Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**Honduras**

**Programa de electrificación rural en lugares aislados**

**HO-G1247**

**Evaluación Económica**

Este documento fue preparado por: Nancy Jesurun-Clements (Consultora); y Carlos Jácome (ENE/CHO).

Índice

I. Descripción del Programa - 1 -

A. Antecedentes - 1 -

B. Características de la población objetivo - 1 -

C. Justificación de la intervención - 4 -

D. Estrategia y Descripción del Programa - 6 -

E. Indicadores Clave de Resultados - 9 -

II. Evaluación Económica del Programa - 10 -

A. Metodología - 10 -

B. Identificación de beneficiarios. - 10 -

C. Análisis Costo - Efectividad - 11 -

D. Análisis Financiero - 14 -

E. Análisis de Sensibilidad - 14 -

III. Conclusiones y Recomendaciones - 16 -

IV. ANEXOS 17

A. Flujo de Caja del Proyecto Guanaja 17

B. Flujo de Caja de Proyecto Brus Laguna 18

C. Flujo de Caja Proyecto Choluteca 19

|  |  |
| --- | --- |
| **Abreviaturas** | |
| ACE | Análisis Costo-Efectividad |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CIF | *Climate Investment Fund* (Fondo Estratégico sobre el Clima) |
| ENEE | Empresa Nacional de Energía Eléctrica |
| ER | Energía Renovable |
| ERNC | Energía Renovable No Convencional |
| FOSODE | Fondo Social de Desarrollo Eléctrico |
| Gobierno | El Gobierno de Honduras |
| LCOE | *Levelized Cost of Energy* |
| LGIE | Ley General de la Industria Eléctrica |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| SREP | *Scaling Up Renewable Energy Program (*Programa de Impulso a las Estrategias Renovables en Países de Bajos*)* |
| TIR | Tasa Interna de Retorno |
| TIRE | Tasa Interna de Retorno Económico |
| VPN | Valor Presente Neto |
| VPNE | Valor Presente Neto Económico |

1. Descripción del Programa

A. Antecedentes

* 1. **Acceso a energía en Honduras**. El último reporte de cobertura del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)[[1]](#footnote-2), ubica a Honduras como el segundo país de América Latina y el Caribe con menor cobertura eléctrica y el cuarto en el uso de leña para cocción[[2]](#footnote-3). El índice de cobertura de la ENEE en 2015 es de 74% a nivel nacional[[3]](#footnote-4). Este índice reporta una fuerte disparidad a nivel nacional. La población rural del país, estimada en 46%, tiene un índice promedio de cobertura de 64,4%, frente a 81,3% en zonas urbanas. Los departamentos con menor cobertura eléctrica son: Santa Bárbara, Lempira, La Paz, Choluteca, Olancho, con coberturas entre el 50% y 70%, y Gracias a Dios, que forma parte de La Mosquitia[[4]](#footnote-5), con cobertura del 45% atendida mediante sistemas aislados. Estos departamentos concentran municipios con altos niveles de pobreza y migración. La ENEE estima que para alcanzar un nivel universal de cobertura se tendría que invertir a nivel nacional, aproximadamente US$712,5 millones, considerando una tasa de crecimiento anual de inversión del 4%[[5]](#footnote-6).
  2. De acuerdo a reportes de la ENEE el no incremento de la cobertura se debe a que no existe viabilidad económica para extender la red por largas distancias desde el último punto de la red hacia las comunidades que no poseen servicio eléctrico; así como el grado de aislamiento, complejidad topográfica y elevado nivel de dispersión de viviendas en comunidades sin servicio de electricidad. Esto sumado a la frágil situación financiera de la ENEE, los problemas fiscales en el país y la falta de planificación para la expansión de la cobertura han provocado que no se hallan desarrollado programas de inversión para el incremento de cobertura.

B. Características de la población objetivo

* 1. **Metodología para la selección del territorio de intervención.** Sobre la base de la aplicación de una metodología de selección multicriterio, empleando criterios de pobreza, limitado acceso de electricidad, elevados costos de suministro de energía, estudios elaborados para desarrollo de proyectos, oportunidades de emprendimientos del sector privado, ausencia de cooperantes, colaboración de organizaciones locales, presencia del Banco en el territorio por ejecución de operaciones y la disponibilidad de recursos, se seleccionaron municipios de los Departamentos de Gracias a Dios, Islas de la Bahía y Choluteca.
  2. Gracias a Dios es el segundo departamento más grande del país, dominado por territorios selváticos, accesible únicamente por vía aérea. Las principales actividades económicas son la agricultura, pesca, administración pública y comercio. Reporta cobertura del 45.2%, atendida en su totalidad mediante sistemas aislados. Posee una diversidad étnica, destacándose los grupos Miskitos y Petch. La región posee un patrimonio ecológico constituido de ecosistemas tropicales, con abundantes llanuras, valles y planicies, ríos caudalosos, un sistema lagunar de gran diversidad biológica e intrincada red de humedales. El Departamento Gracias a Dios reporta los niveles más altos de pobreza y condiciones de vulnerabilidad de Honduras. Se estima que más del 69% de su población vive debajo de la línea de pobreza y 40% en extrema pobreza, ocupa el penúltimo lugar de clasificación de los 18 departamentos en el Índice de Desarrollo Humano (IDH) del país y reporta serios problemas de seguridad ciudadana. De acuerdo al Censo 2013, la población del departamento era de 94,450 habitantes, distribuidos en los municipios de Puerto Lempira (47.528), Bruss Laguna (12.719), Awas (3979), Villeda Morales (10.313), Wampusirpi (5.746).
  3. Brus Laguna es la cabecera municipal del municipio del mismo nombre en Gracias a Dios. La densidad poblacional es de 5 Habitantes / Km2. La economía del municipio se basa en el sector pesquero y la producción agrícola. Existen más de 200 pescadores artesanales de quienes dependen para su sostenimiento 7.250 personas aproximadamente. La mayor parte no poseen equipos adecuados para aprovechar los recursos de las lagunas Rapa, Zakatá y Bismuta, que forman parte de este municipio. La pesca de langosta practicada por los buzos Miskitos en el mar Caribe es la más importante en cuanto al valor del recurso. En la actividad agrícola se destacan las plantaciones de cocos y bananas. La actividad turística representa un sector considerable gracias a la creciente popularidad que ha adquirido como destino de aventura o ecoturismo, debido a la exuberante vegetación, y a la gran variedad de fauna silvestre que habita la zona. La extracción de madera también es una actividad económica de la región. La población económicamente activa es 4.435 personas, con un índice de ingreso per cápita anual en dólares americanos de $1.090,61
  4. Debido a su nivel de aislamiento geográfico y pobreza, existen grandes carencias de dotación de servicios públicos. En Brus Laguna, con una población en su mayoría Miskito (98%) no existen empresas públicas o privadas para el suministro de electricidad. No se cuenta con energía eléctrica central. La Alcaldía Municipal proporcionaba energía a través de un motor generador que en estos momentos se encuentra en mal estado, razón por la cual la producción de energía se realiza a nivel residencial individual, con motores alimentados por derivados de petróleo. Para acceder a Brus Laguna se debe movilizar vía fluvial desde Puerto Lempira (2 horas), cabecera cantonal del departamento y único sitio que cuenta con electricidad provista por empresas privadas, a un precio de venta al cliente residencial de US¢65/kWh[[6]](#footnote-7), bastante mayor al promedio nacional de US¢14/kWh. Debido a la delicada situación económica, gran parte de su población no puede acceder al servicio, lo cual limita al desarrollo social y de actividades productivas como la pesca.
  5. Islas de la Bahía es el segundo lugar del país con elevados precios de electricidad. El precio promedio de las empresas que suministran electricidad varía entre US¢40/kWh a US¢50/kWh. Las Islas son el principal atractivo turístico del país, debido a su rico ecosistema terrestre y su aún más importante ecosistema marino, por formar parte del segundo arrecife de coral más grande del mundo. La población total es de 43,575 habitantes y de acuerdo al Censo 2013, la zona con más alto crecimiento demográfico a nivel nacional, producto de mejores oportunidades laborales y de una mejor situación de seguridad. Los elevados costos y calidad en el suministro eléctrico afectan al desarrollo turístico de las Islas como lo reporta el informe de diagnóstico del sector turístico en Honduras[[7]](#footnote-8); impactan en servicios básicos como el suministro de agua potable y tratamiento de aguas residuales, los cuales emplean energía para su procesamiento. Los elevados costos de energía en la potabilización y tratamiento de aguas residuales son afrontados por municipalidades que han reducido o suspendido la operación de sus plantas de tratamiento, afectando directamente a la población, cuerpos de agua y al arrecife de coral, principal atractivo turístico de Islas de la Bahía.
  6. La Isla Guanaja, es la segunda isla más poblada de Islas de la Bahía, con 5.445 habitantes, de los cuales el 63% son afrodescendientes de habla inglesa. Concentra gran parte de la población, con limitados ingresos económicos, en el cayo Bonaca. Guanaja tiene una cobertura eléctrica de 79%. El servicio de energía eléctrica es proporcionado por la empresa privada Bonnaca Electric Company (Belco). La empresa cobra 11,00 Lempiras el kilovatio, 5 veces más que en tierra continental, a pesar de que el combustible está subsidiado.
  7. La principal actividad económica de la isla es la pesca, seguida del comercio, construcción y finalmente el turismo. Se dedican también al comercio de productos alimenticios y todo tipo de mercadería que transportan desde tierra firme. Actualmente la pesca está siendo rápidamente reemplazada por el turismo como la industria más importante. La mayoría de los hombres en capacidad para trabajar de la Comunidad de Guanaja se dedican a la pesca. Una minoría se dedica a otras ocupaciones como: la agricultura y crianza de cierto tipo de ganado vacuno, equino y porcino, albañiles, carpinteros, fontaneros, mecánicos. Es la isla con menor actividad turística, pero con elevado potencial de desarrollo debido a su escenario paisajístico y recursos naturales disponibles. La isla fue severamente afectada por el huracán Mitch en 1998, lo cual deprimió su desarrollo económico. Guanaja es la única isla que posee fuentes de agua dulce, pero tiene serios problemas en su distribución, al igual que en el tratamiento de aguas residuales por los elevados costos de energía. La isla reporta elevados costos de suministro eléctrico y cuenta con un operador privado que produce electricidad con motores a combustión a diésel.
  8. Departamento de Choluteca. Los Municipios de El Corpus (24.645 hab.) y Concepción de María (26.874 hab.) son caracterizados como rurales, teniendo asentamientos muy dispersos geográficamente. Los municipios forman parte del corredor seco. La principal actividad económica es la agricultura. Son municipios que reportan elevados niveles de pobreza y migración. A pesar de que el SIN llega al departamento, las redes de distribución no se han extendido debido a su alto costo por la gran dispersión de caseríos y viviendas. La cobertura eléctrica del Municipio de El Corpus es 41% y de Concepción de María es 43%.
  9. El Corpus cuenta con una extensión territorial de 233,9 km2 y una población aproximada de 21.874 habitantes. Su economía se basa en la actividad minera, especialmente aurífera, así como en la actividad agrícola, en donde se destacan las moliendas dedicadas a la producción de dulce de caña, comúnmente conocido como dulce de rapadura. Sus principales cultivos además de la caña de azúcar son los granos básicos, café, aguacate, naranja, piña, soya, papas, tubérculos. En cuanto a la ganadería, se desarrolla la avícola, bovina, porcina, equina.
  10. Concepción de María tiene una extensión territorial de 151,4 km2 y cuenta con una población de 24.393 habitantes. La economía del municipio se basa en la agricultura, con el cultivo de granos básicos, (maíz, maicillo, frijoles, etc.), yuca, camote, chile dulce, y chile jalapeño. La población tiene poco acceso a empleo formal con el Estado y el mayor empleador a nivel local es la Municipalidad. El índice de pobreza del municipio es de 47.3% con un alto grado de necesidades básicas insatisfechas.

C. Justificación de la intervención

* 1. **Relación entre pobreza y bienestar y el acceso a la electricidad**. El vínculo entre pobreza y bienestar y el acceso a la electricidad es reconocido ampliamente[[8]](#footnote-9). Una evaluación de impacto realizada en Etiopía[[9]](#footnote-10), concluye que el acceso de la electricidad tiene un efecto significativo sobre la probabilidad de los hogares de convertirse en no pobres. Khandker et al[[10]](#footnote-11), concluye que la electrificación puede elevar los ingresos y gastos de los hogares hasta en 28% y 23%, respectivamente. Barron y Torero[[11]](#footnote-12) (2014) encuentran que los adultos hombres reducen tiempo dedicado al ocio y el trabajo agrícola, al tiempo que aumentan su dedicación a otras actividades laborales, lo que se refleja en mayores ingresos. Dynkelman (2010)[[12]](#footnote-13), concluye que la electrificación incrementó la tasa de empleo de las mujeres en 9,5%, en un periodo de 5 años en Sudáfrica. Un estudio llevado a cabo en Bangladesh por Abul Barkat et al[[13]](#footnote-14) (2002) muestra impactos positivos en el empleo, en especial para las mujeres. Este encontró que durante los años 1997-2002, el crecimiento global del empleo en las industrias electrificadas fue del 52,8%, con 41% para los hombres y 121% para las mujeres, mientras que el crecimiento total del empleo en las industrias no electrificadas fue 28,6%, con 16,2% para los hombres y 56,3% para las mujeres. En el reporte conjunto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), sobre los beneficios del acceso sostenible de energía en América Latina y el Caribe, se reportan resultados de la evaluación de impacto del proyecto iluminando una via al desarrollo en la comunidad de Waspam al norte del Caribe de Nicaragua. Se destaca mejoras en la educación, salud y alimentación por el proyecto de electrificación.
  2. En relación a los usos productivos, un análisis de la electrificación del Brasil entre 1960 y 2000, estimó que un aumento de la cobertura eléctrica en 10%, incrementa la productividad agrícola (a través de riego) en 9,8%. A su vez, la mayor productividad tiene efectos positivos sobre la deforestación[[14]](#footnote-15). Kirubi et al[[15]](#footnote-16), muestran que el acceso a la electricidad resulta en una mejora significativa de la productividad por trabajador en pequeñas industrias rurales (100-200%) y en un crecimiento correspondiente en el nivel de ingresos del orden de 20-70%, dependiendo del producto elaborado.
  3. **El rol del Gobierno**. La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) de 2014, crea el Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE), administrado por la ENEE para financiar los estudios y las obras de electrificación que sean de interés social. El Fondo se financia con un aporte de las empresas distribuidoras igual al uno por ciento (1%) de las ventas a usuarios finales. Este aporte se traslada a los usuarios en la factura mensual. Como complemento al Fondo, el Gobierno Central consignará en el Presupuesto General de Ingresos y Egresos de cada año fiscal una partida de quince millones de lempiras (Art. 24).
  4. El Programa Nacional de Electrificación Rural y Social forma parte de la estrategia del Gobierno para reducir la pobreza, elevar la calidad de vida de los sectores rurales, e integrarlos al proceso de desarrollo económico y social del país. Sus objetivos específicos apuntan a solucionar las carencias de electricidad y/o a mejorar la calidad del abastecimiento energético de viviendas y centros comunitarios en el medio rural y social, disminuyendo así los incentivos para la migración de familias campesinas a zonas urbanas, fomentando el desarrollo productivo, y mejorando la calidad de vida y las oportunidades de acceso a la educación y la salud de estas familias.
  5. Para cumplir estos objetivos, el Gobierno se ha comprometido a alcanzar una cobertura de 75% de las viviendas rurales electrificadas a nivel nacional y mejorar la calidad del abastecimiento de energía en las comunidades aisladas, fomentando el uso de las energías renovables no convencionales (ERNC).
  6. En las zonas rurales aisladas del SIN, el Estado cumple un rol subsidiario para atender las viviendas que no están conectadas a la red, pues dados los altos costos de inversión, no le es rentable a una distribuidora privada, atender zonas con baja concentración de viviendas, requiriéndose la intervención financiera del sector público para hacer viable la inversión. El Gobierno, con la ENEE, viene realizando importantes esfuerzos para impulsar la electrificación del país. Si bien existen varias iniciativas de electrificación rural, la incorporación de regiones como Islas de la Bahía y la Mosquitia y territorios como los seleccionados en Choluteca, es desalentada por el difícil acceso y elevados costos logísticos. En estas zonas, el servicio eléctrico puede proveerse a través de sistemas eléctricos aislados con capacidad instalada de generación inferior o igual a 1 MW.

D. Estrategia y Descripción del Programa

* 1. **Estrategia del programa**. Para dar respuesta a los desafíos de acceso de electrificación del país, la ENEE, con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (Banco), analizó diferentes alternativas de tecnología con demostrada viabilidad en zonas rurales más remotas, sobre la base de resultados de la evaluación del recurso renovable en Islas de la Bahía y otras zonas alejadas.
  2. Se concluyó que las soluciones de generación con fuentes renovables (fotovoltaicas), incorporando sistema de almacenamiento y distribución en micro-redes, son las más adecuadas en términos de costos de inversión y operación y de viabilidad técnica para instalación en localidades de difícil acceso. Dada la limitante en recursos disponibles bajo este programa, con base en criterios socioeconómicos, tales como niveles de pobreza, acceso a servicio eléctrico, y costos de suministro de energía, se seleccionaron localidades en los de los Departamentos de Gracias a Dios, Islas de la Bahía y Choluteca. Concretamente, se aplicaron los siguientes criterios de selección de comunidades beneficiarias:
* Lugares aislados del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) de la ENEE donde no llegará en los próximos diez años.
* Costo de electrificación elevado.
* Participación del BID con Cooperaciones técnicas en los territorios donde existe un trabajo previo de desarrollo de capacidades y gobernabilidad. (Cooperación técnica de evaluación de recurso renovable en Islas de la Bahía y Proyecto MiPesca lo cual ha permitido fortalecer las relaciones con los actores más importantes y la gobernabilidad y se cuenta con una buena caracterización socioeconómica del lugar.
* Potencial de desarrollo productivo de zonas deprimidas económicamente donde la energía eléctrica es clave para el desarrollo productivo.
* Minimización de riesgos sociales con grupos indígenas.
* Se encuentran bajo el Índice de extrema pobreza
* No existe participación de otros donantes
  1. Con base en estos criterios, se seleccionaron como beneficiarios del programa, los siguientes municipios: (1) Isla Guanaja en Islas de la Bahía; (2) Bruss Laguna en Gracias a Dios; (3) Concepción de María y (4) El Corpus en Choluteca, Golfo de Fonseca.
  2. El programa reconoce que la provisión de electricidad mediante ERNC en zonas aisladas, sobre todo las de tipo individual que no cuentan con una empresa que administre, opere y mantenga el sistema eléctrico, presenta dificultades para su gestión, pues no existe una institucionalidad que la regule. El programa pone especial atención a asegurar la adopción de modelos de gestión conducentes a la sostenibilidad financiera y operativa de los sistemas que se implementarán, para la operación, mantenimiento, administración, capitación, y organización comunitaria.
  3. **Objetivo general.** El objetivo general del programa es apoyar al incremento de la cobertura eléctrica en Honduras, mediante la implementación de proyectos de generación de energía renovable descentralizada y distribuida en micro-redes. Los objetivos específicos son: (i) incremento al acceso de electricidad a poblaciones que no cuentan con el servicio; (ii) reducir el costo de la energía eléctrica a poblaciones que cuentan con suministro eléctrico basado en micro-redes con generación diésel; y (iii) desarrollar capacidades institucionales del sector para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de estos proyectos.
  4. **Componente 1. Desarrollo de sistemas de generación eléctrica en lugares rurales aislados del sistema interconectado (US$5,73 millones).** Se financiarán sistemas de generación con energía renovable distribuida con micro-redes, en Brus Laguna y Guanaja por US$5.3 millones; y sistemas fotovoltaicos domiciliarios en El Corpus y Concepción de María por US$0.43 millones. Las actividades incluyen diseño definitivo, construcción y supervisión de los proyectos. Los proyectos a financiar son:
  5. **Sistemas aislados de generación fotovoltaica distribuida en micro-redes**. Se contempla la ejecución de dos proyectos con esta tecnología (Isla Guanaja y Brus Laguna), cada uno de los cuales involucra, como mínimo: la instalación de una Central Fotovoltaica que ocupará una superficie aproximada de 3 manzanas (2,1 Ha.), superficie cubierta por estructuras fotovoltaicas, rodeada de un camino perimetral y caminos interiores; edificios de inversores que darán servicios a los módulos fotovoltaicos; cableado; 3 contenedores con un área de 50,1 m2 cada uno, para oficina, taller, y almacén de combustible; área para disposición de residuos; sistema de monitorización, incluyendo un sistema de adquisición de datos (SCADA) que permitirá monitorizar de manera remota la Central Fotovoltaica a través de internet. En Brus Laguna se contará con un vallado de seguridad perimetral y puerta de acceso.
  6. Brus Laguna. Instalación de un sistema aislado con capacidad de incorporar 0,52 MW de energía fotovoltaica, a través de la captación de la radiación solar utilizando alrededor de 3.000 módulos fotovoltaicos con una capacidad de 300 W, beneficiando directamente a más de 2.270 habitantes, en su mayoría pescadores del Municipio de Brus Laguna. El proyecto tiene un presupuesto estimado de US$2.550.000. Este Proyecto generará el 60% de la energía eléctrica necesaria para la carga total del municipio y no se equipará el sistema de distribución actual.
  7. Isla Guanaja (Islas de la Bahía). Instalación de un sistema aislado con capacidad de incorporar 0,62 MW de energía fotovoltaica, beneficiando directamente a más de 1.195 habitantes del Municipio de Guanaja, cuya población total es de 5.445 habitantes. El proyecto tiene un presupuesto estimado de US$2,7 millones.
  8. De estos proyectos se espera lograr:
  + Generación de 0,52 MW (Brus Laguna) + 0,62 MW (Isla Guanaja) de energía eléctrica fotovoltaica.
  + Promoción del desarrollo socioeconómico bajando los costos de la energía eléctrica
  + Mejoramiento a la red de distribución
  + Aumento de cobertura eléctrica
  + Sostenibilidad de la inversión
  + Participación del sector privado
  + Promoción de la conservación del medio ambiente.
  + Promoción de participación de mujeres
  + Generación de mano de obra
  1. **Sistemas aislados individuales en comunidades rurales.** Se contempla la instalación de sistemas fotovoltaicos individuales en dos localidades en el Departamento de Choluteca: los municipios de El Corpus y Concepción de María. El objetivo de estos proyectos es dotar de una fuente alternativa de energía eléctrica capaz de cubrir la demanda insatisfecha de 650 familias en extrema pobreza. Se prevé la instalación de 300 soluciones individuales en El Corpus y 350 soluciones en Concepción de María. Para cada vivienda se incluye la instalación un sistema solar fotovoltaico básico de 70 watts, batería de 12 voltios y controlador 12/24, inversor de hasta 450 watts para cuatro focos LED de 5 watts los cuales garantizan 4.5 horas para iluminación y para utilización de equipos electrónicos como TVs, celulares, DVDs. Los dos proyectos tienen un presupuesto total estimado de US$430.000. De estos proyectos se espera lograr:
  + Generación eléctrica de 70 W por vivienda
  + Levantamiento de una línea base con los beneficiarios en las comunidades seleccionadas.
  + Socialización del proyecto con las municipalidades
  + Firma de un convenio de cumplimiento de tareas con las Municipalidades/ FOSODE, para asegurar la sostenibilidad del proyecto.
  + Plan de Capacitaciones para garantizar el buen uso de los sistemas solares.
  1. **Componente 2: Fortalecimiento de las capacidades de gestión. (US$0,43 millones).** Se llevarán a cabo consultorías especializadas, talleres y programas de capacitación e intercambio de experiencias encaminadas a: (i) fomentar la participación comunitaria, en particular de mujeres, en la construcción, y O&M de los proyectos; (ii) identificar e incentivar la participación de empresas privadas en distribución y comercialización de energía; y (iii) fortalecer la capacidad operativa y financiera del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE) para la gestión y desarrollo de proyectos de electrificación rural a través del diseño, construcción y supervisión de micro redes. Se financiará la dotación de herramientas especializadas para el diseño, supervisión y evaluación de experiencias de electrificación rural y capacitación en idiomas locales.
  2. **Administración y evaluación (US$0,26 millones).** Se financiará la contratación de consultorías para el desarrollo de actividades de supervisión, evaluación y auditoría del programa.
  3. Los costos asociados a estas actividades se detallan en el Cuadro 1.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Cuadro 1. Costo Total del Programa** | | |
| **Componente** | | **US$** | |
| **Componente 1. Desarrollo de sistemas de generación eléctrica en lugares rurales aislados** | |  | **5.730.000** |
|  | Brus Laguna (0,60 MW) en micro-red | 2.750.000 |  |
|  | Isla Guanaja (0,75 MW) en micro-red | 2.550.000 |  |
|  | El Corpus y Concepción de María (0,07 MW c/u) con sistemas FV domiciliarios individuales | 430.000 |  |
| **Componente 2. Fortalecimiento capacidades de gestión** | |  | **430.000** |
| **Administración, evaluación y auditoría** | |  | **260.000** |
|  | **Total** |  | **6.420.000** |

E. Indicadores Clave de Resultados

* 1. El logro de los objetivos del programa se medirá tomando como referencia los indicadores y metas que se presentan en la Matriz de Resultados.

|  |  |
| --- | --- |
| **Cuadro 2. Resultados Esperados e Indicadores** | |
| **Impacto** | **Indicador** |
| Acceso de electricidad a nivel nacional | Cobertura eléctrica |
| Factor de emisión de CO2 ponderado del sistema eléctrico | Emisiones de CO2 por unidad de energía producida |
| **Resultados** | **Indicador** |
| Cobertura de energía incrementada | Hogares beneficiados por generación eléctrica con energía renovable en Guanaja |
| Hogares beneficiados por generación eléctrica con energía renovable en Brus Laguna |
| Hogares beneficiados por generación eléctrica con energía renovable en El Corpus |
| Hogares beneficiados por generación eléctrica con energía renovable en Concepción de María |
| Mejora de la sostenibilidad técnica, económica y social de sistemas de electrificación en lugares aislados | Energía anual facturada por consumo de los usuarios beneficiados por el programa |
| Energía anual facturada por consumo de los usuarios beneficiados por el programa en Brus Laguna |
| Gasto en electricidad a nivel residencial en Guanaja |
| Gasto en electricidad a nivel residencial en Brus Laguna |
| Gasto de energía a nivel residencial en El Corpus y Concepción de María |
| Capacidades de la ENEE para la gestión de proyectos de electrificación rural mejorada[[16]](#footnote-17) | Plan de acceso de energía a nivel nacional incorporando el desarrollo de micro-redes |

* 1. **Beneficiarios.** Serán beneficiarios directos del programa los habitantes de las cuatro poblaciones intervenidas que se encuentran sin servicio eléctrico, quienes tendrán acceso a energía a menores precios que las alternativas energéticas a las que tiene acceso actualmente y cuya distribución se presenta en el Cuadro 3 (¶2.4). Como resultados del proyecto se espera: (i) suministro de electricidad a 4.115 nuevos hogares que representan aproximadamente 20.367 personas; (ii) reducción del costo de producción de energía eléctrica a niveles que permitan fomentar el desarrollo socioeconómico competitivo en los lugares intervenidos; (iii) generación de empleo fomentando equidad de género y participación del sector privado; (iv) capacidad en la ENEE para el desarrollo de micro-redes y su réplica en otros territorios a nivel nacional.

1. Evaluación Económica del Programa

A. Metodología

* 1. El objetivo de las inversiones del programa es promover el acceso a energía en lugares rurales aislados, mediante el uso de ERNC, con criterios de sostenibilidad. La justificación de la provisión del servicio eléctrico se basa en la premisa, documentada en el capítulo anterior, de la certeza de que el acceso a energía produce beneficios económicos y sociales que directamente mejoran la calidad de vida de la población beneficiaria. Considerando adicionalmente, que la política pública vigente en Honduras ha definido la necesidad de proveer el servicio a estas zonas y que la prestación del servicio busca contar con las mejores soluciones costo-eficientes, la metodología de evaluación seguida es la del Análisis Costo-Efectividad (ACE), el cual se basa en la información disponible sobre costos de suministro por kWh en las áreas delimitadas.
  2. El ACE asume que los beneficios son conocidos y deseados por la sociedad, por lo que no se calcula su valor monetario. Bajo el supuesto de que la localidad considerada cuenta con los recursos energéticos necesarios para que la alternativa ERNC sea técnicamente viable (solar), la provisión del servicio por medio de esta opción debe ser justificada como la solución de menor costo, frente a otras alternativas disponibles. El objetivo de este enfoque es comparar alternativas que permitan obtener el beneficio buscado, para identificar la solución que permita obtenerlo, utilizando la menor cantidad de recursos. Para ello, se debe realizar una completa identificación, cuantificación y valoración de los costos asociados al proyecto, para realizar posteriormente una comparación de alternativas de solución tales como: conexión en red, generación aislada con diésel, solución con sistemas fotovoltaicos (FV individuales), sistemas FV comunitarios con distribución en micro-red, y otras consideradas viables en la zona de influencia, en busca de la solución de mínimo costo unitario por vivienda o por unidad de consumo.
  3. Si el costo de inversión en red por vivienda es menor al de referencia por región, la decisión es la ejecución del proyecto de extensión de la red. En cambio, si el costo de inversión por vivienda (se incluye costo de instalaciones interiores, empalme e impuestos) es superior al costo de referencia, se plantean alternativas de solución adicionales, tanto del tipo colectivas como individuales. Sobre este conjunto de alternativas, la selección de realizará aplicando el enfoque costo-eficiencia, incluyendo en esta comparación la extensión de red.

B. Identificación de beneficiarios.

* 1. Serán beneficiarios directos del programa los habitantes de las cuatro poblaciones intervenidas que se encuentran sin servicio eléctrico, quienes tendrán acceso a energía a menores precios que las alternativas energéticas a las que tiene acceso actualmente (velas, baterías, leña, lámparas de kerosene, diésel, etc.). La población meta de la intervención se incluye en el Cuadro II-1.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Cuadro 3 - Beneficiarios meta de la intervención** | | | |  |
| **Departamento** | **Municipio** | **# de viviendas** | **Población beneficiada** | **Costo por usuario**  **(US$)** |
| **Islas de la Bahía** | Guanaja | 1.195 | 4.398 | 2.301 |
| **Gracias a Dios** | Brus Laguna | 2.270 | 12.719 | 1.123 |
| **Choluteca** | Concepción  de María | 350 | 2.000 | 650 |
| **Choluteca** | El Corpus | 300 | 1.750 | 650 |
| **Total** | | **4.115** | **20.867** |  |

C. Análisis Costo - Efectividad

* 1. Con base en los estimados de ENEE de los costos de electrificación bajo diferentes tecnologías en zonas aisladas en Honduras, se obtuvo el costo unitario promedio por kWh de las soluciones. De acuerdo con cálculos de FOSODE/ENEE, el promedio del costo unitario de electrificación mediante red está por encima de US$8.000 para las localidades continentales. Para las localidades insulares no se considera técnicamente viable esta solución. Por tanto, la opción de cobertura por medio de extensión de la red del SIN fue descartada por ser la de mayor costo.
  2. **Consideraciones – Supuestos**. Para la determinación de los costos unitarios de cada alternativa se utilizaron los siguientes considerandos.

**Energía térmica**: El valor de la generación térmica en los sitios de Guanaja y Brus Laguna, donde se implementarán soluciones de microredes, se determinó en función del precio de diesel[[17]](#footnote-18) tomando como referencia el precio internacional del petróleo de 55 US$/ barril[[18]](#footnote-19). Los valores de los costos de la energía fueron determinados en función de los pliegos tarifarios de los sistemas de Guanaja y Brus Laguna, reportados por las Empresas de distribución en Guanaja y Puerto Lempira y que es regulado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica - CREE. Se consideró que el costo de la energía térmica en Brus Laguna es el mismo que en Puerto Lempira (cabecera cantonal del Departamento de Gracias a Dios). Esta consideración se realiza porque en Brus Laguna (segundo municipio de mayor poblado de Gracias a Dios) no posee en la actualidad servicio de suministro eléctrico y la referencia sería comparar con la generación térmica del sitio más cercano con similares complejidades.

**Microredes:** Para la determinación del costo nivelado de energía se realiza un análisis del flujo de caja tomando en consideración las inversiones en cada proyecto que incluye obras civiles, generación, transmisión y distribución, almacenamiento de energía y el costo logístico asociado. Los valores de la inversión fueron determinados en el estudio de factibilidad para el desarrollo de energía renovable y almacenamiento de energía en Islas de la Bahía que fue financiado por el programa de intercambio de Conocimiento - KSP (Knowledge Sharing programe por sus siglas en inglés), cooperación técnica financiada por el Corea del Sur y apoyada por el BID[[19]](#footnote-20). Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento se han tomado en consideración los valores reportados en los estudios de la Cooperación técnica de evaluación de recurso renovable para Islas de la bahía y que representa el 2% de la inversión, y es un valor estándar en el desarrollo de proyectos con microredes de proyectos fotovoltaicos. Se tomó en consideración que tanto baterías como inversores serán reemplazados en función de la vida de estos equipos y cuyo tiempo de vida útil se reporta en los estudios realizados mediante cooperación técnica. Los valores empleados para la inversión de reemplazo de baterías e inversores han tomado en consideración las estimaciones presentadas por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés) que considera la reducción progresiva del costo de los principales elementos de los proyectos fotovoltaicos y almacenamiento de energía.

**Sistemas solares fotovoltaicos:** para la determinación de las inversiones de cada solución individual se tomaron como referencia los resultados de la ultima licitación nacional llevada a cabo en el marco del proyecto de cooperación técnica programa pueblos indígenas y afrohondureños y cambio climático ATN/ NV-13535, financiado con recursos del fondo nórdico para el desarrollo de sistemas solares fotovotaicos individuales que fueron suministrados al occidente de Honduras en lugares con aislamiento similar al de los proyectos a ser desarrollado en Choluteca. Los resultados de licitación para el suministro, transporte, instalación, puesta en marcha y capacitación que llevada a cabo en el ultimo trimestre del 2016. Las cifras empleadas son del contratista cuyo contrato fue adjudicado y s encuentra en operación desde el segundo julio del 2017.

* 1. Proyectos en micro-red. Para hallar la solución aislada óptima de electrificación, se procedió a comparar el costo unitario de la solución solar fotovoltaica en micro-red, la cual representa cerca del 94% de la inversión del programa, con la solución de generación térmica con diésel. Para ello se calculó el costo nivelado de la solución fotovoltaica ofrecida bajo el programa (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) con base en los valores de la inversión y las proyecciones de costos operativos y de mantenimiento a largo plazo. El LCOE se calcula como la fracción entre el promedio anual del valor presente de los costos incurridos con el proyecto en 25 años, incluyendo la inversión inicial, y el promedio anual de la energía vendida por el sistema, ajustado por deterioro en el tiempo.

**Cuadro 4. Comparación de costos unitarios por tecnología**

|  |  |
| --- | --- |
| **FV micro-red vs. diesel** | |
| **FV micro-red** | **US¢/kWh** |
| Brus Laguna | 48,24 |
| Guanaja | 34,08 |
| **Diésel** | **US¢/kWh** |
| Brus Laguna | 65,0 |
| Guanaja (promedio) | 45,0 |
| **FV micro-red vs. Diésel** | **%** |
| Brus Laguna | 74,21 |
| Guanaja | 75,57 |

* 1. Este costo unitario se compara con el precio real con base diésel, estimado por ENEE, que enfrentan las comunidades actualmente como en Isla Guanaja, o el que enfrenta comunidades comparables en la zona de Gracias a Dios que cuentan con ese tipo de acceso. Los resultados se resumen en el Cuadro 4.
  2. El análisis evidencia una ventaja en términos de costos de las soluciones fotovoltaicas en micro-red, con respecto a la solución diésel, de entre 74,21% y 75,57% en Brus Laguna e Isla Guanaja, por lo cual se recomienda la instalación de la solución fotovoltaica propuesta.
  3. Proyectos con soluciones fotovoltaicas domiciliarias (individuales). Para el ACE de la inversión en 300 sistemas fotovoltaicos domiciliarios en El Corpus y 350 sistemas en Concepción de María en el Departamento de Choluteca, se estableció que el costo de inversión por solución de US$650 es bastante inferior al costo por beneficiario por medio de extensión de redes (por encima de US$8.000 para las localidades continentales). Se calculó el costo nivelado (LCOE) de la solución propuesta, con base en los valores de la inversión y las proyecciones de costos operativos y de mantenimiento a largo plazo. Este valor se comparó con el costo nivelado de una solución técnicamente viable que ofrecería el mismo nivel de servicio, por medio de un generador individual basado en gasolina (1,20 US¢/kWh). La comparación de los LCOE comprueba la ventaja en costo-eficiencia de la solución fotovoltaica domiciliaria.
  4. Como estudio adicional de la propuesta, para determinar la potencial ventaja económica, a nivel individual para el beneficiario, de contar son el sistema domiciliario fotovoltaico, se realizó un análisis costo-beneficio de la inversión de su situación. Se estimó el costo promedio actual de provisión de un nivel básico de energía en que incurre el beneficiario. Con datos de la ENEE se estimó el gasto actual promedio por hogar para financiar necesidades de luz, carga de celular, uso de radio y TV, en US$178/año, basado en su uso de velas, baterías y kerosene. Estos recursos serían sustituidos por la provisión del servicio eléctrico proveniente de los sistemas fotovoltaicos a instalar en cada vivienda. La capacidad de generación de estos sistemas domiciliarios es de aproximadamente 110kWh al mes, suficiente para suplir la demanda de electricidad de los hogares a beneficiar de acuerdo con sus patrones de consumo actúales.
  5. El valor de la energía a sustituir constituye un beneficio de la inversión por ser un ahorro para el consumidor típico. Los costos por incurrir incluyen el costo de la inversión, cargos por operación y mantenimiento y remplazo de partes y equipo de uso doméstico a largo plazo (25 años). Se obtiene un Valor Presente Neto Económico (VPNE) promedio de US$770,11 y una Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) de 25,03%, evidenciando la bondad de la inversión para el usuario.

D. Análisis Financiero

* 1. Para las inversiones en los dos sistemas con micro-red se realizó un análisis financiero costo-beneficio, calculando los flujos netos de costos de inversión, operación y mantenimiento y los ingresos esperados por venta de la energía para un período de 25 años. Se obtiene una tasa interna de retorno (TIR) de 14,24% para Isla Guanaja y 14,75% para Brus Laguna. Descontando los flujos al 12%, se obtiene un Valor Presente Neto (VPN) de US$448.119 para Isla Guanaja y US$491.468 para Brus Laguna. Estos resultados demuestran la bondad de la inversión desde el punto de vista financiero, a pesar de estar usando como escenario base, cifras conservadoras asumiendo las tarifas bajas, que se logran con precios bajo de petróleo, menor a US$55/ barril.
  2. En el caso base de la evaluación de los proyectos de micro-red no se considera venta de CO2. En el análisis de sensibilidad se considera el potencial impacto de esta venta.

E. Análisis de Sensibilidad

* 1. En el caso de las soluciones con micro-red, el análisis de sensibilidad al costo-efectividad considera el margen de diferencia en el costo unitario de las alternativas, o sea el margen disponible de aumento en los costos de la solución seleccionada, antes de perder su ventaja en costos. Teniendo en cuenta que la solución ofrecida cuesta entre 74,2% y 75,6% del costo de la solución basada en diésel, el margen de movimiento de precios es bastante amplio para conservar la ventaja en costo de la solución fotovoltaica en micro-red. Concretamente para el caso de Guanaja, el costo de la solución propuesta tendría que ser 32% más alto (umbral de costo-efectividad) para que la solución sea equivalente en términos de costo, a la alternativa actual con base en diésel. Para el caso de Brus Laguna, este umbral sería de 34,7%. Estos rangos se consideran suficientemente amplios para tener certeza de la solidez de la efectividad de la solución desde el punto de vista de costos. Un alza en los costos de estas soluciones se anticipa de baja probabilidad de ocurrencia, particularmente teniendo en cuenta que los costos de las soluciones con base en generación solar traen una tendencia continua a la baja, como resultado de los avances de estas tecnologías.
  2. Se realizaron simulaciones de cambios en el precio de la electricidad, Anexo D.1 y E.1 el cual determinaría las tarifas cobradas y el ingreso al sistema de la micro-red. Para el caso de Guanaja se encontró que una reducción de hasta el 10% del precio, representa el umbral de rentabilidad financiera, al mantener la TIR hasta ese punto dentro del margen del 12%. En este punto, el VPN de la inversión sería de US$112,462. Este análisis es equivalente al caso en que los precios del combustible fósil se redujeran, Anexo D.2 y E.2 reflejando menor costo de generación, lo que llevaría a dar mayor viabilidad financiera a una solución con base en este combustible. El umbral de precio encontrado es de 3,83 $US/ga[[20]](#footnote-21)l, debajo del cual la solución propuesta se vuelve menos atractiva. El precio base usado en el análisis es de 4,26 $US/gal (valor de referencia 55 US$/barril).
  3. Se realizaron simulaciones de incremento en la inversión (obras civiles y logística, que representan el 29% de la inversión) a pesar que en los estudios de factibilidad se incluyen gastos de imprevistos para logística y de obras civiles. No se ha considerado incrementos en obras de generación, almacenamiento de energía, porque los estudios de la cooperación técnica fueron presentados en el 2017 empleando valores de la tecnología solar de dicho año, y que de acuerdo al Reporte de EnergyTrend (Q3 2018) los costos de la tecnología solar se estima que reducirán han reducido en un 20% en el 2018. No obstante, se realizó el análisis de sensibilidad de incremento de inversión de obras civiles y logística, y para mantener la TIR hasta ese punto dentro del margen del 12%, los valores de incremento de obras civiles y logística deberían incrementar en 45%, Anexos D.3 y E.3.
  4. Se consideró un escenario de un volumen de venta de CO2 que se estima se obtiene de la sustitución de fuentes no renovables con la implementación de la micro-red con base solar. Al precio de US$40/Ton de CO2, tomando como referencia el reporte del Banco Mundial de precio sombra de emisiones de gases de efecto invernadero para análisis económico, la TIR sube de 14,2% a 15,94% y el VPN sube de US$448.118 a US$716.643, lo que demuestra la conveniencia de ofrecer esta venta en el mercado de carbono.
  5. Se realizó adicionalmente un análisis de sensibilidad a variables claves en los flujos financieros, tales como alza en el costo de operación y mantenimiento. En todos los casos, se mantuvo la solidez de los resultados de viabilidad financiera de la inversión.
  6. Para el caso de las soluciones individuales en Choluteca, se simuló un menor valor de la energía sustituida en un 20%. En este caso se obtuvo una TIR de 19.69% y un VPN individual de US$315. Se encontró que el umbral en el nivel de energía sustituida que pone la solución propuesta en un 12% de TIR es un 58% del valor del caso base. Esto significa que únicamente en el caso en que el consumo actual de energía fuera significativamente menor, se podría cuestionar la justificación de la solución propuesta. Sin embargo, el nivel de consumo del caso base es un escenario realista de la comunidad a atender, cuyo valor ya se encuentra en estándares mínimos de satisfacción básica.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Cuadro 5 – Sensibilidad en solución individual** | | |
| **Escenario** | **TIR %** | **VPN US$** |
| Caso base | 25,89 | 564 |
| 80% Energía sustituida | 19,69 | 315 |
| 57,2% Energía sustituida (umbral) | 12,02 | 30 |

* 1. Un aumento en el costo de la inversión de los sistemas individuales en un 20%, resulta en una TIR de 21% y un VPN de US$448, verificando que los resultados se mantienen sólidos ante un alza en la inversión. Sin embargo, se considera poco probable que esta alza ocurra, debido al avance tecnológico que está induciendo la tendencia a la baja en el costo de las soluciones fotovoltaicas en el mercado.

1. Conclusiones y Recomendaciones
   1. El análisis económico se basa en la certeza de que el acceso a energía produce beneficios económicos y sociales que directamente mejoran la calidad de vida de la población beneficiaria y que el Gobierno, reconociendo estos beneficios, adoptó como política asegurar estos beneficios a comunidades sin acceso al servicio eléctrico. La metodología de ACE permite asegurar que se ofrece la solución más costo-efectiva disponible para lograr el objetivo. Con base en la evaluación realizada, se concluye que las soluciones ofrecidas bajo el programa son inversiones sólidas financiera y económicamente. La viabilidad de estas inversiones depende en gran medida de los esquemas de gestión que se implementen, para asegurar su sostenibilidad técnica, financiera y económica. Estas condiciones se facilitarán con los servicios y apoyo a ofrecer en el Componente 2 del programa.
   2. El desarrollo de las tecnologías de electrificación con base en energías renovables no convencionales en zonas aisladas está permitiendo la reducción significativa en los precios de la inversión, lo que fortalecerá la toma de decisiones para extender estas soluciones en forma económica y financieramente viable, a más comunidades en el futuro.

Octubre 2018

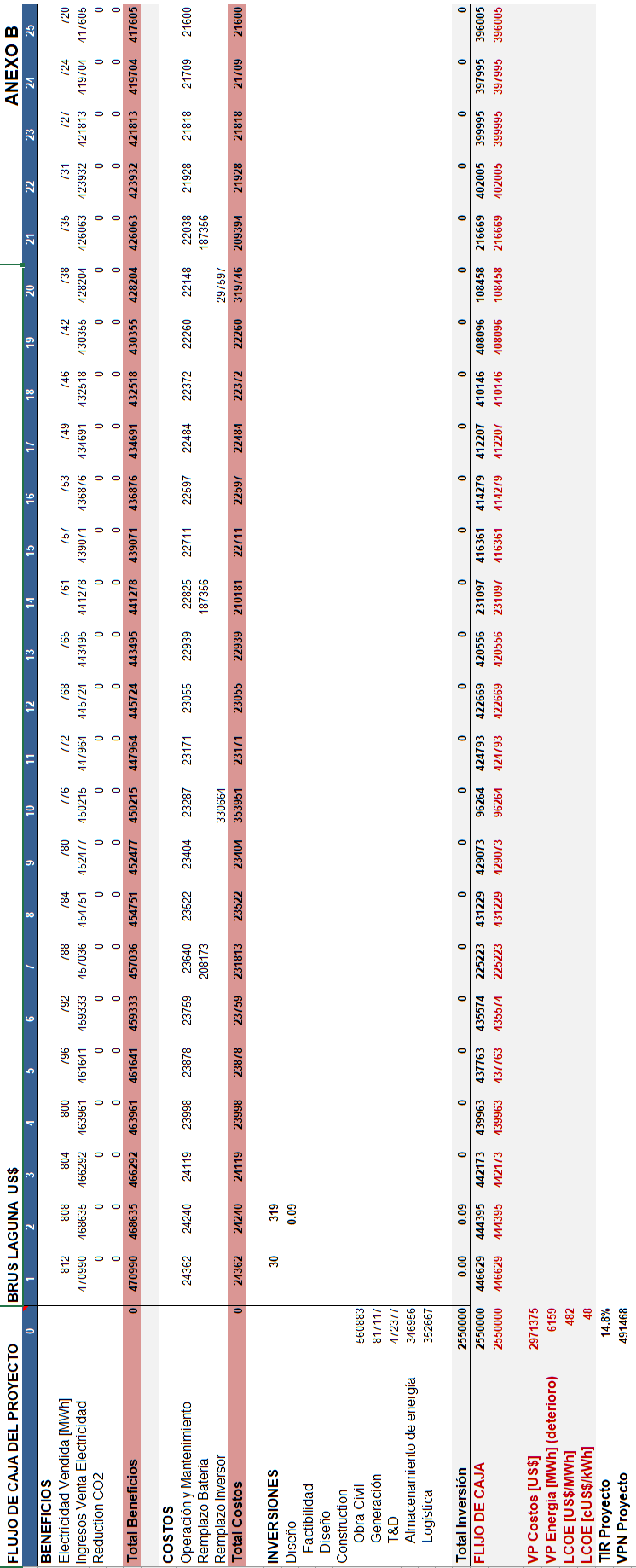
1. ANEXOS

A. Flujo de Caja del Proyecto Guanaja

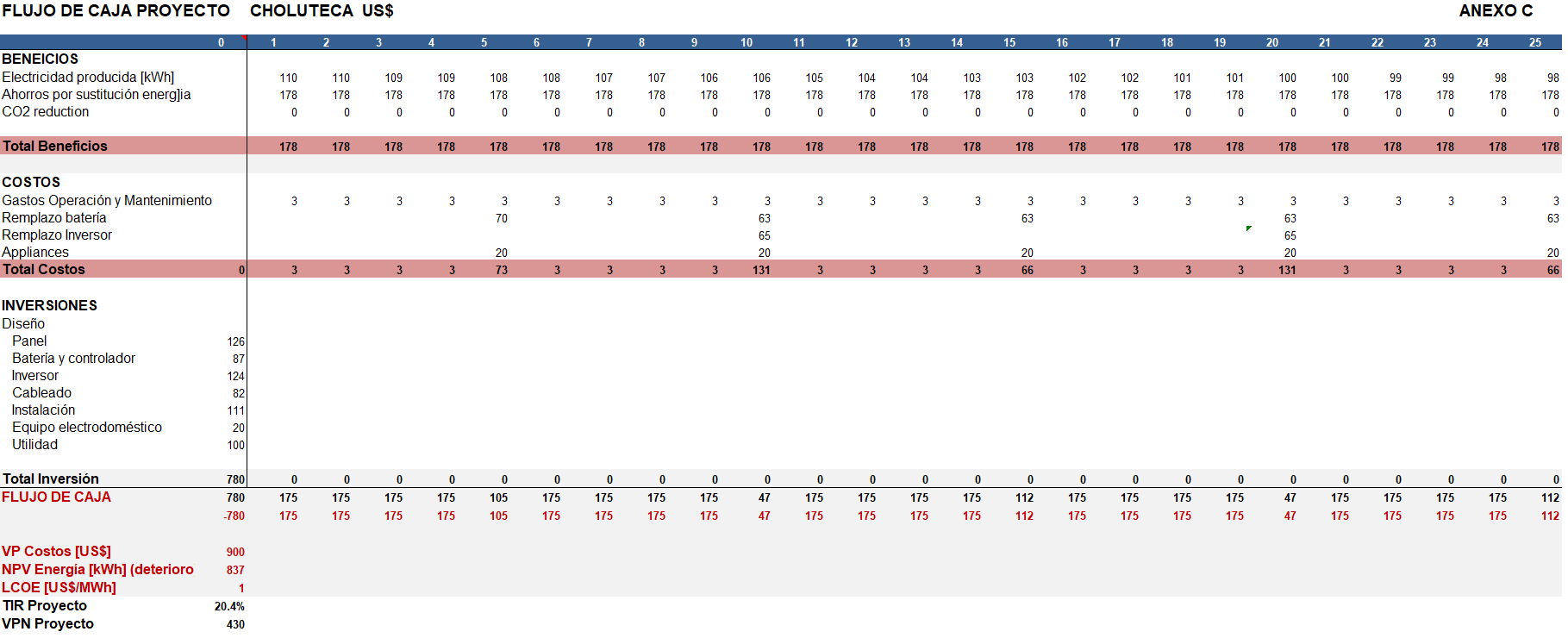
A picture containing device

Description generated with high confidence

B. Flujo de Caja de Proyecto Brus Laguna

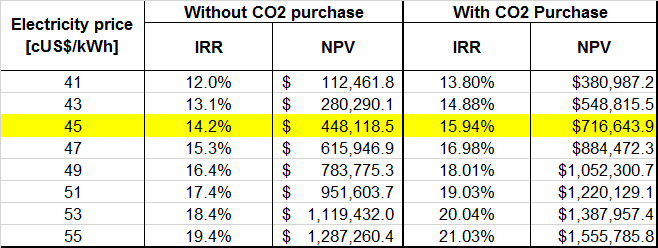


C. Flujo de Caja Proyecto Choluteca

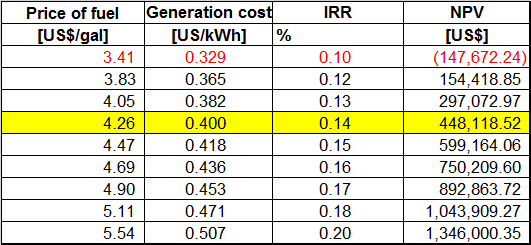


D. Análisis de Sensibilidad en Guanaja

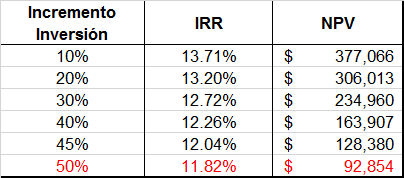
En función de la tarifa. Considerando la comercialización de reducción de emisiones de CO2.



En función del precio del diesel

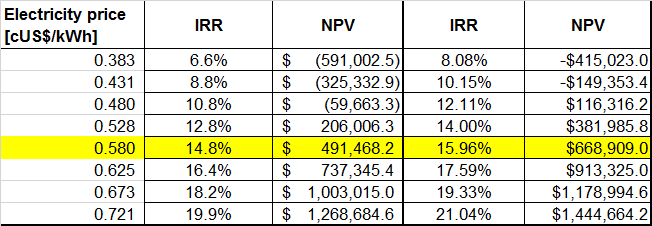


En función del incremento en los costos de inversión (obras civiles y logística)

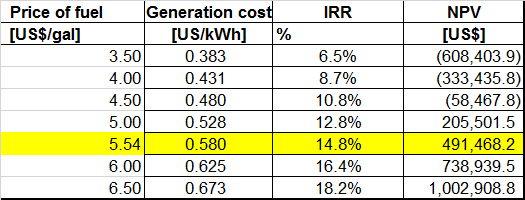


E. Análisis de Sensibilidad en Brus Laguna

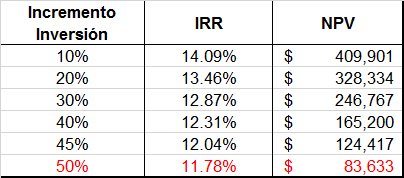
En función de la tarifa. Considerando la comercialización de reducción de emisiones de CO2.



En función del precio de diesel.



En función del incremento en los costos de inversión (obras civiles y logística)



1. Rivas Salvador.- Análisis de la situación de acceso de energía para América Latina. *UNDP Regional Center for Latin America, Julio, 2016.* [↑](#footnote-ref-2)
2. De acuerdo con datos del Censo de Población y Vivienda 2013, a nivel nacional el uso de leña para la cocción es de 55% en hogares, empleándose en el 89% en las zonas rurales. [↑](#footnote-ref-3)
3. [Informe de Cobertura Eléctrica 2015](https://idbg.sharepoint.com/carlosja/AppData/Local/Microsoft/Windows/Temporary%20Internet%20Files/Content.Outlook/YRWID6MJ/COBERTURA%20DEL%20SERVICIO%20DE%20ENERGIA%20%20ElÉCTRICA%20EN%20HONDURAS%202015rv-jca.pdf). Este no incorpora clientes residenciales conectados informalmente al SIN. Para una adecuada planificación de la electrificación, la ENEE continúa revisando su metodología de cálculo, reduciendo inconsistencias con los datos socio-económicos oficiales a nivel nacional. [↑](#footnote-ref-4)
4. La Mosquitia es el segundo bosque tropical más grande de América, seguido únicamente por la Amazonía. [↑](#footnote-ref-5)
5. ENEE, Dirección de Planificación, Informe de Cobertura Eléctrica, 2015 (op.cit.). [↑](#footnote-ref-6)
6. En las condiciones actuales de precio bajo de derivados de petróleo. La generación eléctrica se realiza con motores a combustión interna que emplean diésel como combustible. [↑](#footnote-ref-7)
7. Ramirez, Yanu & Erazo, Benjamín. Informe del diagnóstico del sector turismo en Honduras. BID, septiembre 2016 [↑](#footnote-ref-8)
8. Documento Marco Sectorial de Energía. División de Energía - GN-2830. BID (2015). Sección II. [↑](#footnote-ref-9)
9. Tegene G., Berhe, G., Teklemariam, D., (2015), *Impact of Rural Electrification on Poverty Reduction Evidence from Rural Districts of Tigrai, Northern Ethiopia*, Journal of Business Management & Social Sciences Research, Volume 4, No.1. [↑](#footnote-ref-10)
10. Khandker S., Barnes D.F., Samad H., (2013), *Welfare Impacts of Rural Electrification: A Panel Data Analysis from Vietnam*, Economic Development and Cultural Change, Vol. 61, No. 3, pp. 659-692. [↑](#footnote-ref-11)
11. Barron M., Torero M., (2014), *Short Term Effects of Household Electrification: Experimental Evidence from Northern El Salvador.* [↑](#footnote-ref-12)
12. Dinkelman T., (2010), *The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa*, Princeton University. [↑](#footnote-ref-13)
13. Barkat et al.,(2002), *Economic and Social Impact Evaluation Study of the Rural Electrification Program in Bangladesh*, NRECA Report. [↑](#footnote-ref-14)
14. Assunção et al. Electrification, Agricultural Productivity and Deforestation in Brazil (Working paper). [↑](#footnote-ref-15)
15. Kirubi, C., Jacobson, A., Kammen, D. M., & Mills, A. (2009). Community-based electric micro-grids can contribute to rural development: evidence from Kenya. World Development, 37(7), 1208-1221. [↑](#footnote-ref-16)
16. La ENEE ha desarrollado proyectos de electrificación rural convencional mediante extensión de red y apoyando soluciones individuales en zonas aisladas. [↑](#footnote-ref-17)
17. Los precios correspondientes de diesel para la generación térmica fueron 4.26 US$/ galón y 5.35 US$/galón para el caso de Guanaja y Brus Laguna [↑](#footnote-ref-18)
18. El valor del precio internacional del petróleo se ha incrementado en el último periodo, alcanzando valores de 80 US$/ barril, con tendencia al alza [↑](#footnote-ref-19)
19. En las cooperaciones técnicas para la determinación de las inversiones se tomaron en consideración imprevistos, principalmente asociados a los costos de logística y obras civiles para el proyecto. [↑](#footnote-ref-20)
20. Debido a las condiciones logísticas el precio de diesel incluye el costo del diesel internacional importado, los costos de traslado via marítima, lagunar (en el caso de Brus Laguna) y terrestre (caso de Brus laguna), lo cual hace que el precio del combustible en estos lugares sea mayor al 50% del valore a nivel nacional. [↑](#footnote-ref-21)