIEPAC, mejorar la sostenibilidad financiera de la ENEE, mejorar la confiabilidad del sistema y contribuir a evacuar la energía de proyectos de ERNC en operación y desarrollo, y mejorar la productividad de los centros más poblados del país.
  2. Como parte de esta estrategia, el GHO decidió llevar a cabo un programa financiado con un préstamo del BID de hasta US$150 millones para inversión, bajo la modalidad de obras múltiples[[1]](#footnote-1). El programa formará parte del Programa de Fortalecimiento a la Transmisión de Energía Renovable en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que junto con otros proyectos buscan el robustecimiento del SIN, enfocándose en Subestaciones y Líneas de Transmisión estratégicas para la habilitación y aprovechamiento de los flujos de energías renovables producidas en la zona sur del país. Estos proyectos en conjunto favorecerán en parte a los proyectos solares fotovoltaicos (613.5 MW de capacidad instalada) que se localizarán en la zona sur del país, dado que ampliará la capacidad de transmisión de la región norte, permitiendo así la transmisión de los flujos de potencia y energía asociada a los proyectos fotovoltaicos hacia la zona norte del país.

## Objetivos y componentes del programa

* 1. El objetivo general es reforzar el SNT mediante financiamiento de obras prioritarias del plan de expansión de la ENEE. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad de interconexión con el MER para potenciar el uso del SIEPAC; (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y capacidad institucional de la ENEE; (iii) mejorar la calidad de la transmisión aumentando la confiabilidad del servicio eléctrico; y (iv) facilitar el transporte al STN de electricidad generada con proyectos de ERNC. El programa comprende los siguientes componentes:
  2. **Componente 1: Expansión de infraestructura de transmisión (US$146.42 millones)**. Este componente financiará actividades encaminadas a reforzar la infraestructura del STN y mejorar la sostenibilidad financiera de la ENEE mediante la construcción y conversión de líneas de transmisión (LT), y construcción y ampliación de Subestaciones (SE). Las obras permitirán: (i) fortalecer la capacidad del STN logrando descongestionar la sobrecarga de diferentes subestaciones a nivel nacional y mejorar la calidad de servicio; (ii) atender la demanda creciente de energía y contribuir con el desarrollo económico del país; (iii) optimizar el STN hacia un despacho económico y eficiente; (iv) incrementar la participación de ER en la matriz de generación; y (v) dar cumplimiento parcial a los compromisos de Honduras para el financiamiento de los refuerzos del STN para potenciar el uso del SIEPAC.
  3. Se financiarán obras prioritariamente en las zonas norte y centro del país, entre las cuales se tienen identificadas y en estado avanzado de preparación, las siguientes obras, las cuales constituirán la muestra de proyectos a ser evaluada, como representativa del tipo de proyectos sujeto de financiamiento: (i) ampliación de las SE San Buenaventura (SBV) 230kV y San Pedro de Sula Sur (SPSS) 230/138kV con 150MVA; y reconstrucción de la LT SBV-SPSS de 138kV sobre nueva estructura e instalación simultáneamente de un nuevo circuito en 230 kV 230kV (48km.); y (ii) ampliación de las SE Laínez y Miraflores con 50MVA cada una y construcción de la LT de Laínez a Miraflores en 138kV (5km).
  4. Estos proyectos forman parte del Programa de Fortalecimiento a la Transmisión de Energía Renovable en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que junto con otros proyectos buscan el robustecimiento del SIN, enfocándose en SE y LT estratégicas para la habilitación y aprovechamiento de los flujos de energías renovables producidas en la zona sur del país. Estos proyectos en conjunto favorecerán, en parte, a proyectos de energía renovable variable solares fotovoltaicos y eólicos, y la generación térmica que reporta los precios más bajos de la región y se localizan en la zona sur del país, dado que ampliará la capacidad de transmisión de la región norte, permitiendo así la transmisión de los flujos de potencia y energía asociada a los proyectos de generación en la zona sur hacia la zona norte del país. Asimismo, ayudará a aliviar las cargas en los transformadores de la SE “Progreso”.
  5. Como resultado del análisis de la muestra se determinó que las obras adicionales a ser financiadas bajo este componente deberán cumplir con los siguientes criterios de selección, además de su consistencia con los objetivos del programa: (i) que el análisis económico-financiero demuestre la obtención de una TIRE superior al 12%; (ii) reunir los requerimientos establecidos en el [Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS)](http://www.iadb.org/Document.cfm?id=EZSHARE-793258498-13) del programa incluido en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS); (iii) tener calificación socioambiental B o C; (iii) estar localizadas en las zonas centro y norte del país; (iv) clasificarse como obra de construcción de una nueva SE, ampliación de una SE existente o repotenciación de LT; y (iv) que hagan parte de las obras prioritarias del plan de expansión de transmisión del gobierno nacional. Se cuenta con un listado de obras prioritarias pre-identificadas que podrían ser objeto de financiamiento y que son parte del plan de expansión de la ENEE.
  6. **Componente 2: Fortalecimiento institucional de la ENEE (US$6.46 millones)**.  Se financiarán actividades destinadas a: (i) elaboración e implementación de una estrategia de comunicación e imagen corporativa, adoptando buenas prácticas implementadas exitosamente en la región; (ii); fortalecimiento de la Dirección de Medio Ambiente (DMA)[[2]](#footnote-2), a través del diseño de una plan para el fortalecimiento de la Dirección Ambiental, adquisición y capacitación en el manejo de equipos y *software*, desarrollo de guías para el análisis socioambiental de proyectos de la ENEE, diseño de una política social[[3]](#footnote-3) que defina mecanismos de compensación y de atención a quejas y reclamos, contratación de asesoría especializada en temas socioambientales y compra de vehículos para la supervisión ambiental de los proyectos; (iii) desarrollo de una “Política Corporativa de Género para la ENEE” para promover la igualdad de género dentro de las prioridades, estructura y metas de la institución; (iv) fortalecer la capacidad de gestión en planificación, ejecución de la expansión, operación y mantenimiento de la infraestructura que permita mejorar la sostenibilidad financiera y operativa de la Empresa ENEE Transmisión como actor calificado para participar activamente y competir en el mercado eléctrico nacional. Se desarrollarán capacidades de gestión financiera y contable para la transparencia y rendición de cuentas a través de asesoría técnica especializada, adquisición y desarrollo de software, valoración de activos fijos y contratación de auditorías financieras de la ENEE; (v) capacitaciones en gerencia, administración, operación y logística de proyectos, comunicación efectiva y conceptos de energía; y (vi) asesoría técnica especializada para contrataciones, monitoreo y administración de contratos.
  7. **Otros costos (US$2.12 millones)**. Se financiará el personal de la Unidad Coordinadora del Proyecto (UCP), auditorías externa y ambiental, y las evaluaciones de medio término y final.

## Resultados esperados

* 1. Los resultados esperados son: (i) incremento de la capacidad del STN para evacuar electricidad de proyectos de ERNC y optimizar el despacho de generación; (ii) mejora en la confiabilidad del STN; (iii) incremento de las ERNC en la matriz de generación nacional; (iv) mejora en la capacidad de transmisión regional; (v) mejora en la situación financiera de la ENEE; y (v) fortalecimiento de la ENEE en la gestión de la gerencia de transmisión. temas de transparencia, gestión socioambiental y equidad de género.
  2. El Cuadro 1 presenta los resultados esperados y sus Indicadores:

|  |  |
| --- | --- |
| **Cuadro 1.  Resultados Esperados e Indicadores** | |
| **Resultados** | **Indicador** |
| Mejora en la calidad y confiabilidad de la red de trasmisión de las zonas centro y norte del país. | Energía no suministrada por fallas en el sistema de transmisión en la zona norte en un año. |
| Energía no suministrada por fallas en el sistema de transmisión en la zona centro del país en un año. |
| Incremento de la capacidad instalada de energía eléctrica renovable. | Capacidad instalada de ER. |
| Incremento de la energía renovable generada / total energía | Participación de energía renovable en la matriz de generación |
| Incremento en el suministro de energía debido a reducción de no despacho | Energía adicionada en el sistema de transmisión anteriormente no despachada |
| Incremento de Energía disponible para comercialización en el MER | Capacidad de importación del MER de Guatemala hacia Honduras. |
| Mejora de la capacidad operativa y financiera de la Empresa de Transmisión de la ENEE | Estados financieros EF sin abstención de opinión |

* 1. Este documento contiene los resultados principales del análisis costo-beneficio para los proyectos de la muestra.

# Metodología y Supuestos

* 1. El programa desarrollará obras contenidas en el Plan de Expansión de la Transmisión de la ENEE, seleccionadas según los criterios técnicos, económicos y socioambientales y de elegibilidad establecidos para el programa y con base en el análisis de la muestra de proyectos. Para realizar la evaluación del programa se requiere contar con una muestra de proyectos elegibles a financiamiento que se encuentren en estado avanzado de elaboración para poder contar con la información para su análisis y tener suficiente nivel de preparación para ejecutarlos.
  2. La ENEE realizó un análisis de alternativas de solución técnica para cada uno de los proyectos identificados como los más críticos para asegurar la calidad, seguridad y confiabilidad el suministro eléctrico en las zonas de influencia, en el corto plazo. Se evaluó el costo y la rentabilidad de cada una, seleccionando la alternativa de menor costo entre las que logran la solución técnica que se busca. Este análisis de mínimo costo se presenta en los perfiles técnicos de cada proyecto de la muestra, en el Anexo A.
  3. Como resultado de la evaluación de mínimo costo de las obras identificadas realizada por la ENEE, para cada proyecto se seleccionaron las alternativas que representan la mejor opción de rentabilidad financiera en cada caso. A estas soluciones de mínimo costo seleccionadas se les realizó la evaluación económica para verificar su viabilidad. La muestra la constituyen los proyectos mencionados en ¶1.10, los cuales cuentan con diseños técnicos de ingeniería y evaluaciones ambiental y social. El costo estimado de inversión de la muestra es de aproximadamente 31% del monto total del programa y 33% del monto del componente de inversión.
  4. Se evaluaron los costos y beneficios de los proyectos de la muestra, expresados inicialmente en precios de mercado para la evaluación financiera. Luego se realizó el análisis para la evaluación económica con precios de eficiencia, utilizando las Razones de Precio de Cuenta (RPC) para Honduras, presentadas en el Anexo D. El análisis se llevó a cabo con en el fin de determinar el atractivo financiero (a precios de mercado) y el económico (a precios de eficiencia) de los proyectos, mediante la comparación de los correspondientes costos y beneficios. Los flujos netos de los costos y beneficios se utilizaron para calcular el valor presente neto financiero (VPN) y el económico (VPNE), utilizando una tasa de descuento de referencia del 12% y un horizonte de 20 años.
  5. Para verificar la robustez de los resultados de las medidas bajo el programa, se hizo una valoración de sus sensibilidades a los principales parámetros y metas alcanzables con su implementación.
  6. Supuestos adicionales, específicos al análisis económico, relacionados con la identificación de costos y de los beneficios esperados, se exponen en la Sección IV.

# Selección de la muestra

* 1. El Anexo A presenta el Perfil Técnico de los dos proyectos seleccionados para conformar la muestra del tipo de inversiones que se realizarán bajo el programa, cuya descripción se resume a continuación:
  2. **Proyecto 1: Conversión LT SBV-SPSS de 138kV a 230kV (48km). Ampliación SE San Pedro de Sula Sur (SPSS) 230/138kV con 150MVA y SE San Buenaventura (SBV) 230kV.**
  3. Los objetivos específicos de este proyecto son: Ampliar la capacidad de transmisión de la zona norte del país; aprovechar la capacidad de producción de potencia y energía de las centrales y proyectos de generación solar-fotovoltaicos localizados en la zona sur del país; mejorar la calidad, seguridad, y confiabilidad del servicio de suministro de energía eléctrica; y satisfacer apropiadamente la demanda incremental nacional.
  4. El proyecto consiste en:

1. Construcción LT en 230 kV San Pedro Sula Sur-San Buenaventura (LT SPSS-SBA) y obras asociadas. Involucra construcción de aproximadamente 52 km de LT, la cual consistirá en suministro e instalación de 48 km de línea en arreglo de doble terna con doble conductor 477MCM/fase en torres de tipo celosía y 4 km en postes de concreto auto soportados en configuración de terna sencilla, hilo de guarda tipo OPGW con 36 hilos de fibra óptica, estructuras tipo vertical con aisladores rígidos con hule siliconado
2. Ampliación de las bahías de la SE San Pedro Sula Sur en 138 kV y 230 kV para (a) la recepción de la futura LT SPSS-SBV y (b) la instalación de dos transformadores de potencia con capacidad nominal de 150/120/90 MVA, en 230/138 kV cada uno, con salida hacia San Buenaventura.
3. Ampliación de la SE San Buenaventura construyendo una nueva bahía en 138kV para un alimentador arreglo de interruptor y medio para una salida de línea hacia la SE San Pedro Sula Sur, para recepción de la nueva LT SPSS-SBV.
   1. Ambos circuitos de transmisión de 138 kV y 230 kV se tenderán sobre una misma infraestructura, aprovechando la servidumbre existente de la LT “Rio Lindo-San Pedro Sula Sur”.
   2. El proyecto favorecerá a las centrales de generación solar fotovoltaicas que se localizan en la zona sur del país, dado que ampliará la capacidad de transmisión de la región norte, lo que permitirá la transmisión de flujos de potencia y energía asociada proveniente de las centrales y futuros proyectos fotovoltaicos hacia la zona norte del país. El proyecto ayudará a aliviar las cargas en los transformadores de la SE Progreso, lo que redundará en una mayor confiabilidad y seguridad del servicio de suministro de energía eléctrica en el país.
   3. La realización de las obras será en el Departamento de Cortés, Municipio de San Pedro Sula, en donde se ubica actualmente la SE San Buenaventura.
   4. **Proyecto 2: Ampliación SE Laínez y Miraflores con 50MVA. Construcción LT de Laínez a Miraflores en 138kV (5km).** El proyecto consiste en:
4. Conversión del nivel de tensión de la SE Laínez de 69 kV a 138 kV, sustituir los dos transformadores existentes de 25 MVA cada uno por dos de 50 MVA cada uno.
5. Construcción de una LT de 5 km en 138 kV, terna sencilla, cable 477 MCM, entre las SE de Miraflores y Laínez.
6. Ampliación del lado de alta tensión 138 kV de la SE Miraflores en arreglo de anillo.
   1. El proyecto favorecerá a las centrales de generación solar fotovoltaicas que se localizan en la zona sur del país, dado que ampliará la capacidad, tanto de transformación como de transmisión, de la zona centro, permitiendo el aprovechamiento de flujos de potencia y energía asociada proveniente de dichas centrales fotovoltaicas. Con la implementación del proyecto se espera evitar futuros problemas de transformación de energía y prestar un servicio eficiente y continuo. La zona centro del país podrá continuar diversificando sus actividades económicas, lo que redundará en nuevas fuentes de empleo, mejores ingresos, incremento de los niveles de alfabetización y por ende mejoramiento de la calidad de la mano de obra, entre otros.
   2. La realización de las obras será en el Departamento de Francisco Morazán, Municipio del Distrito Central.

# Estimación de Costos y Beneficios

* 1. Se consideraron los siguientes conceptos de costos y beneficios asociados a cada proyecto de la muestra:

## Costos

* 1. Costos de la inversión. Se toman los valores de las inversiones de acuerdo con los estimados derivados del análisis de factibilidad realizado por la ENEE y evaluados por consultores independientes, reflejado en los perfiles técnicos de cada proyecto en el Anexo A y en los documentos de préstamo del Banco. El Cuadro 2 resume los costos estimados de inversión para cada proyecto de la muestra.
  2. Costos de operación y mantenimiento (O&M). Los costos anuales de operación y mantenimiento de los nuevos sistemas de transmisión y subtransmisión que se instalarán se estiman en un 3% de la inversión.
  3. Para el cálculo del costo de transmisión de energía eléctrica en alta tensión, a través de las futuras líneas de transmisión 230 kV “SPSS-San Buenaventura” y “SPSS-Nueva Progreso”, se utilizó el Costo Unitario Monómico del Servicio de Transmisión en Alta Tensión con base en el pliego tarifario vigente: 0,3072L/kWh, o su equivalente 12,9321 US$/MWh (Anexo C).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Cuadro 2 - Costo de Inversión de la Muestra de Proyectos** | | |
|  | **Nombre del Proyecto** | **US$** | |
|  | **San Pedro Sula Sur – San Buenaventura**  Conversión Línea de Transmisión SPSS-SBV 230 KV | 19.904.079 | 35.594.944 |
| 1 | Ampliación Subestación San Pedro Sula Sur (SPSS) | 13.745.210 |
|  | Ampliación Subestación San Buenaventura (SBV) | 1.945.655 |
|  | **Laínez – Miraflores**  Línea de Transmisión MF-LZ 138 KV | 2.976.038 | 12.499.998 |
| 2 | Ampliación Subestación Miraflores | 2.209.439 |
|  | Ampliación Subestación Laínez | 2.784.821 |
|  | **Total Inversión Muestra** | | **48.094.942** |

## Beneficios económicos

* 1. La meta principal del programa es mejorar la calidad y confiabilidad de la red de transmisión, permitiendo aprovechar la generación a nivel nacional, en particular la capacidad de producción de potencia y energía de las centrales y proyectos de generación de ERNC y generación térmica de la zona sur del país para satisfacer apropiadamente la demanda incremental proyectada en otras zonas del país, disminuyendo las fallas y mejorando los niveles de tensión; y disminuyendo las pérdidas técnicas. Al mismo tiempo, fortalecer las finanzas de la ENEE al generar mayores ingresos, lo que permitirá mayores inversiones.
  2. Se evaluaron los beneficios directos de mejorar la calidad y confiabilidad mediante un STN fortalecido, asociados a las inversiones en la muestra de proyectos. Se identifican como los principales beneficios específicos directos, derivados de las inversiones propuestas que aportan al logro de los objetivos: (i) reducción de pérdidas técnicas de electricidad; y (ii) mejora en la confiabilidad del servicio; y (iii) incremento en capacidad de transmisión. El reforzamiento del sistema de transmisión amplia significativamente la capacidad de atender el crecimiento de la demanda esperada. Esta capacidad incrementada está reflejada en los flujos de carga proyectados en la situación con proyecto, en la muestra.
  3. Un factor adicional que influye en el costo actual del sistema en la LT SPSS-SBV, es el sobrecosto que se ocasiona en el despacho, por la obligatoriedad de generación de los proyectos fotovoltaicos, a pesar de las restricciones de transformación en la LT SPSS-SBV, bajo voltaje y sobrecarga. Los estudios técnicos de este proyecto SPSS-SBV determinan que los refuerzos contemplados con la inversión evitarán este sobrecosto del despacho. En 2016 este sobrecosto fue de US$33,66 millones. El análisis incorpora este ahorro como beneficio que se derivaría del proyecto, proyectando el sobrecosto en el que se seguiría incurriendo en la operación del proyecto SPSS-SBV, si no se realizan las inversiones. Este ahorro representa el estimulo o incentivo para incorporar ERNC al sistema.
  4. Reducción de pérdidas técnicas. Para evaluar los beneficios por reducción de pérdidas, se realizó una estimación de las proyecciones de energía asociadas a los proyectos de la muestra. Se utilizó como herramienta de análisis de sistemas de potencia, el programa llamado “*DigSilent Power Factory*” empleado por ENEE de acuerdo con los siguientes criterios técnicos:
  + Las condiciones de demanda y generación son las que determinó la ENEE.
  + Escenarios de demanda y generación considerados: máxima, media y mínima del SIN en las estaciones “seca y húmeda”. La estación seca implica que las centrales hidroeléctricas tienen menor disponibilidad de generación y por lo tanto es necesario disponer de más generación térmica. En el Anexo B se incluyen las proyecciones de demanda aplicadas y los resultados obtenidos.
  + Los niveles de tensión en barras aceptados deben estar entre 0.95 y 1.05 pu, en condiciones normales de operación; y hasta 1.10 pu. en condiciones de emergencia.
  + Los niveles de carga máximos para los componentes de líneas y transformadores de transmisión y distribución no deben ser mayores al 100% de la capacidad de su límite térmico, en condiciones normales de operación; y hasta 110% en condiciones de emergencia.
  + A partir de 2024, el beneficio logrado de la reducción de pérdidas se mantiene constante en términos porcentuales.
  1. La ENEE llevó a cabo un estudio de Flujos de Potencia para determinar los posibles beneficios y problemas técnicos en el SIN que podrían ser producto de la entrada en operación del proyecto, bajo condiciones normales de operación. Se realizaron flujos de potencia para los casos de estudio presentados en el Cuadro 3.

**Cuadro 3 - Casos de Estudio para la evaluación en estado estable**

**Proyecto LT SBV-SPSS**



**Proyecto LT Laínez-Miraflores**

Fuente: ENEE

* 1. Para calcular los beneficios esperados se obtuvieron los resultados de flujos de carga y despacho bajo condiciones de Alta, Media y Baja carga de los estudios realizados por ENEE en los Perfiles Técnicos (Anexo A) para 2017, 2021 y 2024 para el proyecto LT SBV-SPSS y obras asociadas; y 2017, 2021, 2024 y 2027 para para el proyecto “Laínez-Miraflores”. Los datos se procesaron para obtener la variación en pérdidas técnicas de electricidad por transmisión en el SIN asociadas con cada proyecto, a partir de los flujos de cargas con y sin proyecto. El nivel de pérdidas en distribución con el Proyecto LT Laínez-Miraflores se estima en 15%. Estas proyecciones se utilizaron para estimar los beneficios correspondientes. En el Anexo B se incluyen las proyecciones de demanda, las cuales se estimaron con los costos marginales a nivel de bloque horario y por estaciones lluviosa y seca.
  2. Para la valoración de las pérdidas eléctricas se usó como referencia el valor promedio del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía Pura, actualizado a 2017 (60,44 US$/MWh).
  3. Mejora en la confiabilidad. El programa incluye la construcción de nueva capacidad de transformación a 230/34,5 kV, así como instalación de sistemas de seccionadores y otros elementos que mejorarán notablemente la confiabilidad del suministro en el área de influencia directa del proyecto, anteriormente atendida con circuitos a 34,5 kV de gran longitud, los cuales presentan relativa baja confiabilidad. En 2016 la energía no suministrada de interrupciones por falla en la zona norte fue 1028 MWh y en el distrito central fue 1713 MWh. Se espera que con el programa se podrá atender la demanda regional con una mayor confiabilidad de suministro.
  4. La reducción de energía de falla como resultado de la inversión en ampliación de la capacidad de transformación del sistema de distribución para atender el crecimiento de la demanda, se estimó con base en un pronóstico conservador de reducción de ocurrencia de racionamientos de aproximadamente un 30%, teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda pronosticado por ENEE. Este pronóstico se basa en los resultados obtenidos de inversiones similares en la región[[4]](#footnote-4). Si no se toman medidas de reforzamiento del sistema, la energía no suministrada crecería a un ritmo mayor que la demanda, debido a la creciente presión a la ya limitada capacidad de transmisión. En el análisis se asume que la energía de falla crece al doble del ritmo del crecimiento de la demanda.
  5. Los beneficios netos correspondientes se estiman valorando la energía asociada a la reducción de fallas a un costo de déficit. Para el cálculo del costo de la energía eléctrica no suministrada se utilizó como costo de falla, el valor de Costo de la Energía No Suministrada (CENS) según lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). La metodología para establecer este costo es responsabilidad de la CREE[[5]](#footnote-5). Inicialmente, sería el equivalente a diez veces el valor por kilovatio hora de la tarifa de baja tensión, monofásica, sin cargo por demanda, del primer día y primer mes del período de evaluación. El análisis utiliza esta forma de cálculo. El costo unitario monómico del servicio general en baja tensión, sin incluir el costo unitario de comercialización es 3.937 Lempiras/MWh. Así resulta un CENS de 1.657,50 US$/MWh. Como escenario alternativo, en el análisis de sensibilidad se usa el estimado de US$ 500/MWh[[6]](#footnote-6).

## Resultados obtenidos

* 1. Se realizó una proyección de costos e ingresos incrementales a 20 años, a precios de mercado y a precios de eficiencia como resultado del proyecto, considerando el efecto en reducción de pérdidas y en energía no suministrada. A los flujos obtenidos se le calcularon las respectivas TIR, TIRE y VPN financieros y económicos para cada proyecto de la muestra. Se usa una tasa de descuento de 12%. El resumen de los resultados se presenta en el Cuadro 4.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Cuadro 4 – Resumen resultados evaluación financiera y económica - Caso Base** | | |
|  | **Proyecto**  **LT SPSS-SBV** | **Proyecto**  **LT Laínez-Miraflores** |
| VPN Financiero (US$ millones) | 284,4 | 88,3 |
| TIR Financiera (%) | 59,0 | 82,7 |
| VPN Económico (US$ millones) | 276,8 | 87,8 |
| TIR Económica (%) | 58,3 | 108,1 |

* 1. Los resultados muestran la alta rentabilidad del tipo de inversiones propuestas. La mayor contribución a la rentabilidad de estas inversiones proviene de la significativa reducción de pérdidas y del aumento en la calidad del servicio vía ganancias en confiabilidad y su impacto en la rentabilidad financiera del servicio y en la actividad económica, en respuesta al serio rezago en las inversiones en transmisión que sobrelleva el país.

## Beneficiarios

* 1. El programa en general fortalecerá el SIN como un todo. Por tanto, beneficiará a todos los usuarios del SIN en sus diferentes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, altos consumidores, gobierno, municipalidades y entes autónomos. En particular, el proyecto pretende beneficiar a 5,1 millones de personas, quienes constituyen la población de los departamentos de la Zonas Norte y Centro del País.
  2. Se anticipa una mayor productividad en la actividad económica de las comunidades beneficiadas, dedicadas principalmente a la industria, turismo y comercio. La mayor confiabilidad del sistema eléctrico permitirá incrementar la productividad de las principales actividades económicas del lugar, de manera principal en la industria que necesita un sistema estable. Mayor confiabilidad del servicio abrirá oportunidades de modernizar las prácticas productivas, permitiendo mayor valor agregado a sus productos, por medio de la refrigeración y procesamiento post cosecha en agricultura y pesca y riego en agricultura.
  3. Las mejoras en la situación finaniera de la ENEE que se espera alcanzar con las inversiones, estarán acompañadas de acciones para el fortalecimiento de la capacidad técnica y de gestión de la ENEE para manejar la capacidad incrementada en el sistema de transmisión y para modernizar sus sistemas actuales de gestión financiera,operativa, ambiental y de género.

# Análisis de sensibilidad

* 1. Se realizó un el análisis de sensibilidad de los resultados de la evaluación económica ante variaciones adversas de las variables más críticas que determinan los costos y beneficios de la inversión. Estas variables se identifican como críticas para ser tenidas en cuenta en el logro de los objetivos. Su variación se considera de razonable probabilidad de ocurrencia, razón por la cual se mide su posible efecto en los resultados esperados: costos de la inversión, menores metas de reducción de pérdidas, menores costos de falla y mayor costo marginal de corto plazo. El incremento en los costos de equipo, obras y materiales tienen alta probabilidad de suceder en los niveles ensayados en la economía hondureña, donde gran parte de los componentes y tecnología de la inversión son importados. La reducción en las metas de pérdidas se considera de baja o moderada probabilidad debido a que las pérdidas valoradas en el análisis son pérdidas técnicas que la inversión contemplada debe reducir. El costo de falla es un parámetro que refleja el costo en la economía por interrupciones del servicio. Un menor valor del establecido en la metodología sugerida por la ley para medir este parámetro es razonable si se considera el escenario de una estructura económica menos moderna. Variaciones en el costo marginal de corto plazo son de razonable ocurrencia al reflejar el aumento en cualquier componente de costos del servicio, incluyendo un posible aumento del precio de los combustibles.
  2. Se construyeron los siguientes escenarios, simulando: un aumento de 20% en los costos de la inversión; un 10% menos en meta de reducción en el nivel de pérdidas esperadas; reducción en el costo de falla del servicio eléctrico a US$500 MWh; y aumento del 20% en el costo marginal de corto plazo. Estos valores se consideran relativamente altos. Los resultados de viabilidad de la inversión se sostienen en estas simulaciones, validando la solidez de las inversiones propuestas, como se muestra en el Cuadro 5.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro 5 - Análisis de Sensibilidad** | | | | | |
| **Variable** | **VPN** | | **TIRF (%)** | **TIRE (%)** |
| **Financiero**  **US$ Millones** | **Económico**  **US$ Millones** |
| **Proyecto** **SPSS-SBV** | | | | | |
| Caso Base | 284,4 | 276,8 | 59,0 | 58,3 |
| Costos de inversión (20%) | 275,5 | 268,0 | 51,1 | 50,5 |
| Reducción meta de pérdidas (20%) | 245,6 | 238,4 | 46,5 | 45,9 |
| Costo de Falla (US$500/MWh) | 155,2 | 152,4 | 37,9 | 37,8 |
| Costo Marginal de Corto Plazo (20%) | 293,2 | 285,4 | 59,7 | 59,0 |
| **Proyecto Laínez-Miraflores** | | | | | |
| Caso Base | 88,3 | 87,8 | 82,7 | 108,1 |
| Costos de inversión (30%) | 81,7 | 81,3 | 60,6 | 71,5 |
| Reducción meta de pérdidas (20%) | 31,4 | 31,8 | 28,4 | 31,4 |
| Costo de Falla (US$500/MWh) | 71,4 | 69,2 | 94,8 | 100,2 |
| Costo Marginal de Corto Plazo (25%) | 86,4 | 85,9 | 82,7 | 108,4 |

* 1. El análisis de sensibilidad muestra que los resultados del Proyecto SPSS-SBV son más vulnerables al cambio en el costo de falla. El rango de cambio de este parámetro utilizado en las simulaciones es bastante amplio. Para los valores extremos utilizados, la metodología de estimación se basa en supuestos que requieren mayor análisis para adaptarla al caso específico hondureño, para reflejar con mayor exactitud el costo para la economía, de un servicio eléctrico inestable o impredecible.
  2. En ambos proyectos la TIRE mejora un poco al subir el costo marginal de corto plazo, mostrando la ventaja de reducción neta de pérdidas relativamente más costosas.
  3. A pesar del razonable nivel de ocurrencia en los escenarios propuestos, los valores utilizados se encuentran en el extremo bajo del rango de probabilidad. A pesar de ello, los resultados mantienen su gran robustez, razón por la cual estos escenarios se considera ilustrativos sin requerir mayores experimentos a cambios en los valores hacia un análisis de frontera. La alta rentabilidad de estas inversiones depende intrínsecamente de la mejora en el sistema de transmisión que conlleva a la reducción de pérdidas técnicas y el aumento en la confiabilidad del servicio. La reducción de la meta de pérdidas técnicas muestra su importante influencia en los resultados en ambos proyectos.

# Conclusiones

* 1. Los resultados del análisis validan la alta conveniencia financiera y económica de realizar inversiones que reúnan las características técnicas, económicas y financieras representadas en la muestra, para reforzar y ampliar el sistema de transmisión hondureño. Se han identificado que las principales fuentes de beneficio derivado de las inversiones son: (i) reducción de pérdidas que representan altos costos de ineficiencia en términos de recursos invertidos en producción, sin el correspondiente uso en servicio a la economía; y (ii) reducción de fallas en el sistema que provocan altos costos a la economía por energía no suministrada, como resultado de interrupciones a los procesos productivos y comerciales y deterioro en la calidad de vida. Esta falta de confiablidad en el sistema eléctrico puede conllevar al usuario a invertir en fuentes energéticas alternas de alto costo para la economía.
  2. El contar con un sistema de transmisión fortalecido, permitirá al país realizar un despacho de la generación con mayor flexibilidad, incorporando fuentes más económicas en diferentes zonas del país. Aunque este análisis no cuantifica nueva generación que podría realizarse en varias plantas eficientes del Sistema Nacional Interconectado, se reducirán generaciones más costosas en varias plantas menos eficientes, dada una mejor optimización del despacho nacional. Mayor disponibilidad de energía con mayor flexibilidad para colocarla en la zona que lo requiera contribuirá a la capacidad de incrementar los intercambios en el MER cuando mejores precios lo amerite. Este beneficio representaría mejores precios al mercado hondureño y eventual oportunidad de vender excedentes al MER.

# Anexos

**Anexo A**

## Perfil Técnico-Financiero de los proyectos de la muestra (Evaluación de mínimo costo)

[Zona Norte](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-HO-LON/HO-L1186/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-1644412538-42): (i) ampliación de las SE San Pedro Sula Sur (SPSS), San Buenaventura (SBV); (ii); reconstrucción de la LT SBV-SPSS de 138kV sobre nueva estructura e instalación simultáneamente de un nuevo circuito en 230 kV 230kV (48km). Las SE SPSS y SBV representan refuerzos nacionales en el marco del SIEPAC.

[Zona Centro](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-HO-LON/HO-L1186/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-1644412538-43): (i) ampliación de las subestaciones Laínez y Miraflores; y (ii) construcción de la línea de transmisión Laínez Miraflores en 138 kV.

**Anexo B**

## Proyecciones de demanda

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro B-1 - Proyección de demanda a nivel nacional (Escenario base)**   |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | |  | AÑO | **POTENCIA (MW)** | AUMENTO (MW) | CRECIMIENTO (%) | **ENERGÍA (GWh)** | AUMENTO (GWh) | CRECIMIENTO (%) | |  | 2016 | 1.539,4 | 59,4 | 4,02% | 9.341,2 | 241,5 | 2,65% | |  | 2017 | 1.630,5 | 91,1 | 5,92% | 9.898,6 | 557,5 | 5,97% | |  | 2018 | 1.707,6 | 77,1 | 4,73% | 10.370,1 | 471,5 | 4,76% | |  | 2019 | 1.787,5 | 79,9 | 4,68% | 10.859,0 | 488,8 | 4,71% | |  | 2020 | 1.865,0 | 77,6 | 4,34% | 11.333,9 | 474,9 | 4,37% | |  | 2021 | 1.946,2 | 81,1 | 4,35% | 11.830,8 | 496,9 | 4,38% | |  | 2022 | 2.033,2 | 87,0 | 4,47% | 12.364,1 | 533,3 | 4,51% | |  | 2023 | 2.122,6 | 89,4 | 4,40% | 12.912,4 | 548,3 | 4,43% | |  | 2024 | 2.214,5 | 91,9 | 4,33% | 13.476,0 | 563,7 | 4,37% | |  | 2025 | 2.313,2 | 98,7 | 4,46% | 14.081,9 | 605,9 | 4,50% | |  | 2026 | 2.406,0 | 92,7 | 4,01% | 14.651,2 | 569,3 | 4,04% | |  | 2027 | 2.507,4 | 101,4 | 4,21% | 15.274,1 | 622,9 | 4,25% | |  | 2028 | 2.611,7 | 104,3 | 4,16% | 15.915,2 | 641,1 | 4,20% | |  | 2029 | 2.709,7 | 98,0 | 3,75% | 16.517,8 | 602,6 | 3,79% | |  | 2030 | 2.811,1 | 101,4 | 3,74% | 17.139,7 | 621,9 | 3,76% | |  | 2031 | 2.915,7 | 104,6 | 3,72% | 17.781,5 | 641,8 | 3,74% |   Fuente: ENEE   |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Cuadro B-2 - Pérdidas eléctricas en el SIN** | | | | | | | | | |  | | Seca | | | Húmeda | | | Total | | Año | Caso | Máxima | Media | Mínima | Máxima | Media | Mínima | | 2017 | Base (Sin Proyecto) | 57.005,7 | 108.003,5 | 17.319,3 | 46.172,5 | 99.955,3 | 18.870,5 | 347.326,7 | | 2017 | Con Proyecto - Con Línea SPSS-San Buenaventura | 57.005,7 | 108.003,5 | 17.319,3 | 46,172,5 | 99.955,3 | 18.870,5 | 347.326,7 | | **Pérdidas Eléctricas en el SIN (MWh/año)** | | Seca | | | Húmeda | | | Total | | Año | Caso | Máxima | Media | Mínima | Máxima | Media | Mínima | | 2021 | Base (Sin Proyecto) | 72.211,6 | 111.471,0 | 36.153,3 | 86.293,3 | 178.101,8 | 47.577,8 | 531,808,7 | | 2021 | Con Proyecto - Con Línea SPSS-San Buenaventura | 51.968,7 | 153.628,5 | 36.554,8 | 44.347,5 | 128.096,8 | 34.291,8 | 448.888,0 | | **Pérdidas Eléctricas en el SIN (MWh/año)** | | Seca | | | Húmeda | | | Total | | Año | Caso | Máxima | Media | Mínima | Máxima | Media | Mínima | | 2024 | Base (Sin Proyecto) | 91.001,8 | 133.590,0 | 39.730,3 | 88.300,8 | 164.012,8 | 52.432,3 | 56.9067,9 | | 2024 | Con Proyecto - Con Línea SPSS-San Buenaventura | 50.297,0 | 117.274,5 | 19.308 ,5 | 54.509.1 | 127.111.3 | 20.932.8 | 389.433.1 |   Fuente: ENEE |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro B-3 - Proyecto LT Laínez Miraflores** | | | | |
| **Demanda Proyectada de Potencia y Energía** | | | | |
| **Año** | **Sin proyecto** | | **Con Proyecto** | |
| **Demanda Máxima (MW)** | **Energía**  **(MWh)** | **Demanda Máxima (MW)** | **Energía (MWh)** |
| 2017 | 44,19 | 250,192,98 | 44,10 | 250,192,98 |
| 2018 | 46,28 | 262,022,33 | 46,28 | 262,022,33 |
| 2019 | 48,44 | 274,280,41 | 48,44 | 274,280,41 |
| 2020 | 50,00 | 285.393,66 | 50,54 | 286,185,90 |
| 2021 | 50,00 | 285.393,66 | 52,74 | 298,635,29 |
| 2022 | 50,00 | 285.393,66 | 55,10 | 311,989,09 |
| 2023 | 50,00 | 285.393,66 | 57,52 | 325,710,77 |
| 2024 | 50,00 | 285.393,66 | 60,01 | 339,810,60 |
| 2025 | 50,00 | 285.393,66 | 62,69 | 354,959,78 |
| 2026 | 50,00 | 285.393,66 | 65,20 | 369.187,82 |
| 2027 | 50,00 | 285.393,66 | 67,95 | 384.747,42 |
| 2028 | 50,00 | 285.393,66 | 70,78 | 400.754,41 |
| 2029 | 50,00 | 285.393,66 | 73,43 | 415.793,21 |
| 2030 | 50,00 | 285.393,66 | 76,18 | 431.359,35 |
| 2031 | 50,00 | 285.393,66 | 79,03 | 447.508,25 |
| 2032 | 50,00 | 285.393,66 | 81,99 | 464.261,72 |
| 2033 | 50,00 | 285.393,66 | 85,06 | 481.642,39 |
| 2034 | 50,00 | 285.393,66 | 88,25 | 499.673,75 |
| 2035 | 50,00 | 285.393,66 | 91,55 | 518.380,15 |
| 2036 | 50,00 | 285.393,66 | 94,98 | 537.786,86 |
| 2037 | 50,00 | 285.393,66 | 98,53 | 557.920,11 |
| 2038 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |
| 2039 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |
| 2040 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |
| 2041 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |
| 2042 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |
| 2043 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |
| 2044 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |
| 2045 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |
| 2046 | 50,00 | 285.393,66 | 100,00 | 575.563,30 |

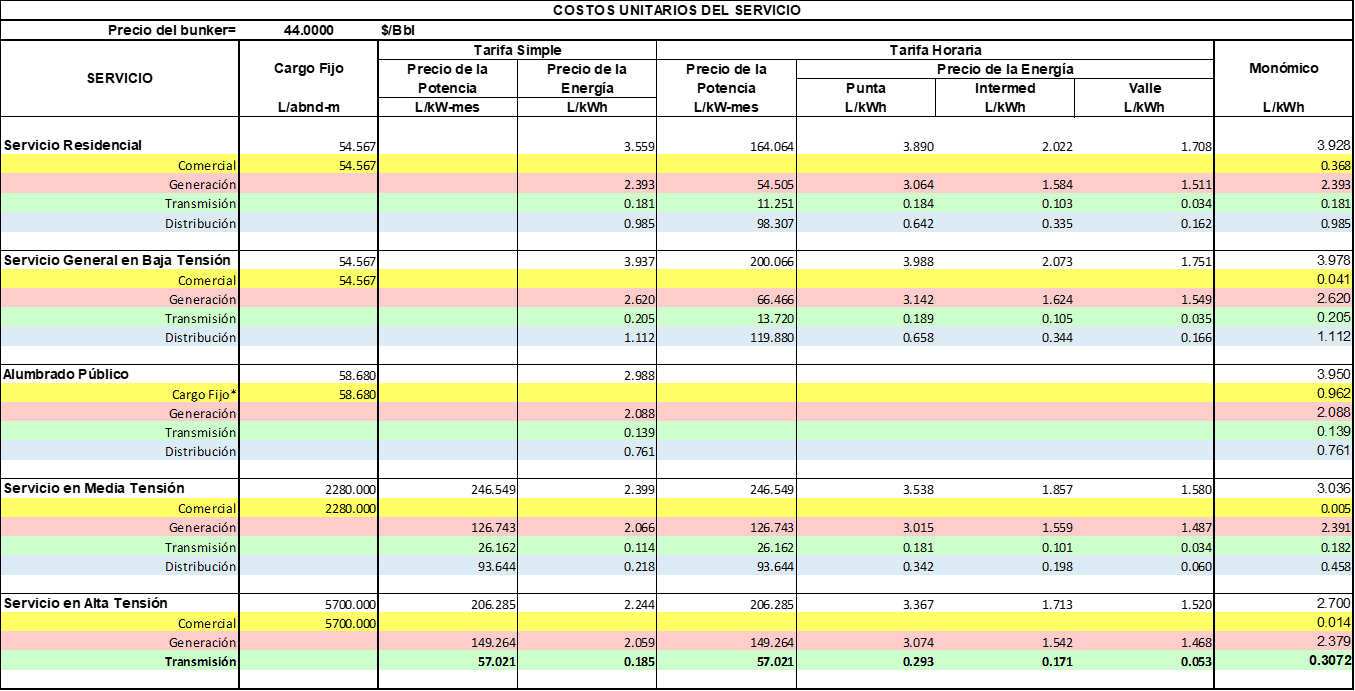
Fuente: ENEE

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro B4 - Pérdidas de Energía Eléctricas en el SIN (MWh)** | | | | | | | | |
| Año | Estación | Seca | | | Húmeda | | |
| Caso | Máxima | Media | Mínima | Máxima | Media | Mínima |
| 2017 | Sin Proyecto | 33.083,60 | 72.288,25 | 16.607,50 | 31.521,40 | 69.879,25 | 20.093,25 |
| 2017 | Con LT Laínez Miraflores | 32.616,40 | 71.448,75 | 16.607,50 | 31.711,20 | 69.258,75 | 20.129,75 |
| 2021 | Sin Proyecto | 51.888,40 | 153.756,25 | 36.427,00 | 44.223,40 | 128.115,00 | 34.182,25 |
| 2021 | Con LT Laínez Miraflores | 53,611.20 | 152,351.00 | 38,179,00 | 46.909,80 | 132.330,75 | 35.916,00 |
| 2024 | Sin Proyecto | 49.588,90 | 116.836,50 | 19.126,00 | 53,472.50 | 126,180.50 | 20,713.75 |
| 2024 | Con LT Laínez Miraflores | 52,231.50 | 119,519.25 | 19,929.00 | 56,699.10 | 130,706.50 | 21,644.50 |
| 2027 | Sin Proyecto | 80,789,10 | 154.924,25 | 24.564,50 | 80.628,50 | 147.405,25 | 28.305,75 |
| 2027 | Con LT Laínez Miraflores | 83.380,60 | 158.629,00 | 25.385,75 | 84.008,40 | 149.905,50 | 29.090,50 |

Fuente: ENEE

**Anexo C**

## Costos Unitarios Vigentes del Servicio

(Extracto de la memoria de cálculo del pliego tarifario vigente)

**Anexo D**

## Razones de precio cuenta (RPC)

Para Honduras no se dispone de un estudio actualizado de las razones de precios de cuenta (RPC) destinadas a convertir tanto los costos como los beneficios del proyecto de numerario de mercado al numerario de eficiencia. Este capítulo presenta la estimación de las RPC utilizadas en las evaluaciones económicas a partir de la eliminación de las transferencias, constituidas principalmente por impuestos, la estimación del precio de cuenta de la divisa y el cálculo del precio de cuenta de la mano de obra no calificada.

El numerario o unidad de cuenta seleccionada para todos los beneficios y costos económicos del Proyecto es el numerario de frontera que valora por la unidad, a una divisa libre en manos del Estado.

**Precio de Cuenta de la Divisa**

Para medir el grado de sobrevaluación o subvaloración del lempira con respecto al dólar, el Banco Central de Honduras (BCH) elabora el “Índice de Tipo de Cambio Efectivo Real” (ITCER) en las categorías “Global”, “Centro América y Panamá”, “México, Estados Unidos de Norteamérica y zona del euro”, y “Bilateral Honduras- EEUU*”.*

El índice Global indica:

* Si es igual a 100, que el tipo de cambio de paridad es el óptimo; es decir, no se presentan distorsiones en la relación del tipo de cambio entre el lempira y el dólar norteamericano.
* Si es menor a la línea de paridad de 100, que el tipo de cambio (el dólar) está subvaluado por lo cual se debe acelerar el ritmo de devaluación.
* Si es mayor a 100, que el tipo de cambio está sobrevaluado, caso en el cual conviene reducir el ritmo de devaluación.

La información detallada del ITCER aparece consignada en el documento: "Índice de Tipo de Cambio Efectivo Real", BCH, agosto de 2014. Se observa que este índice se ubica en 104,5 en promedio durante los primeros 8 meses de 2014, lo cual indica la conveniencia de reducir el ritmo de devaluación con el fin de mejorar la competitividad para el país.

De la información del BCH se tiene:

ITCER 2014 (ene-ago) = 104,5

Tipo de cambio septiembre 2014 = L.19,32/1US$

Tipo de Cambio Real ajustado por el ITCER = 19,32 / 1,045 = L.18,488/US$

*(Tasa de cambio en equilibrio)*

El Precio de Cuenta de la Divisa (*PCD*) se estima, de manera aproximada, así:

Donde: TCE representa la relación entre la Tasa de Cambio de Equilibrio y la Tasa de Cambio Vigente, M el valor de las importaciones totales, X el valor de las exportaciones totales, y Tm y Tx el valor de los impuestos, libres de subsidios, a las importaciones y a las exportaciones. A continuación, se presentan los valores aplicables estimados con las estadísticas de exportaciones e importaciones de 2013[[7]](#footnote-7) y con los impuestos a las importaciones pagados en 2013[[8]](#footnote-8)

.

**Precio de Cuenta de la mano de obra no calificada**

Para establecer un estimado del Precio Cuenta de la Mano de Obra no Calificada (PCMONC) se partió de la tabla salarial para 2014 elaborada por la Secretaría del Trabajo. En 2014 el sueldo de subsistencia más elevado lo devengan los empleados que laboran para establecimientos que tienen más de 151 trabajadores, a los cuales se pagan 8,224.35 lempiras. Además, se incluyeron ingresos prestacionales adicionales estimados en un 51% con base en la situación salarial actual de la ENEE[[9]](#footnote-9). Por otra parte, el salario más bajo pagado en Honduras en 2014 es de 5,114.46 lempiras y lo reciben obreros que laboran en el sector agricultura, silvicultura, caza y pesca. Este nivel de ingresos se asoció con los ingresos mínimos que tienen los trabajadores informales no calificados. Con base en ello se estimó el precio de cuenta de la MONC en la siguiente forma

**Precio de Cuenta en numerario de frontera**

Los anteriores precios de cuenta están calculados en *numerario de consumo*. Su estimación en *numerario de frontera* supone que el precio de cuenta de la divisa no comprometida (que es el numerario), se valora por la unidad. Por consiguiente:



Factor de Conversión = PConsumo = 1,0526

**Razones de precios de cuenta aplicables a los proyectos**

Para cada uno de los proyectos individuales, se estiman sus respectivas Razones de Precios de Cuenta (RPC) a partir de la descomposición de sus distintos costos y beneficios en las categorías de:

* Bienes comercializables, para los cuales el PC vale 1
* Bienes no comercializables, para los cuales se supone FC de 1,0526
* Mano de obra calificada, para la cual se usa FC de 1,0526
* Mano de obra no calificada, para la cual se usa FC de 0,4335
* Impuestos y demás transferencias, para los cuales FC es cero

El Cuadro siguiente contiene la estructura de los costos para las actividades de generación, transmisión y distribución, así como para sus correspondientes costos de operación y mantenimiento, la cual se ha supuesto como representativa de la estructura de costos de la ENEE[[10]](#footnote-10).

**ESTRUCTURA DE COSTOS SUPUESTA PARA ACTIVIDADES DE LA ENEE**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| CONCEPTO | Bienes comerciables | Bienes no comerciables | Mano Obra Calificada | Mano Obra no calificada | Transferencias | Total |
| Generación | 85% | 6% | 6% | 3% | 0% | 100% |
| Transmisión | 80% | 8% | 8% | 4% | 0% | 100% |
| Distribución | 75% | 10% | 10% | 5% | 0% | 100% |
| O&M Generación | 35% | 24% | 39% | 2% | 0% | 100% |
| O&M Transmisión | 33% | 30% | 30% | 7% | 0% | 100% |
| O&M Distribución | 30% | 33% | 25% | 12% | 0% | 100% |

Fuente: BID-ENEE, Programa de apoyo al sector de Energía

HO-L1019, Evaluación Económica, Informe Final, I. Coral, 2008

La aplicación de los factores de cuenta (FC) anteriores a la estructura de costos mostrada en el cuadro anterior produce las siguientes Razones de Precios de Cuenta (RPC).

**RAZONES DE PRECIOS DE CUENTA DE ACTIVIDADES**

|  |  |
| --- | --- |
| **ACTIVIDAD** | **RPC** |
| Costos de Generación | 0,9893 |
| Costos de Transmisión | 0,9858 |
| Costos de Distribución | 0,9822 |
| Costos de O&M de Generación | 1,0218 |
| Costos de O&M de Transmisión | 0,9919 |
| Costos de O&M de Distribución | 0,9625 |

Las RPC anteriores fueron aplicadas a los costos y beneficios estimados inicialmente en precios de mercado para los programas de rehabilitación de las centrales Cañaveral y Rio Lindo que fueron objeto de la evaluación económica que se presenta en este informe.

**Anexo E**

## Costo Marginal de Corto Plazo 2017

El costo marginal de corto plazo (CMCP) calculado por la ENEE por bloque horario y por estación se muestran en el Cuadro E-1.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro E-1 – CMCP para 2017-2021** | | | |
| **Bloque Horario** | **CMCP 2017 (US$/MWh)** | | |
| **Estación** | **Seca** | **Lluviosa** | **Promedio** |
| Punta (duración de cuatro horas) | 67,57 | 67,87 | 67,72 |
| Intermedio (duración de diez horas) | 58,99 | 59,41 | 59,21 |
| Valle (duración de diez horas) | 57,80 | 57,71 | 57,76 |
| Promedio | 60,35 | 60,53 | **60.44** |

Para un día laborable se definen los costos marginales por estación en el Cuadro E-2.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro E-2 – CMCP para un día laborable** | | | | |
| **Bloque Horario** | **Horas Comprendidas** | **Seca** | **Lluviosa** | **Promedio** |
| Punta | 11am – 1pm; y 6 pm – 8 pm | 67,57 | 67,87 | 67,72 |
| Semivalle | 8am – 11am; 1pm – 6pm; y 8pm -10pm | 58,99 | 59,41 | 59,21 |
| Valle | 0m – 8am; y 10pm – 12pm | 57,80 | 57,71 | 57,76 |
| **Promedio** | | 60,35 | 60,53 | **60.44** |

Para un sábado se definen dos escalones que corresponden a semivalle y valle por estación (Cuadro E-3).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro E-3 – CMCP para un sábado - US$/MWh** | | | | |
| **Bloque Horario** | **Horas Comprendidas** | **Seca** | **Lluviosa** | **Promedio** |
| Semivalle | 8 am – 10 am | 58,99 | 59,41 | 59,21 |
| Valle | 0 am – 8 am; y 10 pm – 12 pm | 57,80 | 57,71 | 57,76 |

Para los domingos y días feriados se definen dos escalones que corresponden al semivalle y valle por estación (Cuadro E-4).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro E-4 – CMCP para domingo y feriados** | | | | |
| **Bloque Horario** | **Horas Comprendidas** | **Seca** | **Lluviosa** | **Promedio** |
| Semivalle | 11am – 1pm; y 6pm – 10pm | 58,99 | 59,41 | 59,21 |
| Valle | 0m – 11am; 1 pm – 6pm; y 10pm -12pm | 57,80 | 57,71 | 57,76 |

El costo marginal de potencia se presenta en el Cuadro E-5.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Costo Marginal de Potencia de Corto Plazo | US$/kW-año | 160,69 |
| Costo Marginal de Potencia de Corto Plazo | US$/kW-mes | 13,39 |
| Tasa de Cambio (Promedio Sept 15) | Lps/US$ | 21,13 |
| Costo Marginal de Potencia de Corto Plazo | Lps/kW-mes | 309,69 |

**Anexo F**

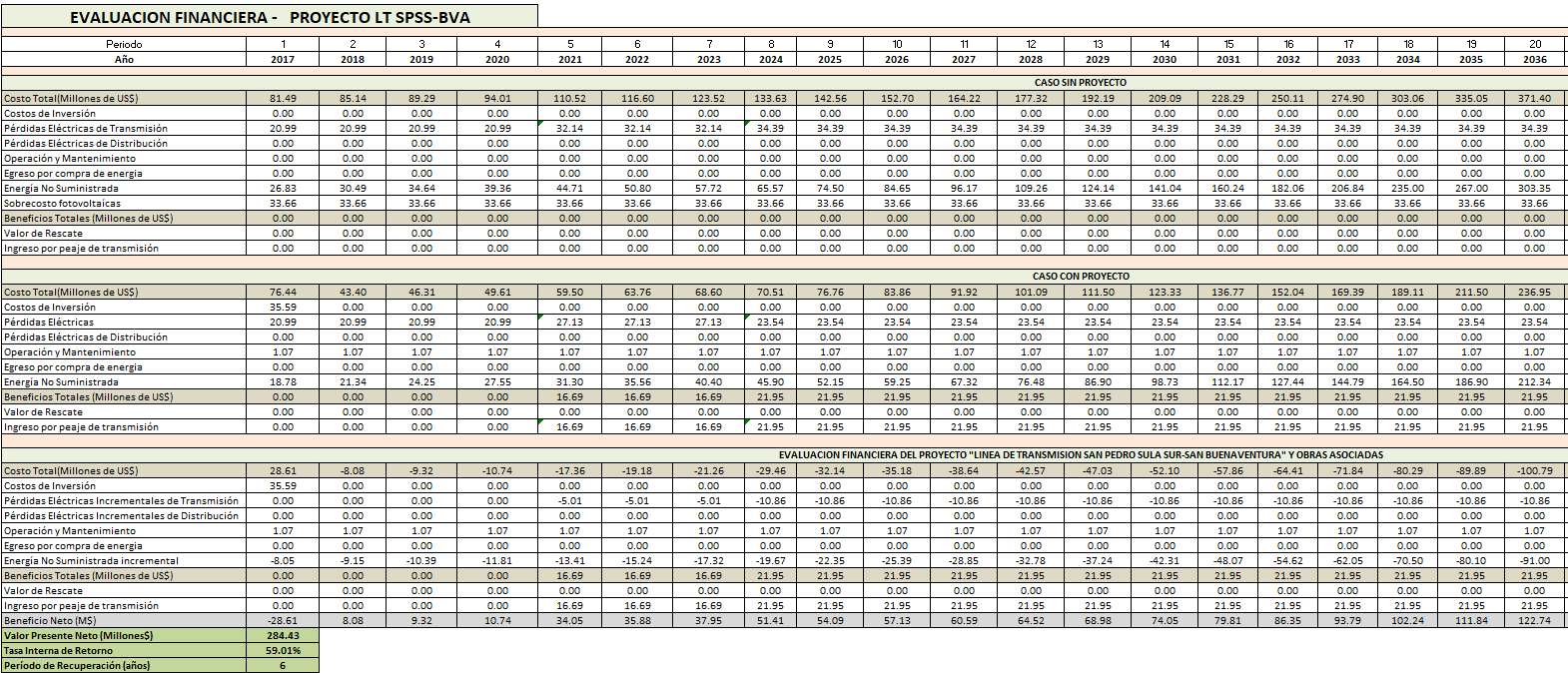
## Resumen de supuestos adoptados para la evaluación económica

1. Los proyectos que serán financiados están contenidos en el Plan de Expansión de la Transmisión de la ENEE, seleccionadas según los criterios técnicos, económicos y socioambientales y de elegibilidad establecidos para el programa.
2. Por tratarse de un programa de financiamiento del BID bajo la modalidad de Obras Múltiples, para la aprobación del financiamiento se debe contar con una muestra de proyectos identificados y evaluados que representen, como mínimo, el 30% del valor del financiamiento. La muestra evaluada representa el 31% del financiamiento contemplado.
3. Los costos y beneficios de los proyectos de la muestra son expresados en precios de mercado para la evaluación financiera.
4. Los costos y beneficios de los proyectos de la muestra, con precios de eficiencia, utilizando las Razones de Precio de Cuenta (RPC) para Honduras para la evaluación económica. Los RPC están incluidos en Anexo D.
5. Los flujos netos de los costos y beneficios se utilizaron para calcular el valor presente neto financiero (VPN) y el económico (VPNE), utilizando una tasa de descuento de referencia del 12% y un horizonte de 20 años.
6. Costos de la inversión. Se toman los valores de las inversiones de acuerdo con los estimados derivados del análisis de factibilidad realizado por la ENEE.
7. Costos de operación y mantenimiento (O&M) se estiman en un 3% de la inversión de acuerdo a la experiencia de ENEE y de empresas de electricidad en la región.
8. Para el cálculo del costo de transmisión de energía eléctrica en alta tensión se utilizó el Costo Unitario Monómico del Servicio de Transmisión en Alta Tensión con base en el pliego tarifario vigente: 0,3072L/kWh, o su equivalente 12,9321 US$/MWh (Anexo C) provisto por ENEE.
9. Se identifican como los principales beneficios específicos que aportan al logro de los objetivos: (i) reducción de pérdidas técnicas de electricidad; y (ii) mejora en la confiabilidad del servicio.
10. Para evaluar los beneficios por reducción de pérdidas, se realizó una estimación de las proyecciones de energía asociadas a los proyectos de la muestra. Se utilizó como herramienta de análisis de sistemas de potencia, el programa llamado “*DigSilent Power Factory*” empleado por ENEE de acuerdo con los siguientes criterios técnicos:
    * Las condiciones de demanda y generación son las que determinó la ENEE.
    * Escenarios de demanda y generación considerados: máxima, media y mínima del SIN en las estaciones “seca y húmeda”. La estación seca implica que las centrales hidroeléctricas tienen menor disponibilidad de generación y por lo tanto es necesario disponer de más generación térmica. En el Anexo B se incluyen las proyecciones de demanda aplicadas y los resultados obtenidos.
    * Los niveles de tensión en barras aceptados deben estar entre 0.95 y 1.05 pu, en condiciones normales de operación; y hasta 1.10 pu. en condiciones de emergencia.
    * Los niveles de carga máximos para los componentes de líneas y transformadores de transmisión y distribución no deben ser mayores al 100% de la capacidad de su límite térmico, en condiciones normales de operación; y hasta 110% en condiciones de emergencia.
    * A partir de 2024, el beneficio logrado de la reducción de pérdidas se mantiene constante en términos porcentuales.
11. ENEE llevó a cabo un estudio de Flujos de Potencia para determinar los posibles beneficios y problemas técnicos en el SIN que podrían ser producto de la entrada en operación del proyecto, bajo condiciones normales. Se obtuvieron los resultados proyectados de flujos de carga y despacho bajo condiciones de Alta, Media y Baja carga para 2017, 2021 y 2024 para el proyecto LT SBV-SPSS y obras asociadas; y 2017, 2021, 2024 y 2027 para para el proyecto “Laínez-Miraflores”. La base de datos completa está en ENEE.
12. Las proyecciones de demanda se estimaron con los costos marginales a nivel de bloque horario y por estaciones lluviosa y seca.
13. La demanda atendida con proyecto se incrementa de acuerdo al incremento en capacidad de transmisión.
14. Para la valoración de las pérdidas eléctricas se usó como referencia el valor promedio del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía Pura, actualizado a 2017 (60,44 US$/MWh). El cálculo se incluye en Anexo E. El nivel de pérdidas en distribución con el Proyecto LT Laínez-Miraflores se estima en 15%.
15. La reducción de energía de falla como resultado de la inversión en ampliación de la capacidad de transformación del sistema de distribución para atender el crecimiento de la demanda, se estimó en acuerdo con ENEE y el Banco, con base en un pronóstico conservador de reducción de ocurrencia de racionamientos de aproximadamente un 30%. Los valores iniciales usados corresponden a los valores de línea de base en la Matriz de Resultados del Programa.
16. Para el cálculo del costo de la energía eléctrica no suministrada se utilizó como costo de falla, el valor de Costo de la Energía No Suministrada (CENS) según lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE): El equivalente a diez veces el valor por kilovatio hora de la tarifa de baja tensión, monofásica, sin cargo por demanda, del primer día y primer mes del período de evaluación. En el análisis se asume que la energía de falla crece al doble del ritmo del crecimiento de la demanda. Así resulta un CENS de 1.657,50 US$/MWh.
17. Los refuerzos contemplados con la inversión evitarán el sobrecosto del despacho de energía fotovoltaica. En 2016 este sobrecosto fue de US$33,66 millones. El análisis incorpora este ahorro como beneficio que se derivaría del proyecto. Este ahorro representa el estímulo o incentivo para incorporar ERNC al sistema.
18. En el análisis de sensibilidad se usa como escenario del costo de la energía eléctrica no suministrada el estimado de US$ 500/MWh.
19. El costo unitario monómico del servicio general en baja tensión, sin incluir el costo unitario de comercialización es 3.937 Lempiras/MWh, calculado por ENEE.
20. Se realizó análisis de sensibilidad de los resultados de la evaluación económica ante variaciones adversas de: costos de la inversión, menores metas de reducción de pérdidas, menores costos de falla y mayor costo marginal de corto plazo, por considerase las variables más críticas que determinan los costos y beneficios de la inversión.

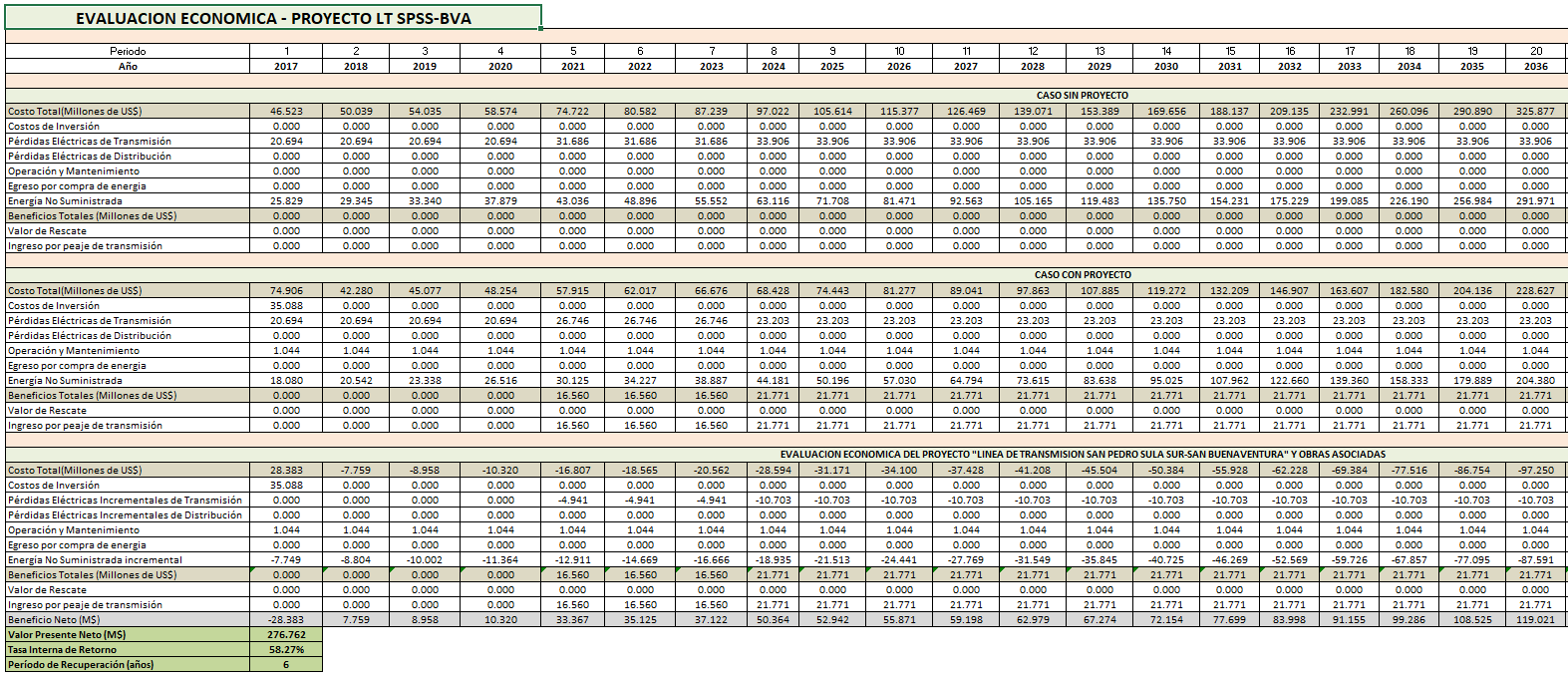
**Anexo G**

## Resumen de flujos financieros y económicos caso base

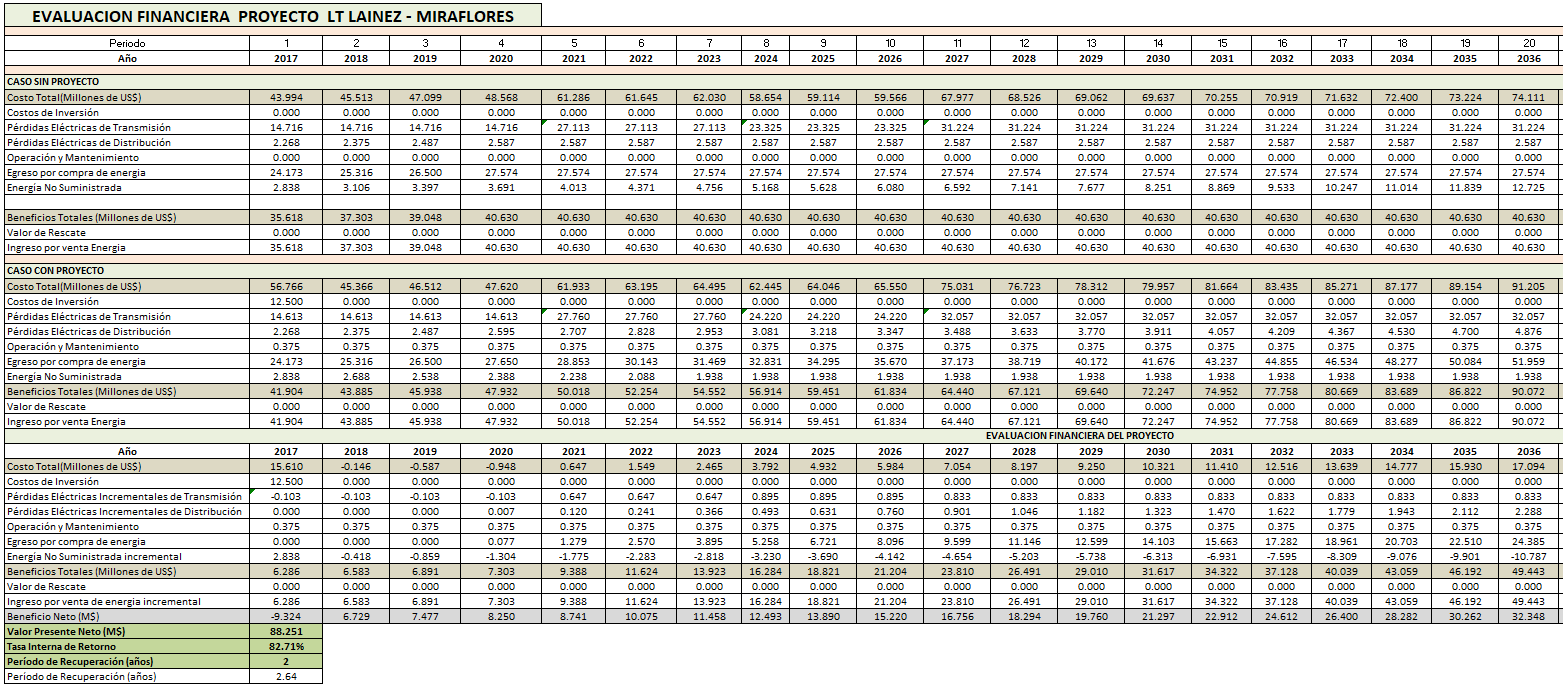
**Cuadro G-1**



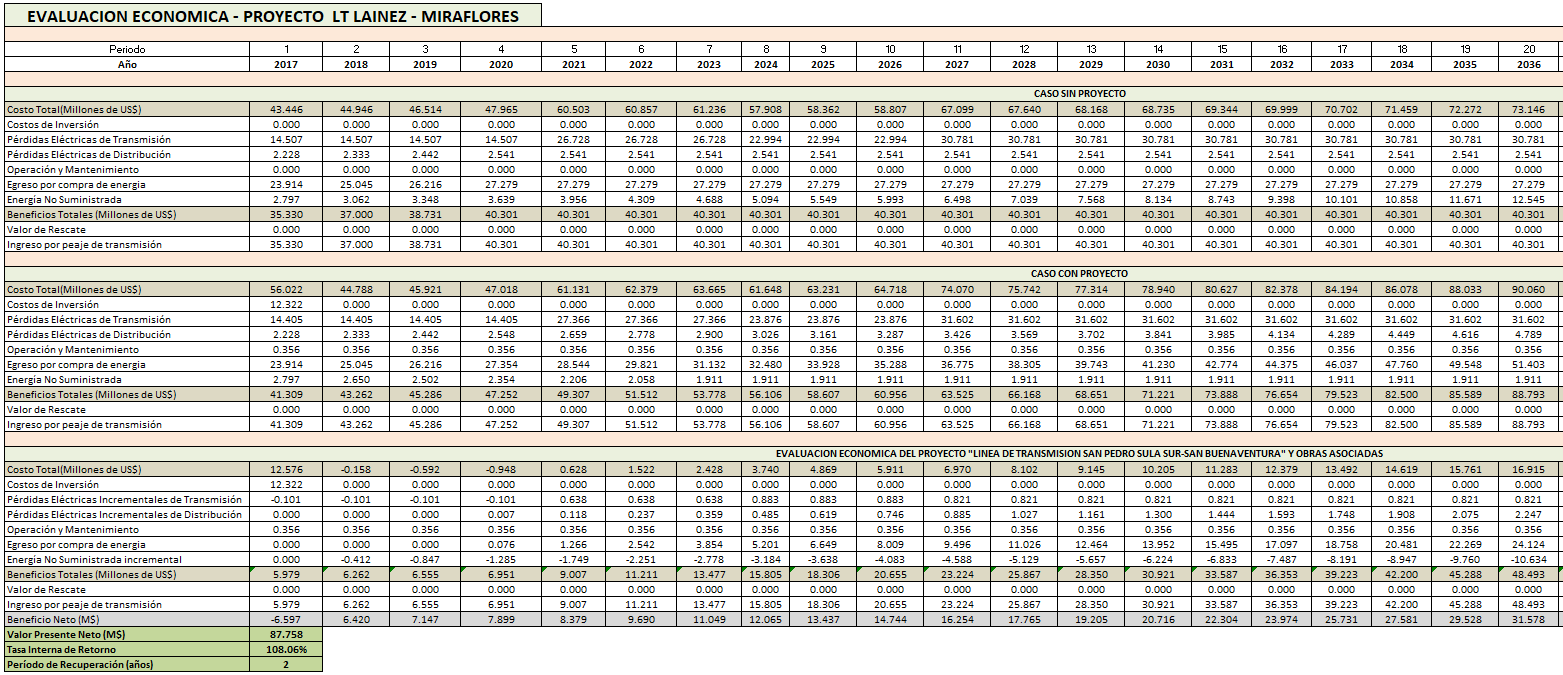
**Cuadro G-2**



**Cuadro G-3**



**Cuadro G-4**



1. La modalidad de programas de obras múltiples financia un portafolio de proyectos de características similares pero independientes entre sí, y que cumplan con los criterios de elegibilidad definidos para el programa, incluyendo criterios de calidad y confiabilidad, normalizados por ENEE. Para la aprobación del financiamiento se debe contar con una muestra de proyectos identificados y evaluados que representen, como mínimo, el 30% del valor del financiamiento. [↑](#footnote-ref-1)
2. La DMA depende directamente del Holding ENEE y presta servicios técnicos y especializados en evaluación ambiental y social a las empresas de Generación, Transmisión y Distribución de la ENEE. [↑](#footnote-ref-2)
3. Como parte del proceso de reforma la Secretaría de Energía incorpora en su organigrama una unidad de responsabilidad social y ambiental la cual dará lineamientos a los agentes del sector incluida la ENEE. [↑](#footnote-ref-3)
4. En Honduras se redujo en 41% la energía no suministrada, como resultado de las recientes inversiones en la SE La Entrada. [↑](#footnote-ref-4)
5. El costo de racionamiento de energía, también llamado "costo de falla", es el costo por kilowatt-hora pagado (o beneficio económico perdido), en promedio, por los usuarios cuando la energía no está disponible y tiene que ser generada con unidades de emergencia o no se consume, lo que representa costos económicos para los usuarios finales. Una definición alternativa es el precio que los usuarios estarían dispuestos a pagar por energía disponible. Los valores de referencia de dicho costo varían mucho en América Latina, debido principalmente al mercado y a diferencias metodológicas y normativas. Su cálculo varía según la región si está asociado al suministro de un determinado nivel de demanda. Por tal razón, algunos países tienen diferentes costos de racionamiento para cada segmento de la demanda (residencias, comercial, industrial), y otros en función del porcentaje de la demanda afectada por la escasez (por ejemplo, 5%, 10%, por encima del 20%), otros países utilizan valores individuales (como Brasil, calculado utilizando los costos de generación de una unidad de emergencia hidráulica y la valoración del agua en los embalses). [↑](#footnote-ref-5)
6. En el análisis de sensibilidad se utiliza US$ 500/MWh como costo de falla del 100% de la demanda, el cual se compara con el rango medio evaluado y aplicado en varios países de América Latina. En Chile el costo de falla es de aproximadamente US$552/MWh para racionamientos de más del 20% de la demanda. Para el mismo porcentaje de demanda, Uruguay utiliza US$2000/MWh; Colombia US$455/MWh para el segmento residencial y hasta US$1877/MWh para el industrial y comercial mediano. Perú utiliza US$746/MWh, República Dominicana US$$167.8/MWh y Brasil US$270/MWh. [↑](#footnote-ref-6)
7. Fuente: "Balanza de Pagos de Honduras", BCH, 2014. Con valores para X y M expresados en dólares americanos. [↑](#footnote-ref-7)
8. Fuente: "Liquidación del Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la República, Ejercicio Fiscal 2013", Secretaría de Finanzas, marzo de 2014. Con valores para los impuestos a las importaciones, TM, liquidados en Lempiras y expresados en dólares americanos con una tasa de cambio de L 20.5/US$. Este informe no registra impuestos liquidados para las exportaciones, TX. [↑](#footnote-ref-8)
9. Estimados con 260 días laborables anuales totales y remuneración adicional anual de 30 días por aguinaldo, 30 días por decimocuarto mes, 41 días por vacaciones y bonificación (bajo el supuesto de una antigüedad promedio de 3 años de los trabajadores no calificados) y 12.35% de aporte de ENEE al fondo de prestaciones sociales. [↑](#footnote-ref-9)
10. Esta estructura corresponde a una situación típica de una empresa eficiente y con elevada composición de energía térmica producida a partir de combustibles fósiles. [↑](#footnote-ref-10)