

# **HONDURAS**

## **DESCARBONIZACIÓN DE LOS ACTIVOS DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE) Y APOYO A LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA HO-L1245**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

**Nancy Jesurun-Clements (Consultora)**

**Septiembre 17, 2024**

## ÍNDICE

<b>I.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA.....</b>	<b>- 1 -</b>
A.	Introducción .....	- 1 -
B.	Antecedentes.....	- 1 -
C.	Justificación de la intervención .....	- 2 -
D.	Objetivos y descripción del proyecto.....	- 2 -
E.	Resultados esperados .....	- 4 -
<b>II.</b>	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA .....</b>	<b>- 5 -</b>
A.	Metodología.....	- 5 -
B.	Información disponible para el caso base y proyecciones.....	- 5 -
D.	Caso Base y análisis de sensibilidad .....	- 9 -
<b>III.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>- 12 -</b>
<b>IV.</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>13</b>
A.	Flujo Económico Neto – Caso Base (Sin reducción CO <sub>2</sub> ) .....	13
B.	Flujo Económico Neto – Caso Base Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t.....	14
C.	Flujo Económico Neto – Caso Base Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$20/t.....	15
D.	Análisis de Sensibilidad.....	16

### ABREVIATURAS

ACB	Análisis Costo-Beneficio
ACE	Análisis Costo-Efectividad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CCLIP	Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ER	Energía Renovable
ERNC	Energía Renovable No Convencional
ERV	Energía Renovable Variable
FV	Fotovoltaicos
GdH	Gobierno de Honduras
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Costo Nivelado de Energía)
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
ODS	Operador del Sistema
SNI	Sistema Interconectado Nacional
SAEB	Sistema de Almacenamiento de Energía en Batería
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
VANE	Valor Actual Neto Económico

## I. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA

### A. Introducción

- 1.1 Este informe presenta la evaluación económica ex ante del proyecto de Descarbonización de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y Apoyo a la Sostenibilidad Financiera (HO-L1245). El proyecto es la primera operación de la Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión (CCLIP): Descarbonización y Sostenibilidad en la Transición Energética Justa de Honduras (HO-O0015). La evaluación se concentra en el Componente 1 de la operación, bajo el cual se financian inversiones en infraestructura sostenible, específicamente en sistemas solares fotovoltaicos (SF); sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB); y fortalecimiento del sistema de transmisión para la energía de los SF. Este componente absorbe el 86.6% de los recursos del proyecto.
- 1.2 El análisis realizado sugiere que la implementación de proyectos SF y SAEB refleja eficacia para reducir los costos operativos del sistema eléctrico, para diversificar la matriz energética, reducir las pérdidas en la red de transmisión, aumentar la seguridad del suministro, reducir la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de CO<sub>2</sub>.

### B. Antecedentes

- 1.3 A partir de la [Ley de Incentivos a la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables del 20072 y su reforma en el 2013](#), la capacidad instalada de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) se incrementó, en su totalidad a través de financiamiento privado, del 7.8% en el 2007 al 33.75% en 2023, colocando a Honduras dentro de los 10 países a nivel mundial con más alta participación de Energía Renovable Variable (ERV)<sup>1</sup>. La demanda eléctrica alcanzó 10.605,5GWh en 2023, suplida por: 44.8%7 de generación térmica, 53.7% renovable (29,9% hidráulica, 4,9% biomasa, 7.2% eólica, 9.3% fotovoltaica y 2.4% geotérmica) y 1.5% de importaciones del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central a través del Mercado Eléctrico Regional (MER). Cabe destacar que la generación térmica es en su mayoría de propiedad privada (97%) e importa el 100% de sus combustibles fósiles<sup>2</sup>.
- 1.4 El sector energético hondureño aún enfrenta el desafío relacionado con una matriz de generación eléctrica que mantiene su dependencia en combustibles fósiles. Aproximadamente el 45% de la demanda nacional es cubierta mediante generación térmica con combustibles importados. Esto hace que el subsector eléctrico sea responsable de emitir anualmente alrededor de 3,33MtCO<sub>2</sub>e<sup>3</sup>, equivalente al 37% de las emisiones del sector energético. Además de contribuir a impactos ambientales adversos, la dependencia de combustibles importados expone al país a problemas de suministro y a la volatilidad de los precios del petróleo, impactando considerablemente los costos de generación.

---

<sup>1</sup> [REN21, 2020](#)

<sup>2</sup> [IRENA, 2023](#)

<sup>3</sup> [Honduras - Climatewatchdata.org, 2020](#)

- 1.5 El principal factor que contribuye a los desafíos enfrentados es el rezago de inversión en toda la cadena de la industria eléctrica, ocasionando insuficiente oferta de electricidad para atender la creciente demanda; problemas en la calidad del suministro; y elevados niveles de pérdidas de electricidad de origen técnico y no técnico en transmisión y distribución (39% frente a un promedio de Latinoamérica y el Caribe de 8%). Con relación a generación, se han retrasado procesos de Licitación Pública Internacional para la compra de energía y potencia a generadores privados y se han sufrido demoras en la construcción y entrada en operación de proyectos hidroeléctricos privados, ocasionando un déficit de generación de 200MW, provocando racionamientos de suministro a nivel nacional.
- 1.6 El BID vienen desarrollando una serie de acciones que buscan apoyar al desarrollo del sector eléctrico de Honduras, impulsando la diversificación de la matriz de generación eléctrica con fuentes de energía renovable, mejorar la infraestructura de transmisión, modernizar los principales activos de generación de la ENEE, ampliar la cobertura eléctrica y fortalecer la sostenibilidad financiera de la estatal. Como parte de este apoyo se prepara la CCLIP “Programa Descarbonización y transición energética justa en Honduras HO-O0015” teniendo como primera operación de inversión el “Programa de descarbonización en los activos de la ENEE y sostenibilidad financiera de la Empresa HO-L1245”. Como parte de la preparación de este proyecto, se requiere el análisis de viabilidad económica de las inversiones propuestas, objeto de este informe.

### **C. Justificación de la intervención**

- 1.7 Considerando las proyecciones de incremento de demanda, el Operador del Sistema (ODS), estimó la necesidad de incorporar diversas tecnologías de generación eléctrica para inyectar al sistema, entre ellas generación Solar Fotovoltaica (SF) con Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías (SAEB) de 40MW y 200MW al 2025 y 2031, respectivamente<sup>4</sup>.

### **D. Objetivos y descripción del proyecto**

- 1.8 **Estrategia del proyecto.** El proyecto plantea, desarrollar sistemas en paneles SF y con SAEB, ubicados en los terrenos disponibles y de propiedad de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). La ENEE se propone la instalación por etapas, de parques solares con capacidades de entre 100kW y 2MW distribuidos en sus 79 subestaciones eléctricas a lo largo del país, así como centrales de generación. Se implementarán sistemas de medición digital inteligente y de ciberseguridad para gestión, monitoreo, control y mantenimiento de los sistemas, que constituyen elementos clave para optimizar la eficiencia operativa y la gestión del sistema eléctrico. Se incluirán actividades para fortalecer la capacidad técnica de la ENEE como entidad ejecutora, y diversos estudios de factibilidad y prefactibilidad asociados a recursos eólicos, geotérmicos y solares que serán usados como parte de la estrategia del GdH para fomentar mayor participación del sector privado.
- 1.9 **Objetivos del proyecto.** El objetivo general de desarrollo de la operación propuesta es apoyar la descarbonización y la resiliencia climática de la matriz de generación eléctrica, la mejora de la sostenibilidad financiera del sector eléctrico en Honduras y fortalecer las capacidades que permitan considerar emisiones en los mercados de capital verde para alcanzar sus compromisos climáticos en la escala necesaria. Los objetivos específicos son: (i) incrementar la capacidad de generación de ESFV bajo

---

<sup>4</sup> [Plan-Indicativo-de-Expansion-de-Generacion-2022-2031-CREE](#)

un enfoque de Mitigación de CC y (ii) mejorar la eficiencia operativa del subsector eléctrico; (iii) fortalecer las capacidades de entidades para diseñar y operar proyectos con criterios de mitigación y adaptación al CC; y (iv) mejorar las capacidades sectoriales para monitorear y reportar las acciones e inversiones vinculadas a la mitigación y adaptación al cambio climático en línea con mejores prácticas de mercados de deuda.

1.10 **Componente 1. Inversiones en Infraestructura eléctrica sostenible, bajas en emisiones y resilientes al cambio climático (US\$49.443.000).** Este componente se enfoca en la implementación de proyectos clave para fortalecer la capacidad energética del país, incluyendo: (i) desarrollo e implementación de parques SF, resilientes al paso de fenómenos naturales, en terrenos estratégicos de propiedad de la ENEE<sup>5</sup> para aumentar la capacidad de generación; (ii) implementación de sistemas de almacenamiento de energía en ubicaciones estratégicas para garantizar un suministro constante y eficiente, especialmente en áreas críticas; (iii) fortalecimiento de la infraestructura de las subestaciones eléctricas para optimizar la distribución de energía solar producida y reducir pérdidas. Se financian los siguientes productos:

- Parques SF (Diseño, suministro, instalación, puesta en marcha y construcción de obras civiles (caseta de control, caseta de vigilancia y cerco perimetral)
- Sistemas de almacenamiento (SAEB) implementados
- Potenciación/Reforzamiento de infraestructura de distribución en las subestaciones eléctricas con criterios de adaptación al cambio climático.
- Bancos de capacitación capacitiva en dos subestaciones: SE Amaratéca y SE Naco.

1.11 **Componente 2. - Fortalecimiento Institucional para el diseño, operación y supervisión de proyectos bajo un enfoque de cambio climático (US\$ 5,600,000).** Este componente tiene por objetivo fortalecer la capacidad institucional y técnica del OE para una gestión eficiente en el desarrollo de proyectos del sector eléctrico incorporando criterios de mitigación y adaptación de CC, así como actividades con otras Secretarías del GdH vinculadas a la identificación y diseño de proyectos de inversión en el sector de energía. Se financiará: (i) capacitación para el diseño de proyectos solares conectados a la red; (ii) capacitación para O&M de SF y SAEB; (iii) implementación de sistemas de telecontrol para monitorear y gestionar eficientemente los proyectos de energía solar; (iv) estudios de evaluación del recurso eólico en ubicaciones del país para identificar oportunidades de generación eólica; y (v) estudios de prefactibilidad para el desarrollo de proyectos geotérmicos. Se esperan que iv y v sean insumos para la participación del sector privado; (vi) formulación de una guía técnica para incorporar medidas de mitigación y adaptación al CC en inversiones futuras de la ENEE; (vii) capacitaciones para el fortalecimiento de las entidades del sector de energía (ENEE, SEN, SERNA, SEFIN) en: (a) formulación y ejecución de planes de inversión/expansión con consideraciones de mitigación y adaptación al cambio climático y (b) mejora de los insumos sectoriales para contribuir a la taxonomía verde del país; (viii) formulación de la política climática de la ENEE alineada con la política ambiental y social de la ENEE y las políticas nacionales de cambio climático (CDNs), y la Estrategia Nacional de Descarbonización

---

<sup>5</sup> El desarrollo de proyectos en terrenos de propiedad de la ENEE elimina el riesgo de adquisición de terrenos. Dentro de los terrenos potenciales que se han evaluado por parte de la ENEE constan terrenos en las SE Amaratéca, Comayagua, Catacamas, Juticalpa, Chichicaste, Naco, Estadio, Progreso y Tela y en terrenos pertenecientes a las centrales de generación Cañaverál, Río Lindo y El Níspero.

- y de energía; (ix) planificación financiera de la ENEE que promueva el acceso a nuevas fuentes de financiamiento verde y climático en línea con la Estrategia Nacional de Financiamiento Climático y objetivos sectoriales por parte de SEFIN; (x) Hoja de Ruta de BID CLIMA formulada y articulada con la política ambiental y climática de la ENEE; (xi) capacitación a personas en el área de influencia, dando prioridad al género femenino, grupos indígenas y jóvenes en construcción e instalación de sistemas SF (construcción y mantenimiento básico de SFV impartida; (xii) Plan de Acción para superar hallazgos que generan abstención de opinión de Estados financieros de la ENEE .
- 1.12 **Componente 3 Fortalecimiento de capacidades para monitoreo y reporte de cambio climático (US\$ 470,000).** Este componente tiene como objetivo aumentar las capacidades de la ENEE para monitorear y reportar acciones e inversiones de mitigación y adaptación al CC, así como llevar a cabo actividades con otras Secretarías del GdH vinculadas a los temas de monitoreo y reporte. Se financiará: (i) capacitación a las entidades del sector de energía (ENEE, SEN, SERNA y SEFIN) en: (a) monitoreo y reporte climático, (b) medición de impacto y eficiencia de las inversiones en mitigación y adaptación al CC, c) estándares internacionales de mercados de deuda verde; (ii) consultorías y personal de apoyo en temas de CC para fortalecer la DMA de la ENEE ; (iii) la mejora y automatización del sistema de planificación institucional para que permita el monitoreo y reporte de medidas de adaptación y mitigación al CC de proyectos de inversión de la ENEE que alimente al Sistema Nacional de Monitoreo de CC y genere reportes requeridos por otros actores.
- 1.13 **Administración y gestión del programa (US\$4,200,000).** Se financiarán los costos de gestión del proyecto, auditorías, seguimiento y evaluación del proyecto.
- 1.14 Los costos asociados a estas actividades se detallan en el Cuadro 1.

**Cuadro 1. Presupuesto del Programa**

Componente	US\$
<b>Componente 1. Inversiones en infraestructura sostenible</b>	<b>\$49,443,000</b>
Parque Solares (FV)	\$40,200,000
Sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB)	\$4,143,000
Compensación capacitiva y supervisión (SE Amarteca y SE Naco)	\$5,100,000
<b>Componente 2 - Fortalecimiento institucional para el diseño, operación y supervisión de proyectos bajo un enfoque de CC</b>	<b>\$5,600,000</b>
<b>Componente 3 Fortalecimiento de sistema de monitoreo, reporte y verificación climático (MRV).</b>	<b>\$470,000</b>
<b>Gastos de administración y gestión del proyecto</b>	<b>\$4,200,000</b>
<b>Total</b>	<b>\$59,780,000</b>

## **E. Resultados esperados**

- 1.15 Como resultados del Componente 1, materia de esta evaluación, se espera: (i) incremento en la participación de energía solar fotovoltaica en la matriz de generación; (ii) mejora en la calidad y confiabilidad del suministro del servicio eléctrico; (iii) reducción de pérdidas técnicas en la red; (iv) disminución de niveles de emisiones de CO<sub>2</sub>. Serán beneficiarios directos del programa 1,900,000 clientes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), quienes tendrán acceso a un servicio eléctrico más eficiente, de mejor calidad y confiabilidad, energía más limpia, y de menor costo.

## II. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA

### B. Metodología

- 2.1 El objetivo de las inversiones del proyecto es promover el ingreso de energía al SIN mediante el uso de ERNC con criterios de sostenibilidad. Para evaluar la viabilidad económica de la inversión propuesta bajo el Componente 1 se usará la metodología del análisis costo beneficio (ACB), bajo la cual se comparan los resultados esperados de la intervención con la situación sin proyecto, con el fin de identificar los beneficios esperados netos de la inversión.
- 2.2 Se estima que la mayoría de los proyectos de este tipo tienen una vida útil de entre 20 y 25 años. Este análisis usa un horizonte de 20 años a partir de la realización de la inversión. Se proyectan los costos de la inversión; costos de generación de energía y de operación y mantenimiento con y sin el proyecto; ganancias en confiabilidad; reducción de pérdidas; y de emisiones de CO<sub>2</sub>. Se construyen flujos económicos netos a los que se les calculan los parámetros de viabilidad económica:
- Tasa Interna de Rentabilidad Económica (TIRE). La tasa de descuento de los flujos que iguala el valor actual o presente de los costos con los beneficios económicos. Una tasa mayor de 12% representa un valor económico positivo de la inversión para la sociedad. Este es el valor utilizado para este parámetro por el BID para la determinación de la bondad económica de los proyectos<sup>6</sup>. Es considerado el valor mínimo de rentabilidad económica que debe tener un proyecto de inversión pública para que sea considerado atractivo en comparación con otras alternativas de inversión pública
  - Valor Actual Neto Económico (VANE): Es el valor del flujo de costos y beneficios de cada proyecto llevado a valor presente o actual, descontado utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%. Un valor de VANE mayor a cero representa rentabilidad económica.
- 2.3 Se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados económicos a cambios adversos en variables clave para el desempeño de la inversión.

### B. Información disponible para el caso base y proyecciones

- 2.4 La inversión en los sistemas SF y SAEB bajo el Componente 1 se realizará en 14 de los 79 terrenos de las subestaciones de la ENEE, listadas en el Cuadro 3, tres de las cuales tendrán SAEB y dos tendrán bancos de compensación capacitiva. Los proyectos constarán de matrices de paneles fotovoltaicos montados en estructuras diseñadas para maximizar la exposición solar y soportar condiciones climáticas locales. La energía generada será convertida de corriente continua a alterna mediante inversores solares y se interconectará con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la red eléctrica nacional. Se implementará un plan de Operación y Mantenimiento (O&M) para garantizar el funcionamiento eficiente del sistema a lo largo de su vida útil. El análisis se realiza para cada uno de los 14 sitios seleccionados.
- 2.5 La ENEE realizó estimados del costo de la inversión con base en análisis de la información de precios en el mercado internacional del equipo que será instalado y de los componentes locales que forman parte del proyecto, tales como las obras de interconexión, preparación del terreno, cerco perimetral y otras medidas de seguridad. Se incluye el costo de supervisión y de imprevistos asignados a cada proyecto. Para

---

<sup>6</sup> *Guidelines for the Economic Analysis of IDB-Funded Projects. Office of Strategic Planning and Development Effectiveness.* Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D.C. Junio 2012.



la evaluación se estima un costo total promedio de adquisición e instalación de los paneles SF con las subestaciones fortalecidas, de US\$1,188/kW instalado; y de US\$691/kW instalado para los sistemas de SAEB (Cuadro 3).

**Cuadro 3 - Proyectos de Sistemas SF y SAEB**

Sitio	Inversión (US\$)			Capacidad Instalada kW	Capacidad Almacenamiento kW	Potencia kWp
	Plantas SF <sup>a/</sup>	Bancos de Compensación Capacitiva	SAEB <sup>a/</sup>			
1 Bocatoma Níspero	2,179,326			2,000		2,305
2 Dique Río Lindo	5,448,315			5,000		5,897
3 Gravinera Níspero	1,089,663			1,000		1,153
4 Plan Cañaverl	4,358,652			4,000		4,610
5 Bocatoma Cañaverl	5,448,315			5,000		5,208
6 SE Amarateca	5,031,380	3,060,000		4,000		4,590
7 SE Tela	2,515,690		1,381,000	2,000	2,000	2,305
8 SE Catacamas	1,257,845			1,000		1,153
9 SE El Estadio	2,515,690			2,000		2,305
10 SE Naco	5,031,380	2,040,000	1,381,000	4,000	2,000	4,610
11 SE Juticalpa	1,257,845			1,000		1,153
12 SE Comayagua	953,975			800		874
13 SE Siguatepeque	596,234			500		567
14 SE Coyoles	2,515,690		1,381,000	2,000	2,000	2,305
<b>TOTAL</b>	<b>40,200,000</b>	<b>5,100,000</b>	<b>4,143,000</b>	<b>34,300</b>	<b>6,000</b>	<b>39,035</b>

<sup>a/</sup> Incluye el costo de inversión, supervisión, e imprevistos.

- 2.6 La ENEE realizó la proyección de la generación de energía esperada para las diferentes localizaciones del proyecto considerando la capacidad instalada, el factor de degradación anual de los paneles solares durante un periodo de El software utilizado calcula las variantes de la radiación solar en las diferentes ubicaciones a lo largo del tiempo 20 años, las pérdidas del sistema, eficiencia del inversor, posición, factor de carga, y variantes de la radiación solar en las diferentes ubicaciones a lo largo del tiempo. El factor de degradación anual de energía de los sistemas FV es de 0.85%, calculado con una caída desde el 97% inicial al 80% después de los 20 años. El software utilizado calcula las variantes de la radiación solar en las diferentes ubicaciones a lo largo del tiempo. Para proyectar la generación considerando estos parámetros, la ENEE utilizó el software *PVsys*. Los resultados se muestran en el Cuadro 4.
- 2.7 Se cuenta con estimado de la ENEE del costo anual de O&M, cercano a US\$11.30 por kW instalado. El concepto incluye mantenimiento rutinario de los paneles y de las baterías, revisión periódica de los inversores, lavado de paneles, etc. El costo total anual estimado para cada uno de los sitios se muestra en el Cuadro 4. En el caso de los paneles se estima adicionalmente que, por agentes externos, lluvias y otros, puede ser necesario el cambio de hasta un máximo del 3% de los paneles solares en el periodo de vida del proyecto.

- 2.8 La ENEE calculó el Costo Nivelado de Energía<sup>7</sup> (LCOE por sus siglas en inglés) que se generará en cada uno de los sitios intervenidos. El LCOE se calcula como la fracción entre el promedio anual del valor presente de los costos incurridos con el proyecto en 20 años, incluyendo la inversión inicial, O&M y remplazo de partes, dividido por el promedio anual de la energía provista por el sistema, ajustado por deterioro en el tiempo (VP Costos US¢/VP Energía kWh). El valor resultante se encuentra en el Cuadro 4.
- 2.9 La energía convencional evitada se valora al costo marginal de cada subestación, es decir en el lugar donde se inyecta, el costo de la energía que se inyecta en cada subestación. Se cuenta con el costo actual correspondiente a cada subestación en la que se planean construir los sistemas SF, usando la información oficial del [Centro Nacional de Despacho](#) (CND) del 24 de junio de 2024.

**Cuadro 4 - Proyectos de Sistemas SF y SAEB**

	Sitio	Generación kWh/año	Total kWh (Años 1-20)	O&M US\$/año	LCOE US\$/kWh	Costo Marginal (CND)*/ US\$/kWh
1	Bocatoma Níspero	3,956,000	73,522,260	22,595	0.0307	0.15142
2	Dique Río Lindo	9,499,837	176,554,471	56,486	0.0251	0.14611
3	Gravenera Níspero	1,980,196	36,801,943	11,297	0.0241	0.15142
4	Plan Cañaveral	7,411,519	137,743,081	33,892	0.0246	0.14664
5	Bocatoma Cañaveral	8,350,252	155,189,433	56,488	0.0366	0.14664
6	SE Amarateca	7,595,631	141,164,802	45,189	0.0251	0.14244
7	SE Tela	3,783,980	70,325,268	22,595	0.0436	0.14885
8	SE Catacamas	1,863,018	34,624,190	11,297	0.0256	0.15366
9	SE El Estadio	3,627,512	67,417,311	22,595	0.0263	0.14857
10	SE Naco	7,233,900	134,442,032	45,189	0.0425	0.14915
11	SE Juticalpa	1,896,929	35,254,425	11,297	0.0252	0.15012
12	SE Comayagua	1,424,949	26,482,677	9,038	0.0280	0.14618
13	SE Siguatepeque	930,569	17,294,625	5,649	0.0343	0.14688
14	SE Coyoles	4,076,450	75,760,823	22,595	0.0355	0.15383
<b>TOTAL / PROMEDIO</b>		<b>63,630,742</b>	<b>1,182,577,340</b>	<b>376,202</b>	<b>0.0305</b>	<b>0.14871</b>

\*/ Promedio de 24 horas. Junio 24, 2024

- 2.10 Para valorar los beneficios por reducción de pérdidas se cuenta con la estudios de la ENEE que indican que las pérdidas de transmisión y distribución que se ahorrarán por instalar los sistemas SF cerca de los centros de carga están alrededor del 7%, con respecto a la energía transmitida desde centrales lejanas, lo que sería la cantidad de ahorro en pérdidas de la energía inyectada en cada punto, considerada como beneficio de la inversión. Adicionalmente, la ENEE estima que la instalación de bancos de compensación capacitiva en dos de las SE permite una reducción adicional de pérdidas, estimada en 1.5% del flujo total transmitido por esas SE.

<sup>7</sup> LCOE: *Levelized Cost of Energy*.

- 2.11 Se considera un factor de emisión de CO<sub>2</sub> ponderado del sistema eléctrico hondureño convencional de 0.49 Ton CO<sub>2</sub>/MWh<sup>8</sup>. El CO<sub>2</sub> se valora usando como base los rangos de precios que se encuentran en el [Report of the High-Level Commission on Carbon Prices](#) del Banco Mundial, publicado en mayo 2017. Esta es la publicación que el BID exige se use como estándar para valorar la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> como resultado de un proyecto de inversión. Esta Comisión concluye en su publicación de 2017 que el nivel explícito del precio del carbono a nivel mundial, coherente con la consecución del objetivo de temperatura de París, es al menos, US\$40–80/tCO<sub>2</sub> en 2020 y US\$50–100/tCO<sub>2</sub> en 2030. Con esa información, para este análisis se calcula un rango medio que correspondería aproximadamente a 2025, de US\$45 - \$90/tCO<sub>2</sub>. La Comisión en el mismo reporte explica que los niveles apropiados de precios del carbono variarán de un país a otro y que en los países de ingresos más bajos pueden ser más bajos que los rangos propuestos allí, en parte porque las acciones y políticas complementarias para la reducción de emisiones pueden ser menos costosas y las cuestiones distributivas y éticas pueden ser más complejas. Por lo tanto, usamos en este análisis US\$45/tCO<sub>2</sub> como precio, el punto más bajo de ese rango (a mayor precio, mayor rentabilidad de la inversión). El reporte de la Comisión de 2017 también reconoce que continuamente surgirán nuevos datos y se generarán nuevos conocimientos, y estos hechos y lecciones aprendidas deben tenerse en cuenta, y que la fijación del precio del carbono debe fomentar el aprendizaje y el progreso tecnológico. Por esta razón se complementa el análisis de la valoración de este beneficio en un escenario de sensibilidad aplicando el resultado de un estudio más reciente del BID (2023) para países de América Latina, el cual incluye a Honduras, usando el precio de US\$20/Ton de CO<sub>2</sub>.<sup>9</sup>

### C. Beneficios y costos

- 2.12 **Beneficios.** Los resultados esperados del proyecto son: (i) incremento en la participación de energía SF en la matriz de generación; (ii) mejora en la calidad y confiabilidad del suministro del servicio eléctrico; (iii) reducción de pérdidas técnicas; (iv) disminución de niveles de emisiones de CO<sub>2</sub>. El análisis identifica estos resultados esperados como beneficios. Cuantifica los costos y beneficios de la nueva generación proveniente de los sistemas instalados y su flujo al SIN por medio del sistema de transmisión mejorado.
- 2.13 **Energía convencional evitada.** Se parte del supuesto de que la inyección al SIN de la electricidad generada con base en ERNC como la de los sistemas SF, genera beneficios originados del desplazamiento de generación convencional con base térmica cuyos costos marginales son significativamente mayores que el costo de generación con sistemas SF, la cual habría que generar si no se cuenta con la inversión propuesta. El valor neto de la energía a sustituir constituye un beneficio de la inversión por ser un ahorro para el SIN.
- 2.14 El ahorro esperado en la generación de energía se estima con la diferencia en los costos unitarios respectivos. El costo unitario de la energía que se espera generar con el proyecto se calcula usando el LCOE calculado por la ENEE (¶2.8). Esta medida incorpora el costo de inversión, operación y mantenimiento, y remplazo de partes durante la vida del proyecto, por unidad generada (US\$/kWh). El costo unitario de la

---

<sup>8</sup> Factor de emisiones de CO<sub>2</sub> de la generación eléctrica en el SIN, calculado por la División de Medio Ambiente de la ENEE para 2023.

<sup>9</sup> Punto medio del promedio de las tasas efectivas de carbono de 18 países de América Latina, calculadas por Ahumada, H., S. Espina-Mairal, F. Navajas, and A. Rasteletti (2023). *Effective Carbon Rates on Energy Use in Latin America and the Caribbean: Estimates and Directions of Reform*. Washington DC: IDB.

energía que se espera evitar con el proyecto es el costo marginal actual correspondiente a cada subestación en la que se planean construir los sistemas SF (¶2.9). La diferencia entre estos dos costos constituye el mayor beneficio esperado de la inversión.

- 2.15 Reducción de pérdidas. Los proyectos SF están orientados a acercar la generación a los centros de consumo. La inyección de energía cerca de los centros de carga como las subestaciones, en comparación con las grandes centrales alejadas de las fuentes de consumo, representa menores o nulas pérdidas técnicas de transmisión y distribución, en comparación con el flujo de energía proveniente de centrales alejadas de las subestaciones que es substituida. Este ahorro, estimado en 7%, se incluye en la contabilización de los beneficios (¶2.9). Las inversiones en bancos de compensación capacitiva que se realizará en dos subestaciones (SE Amarateca y SE Naco), inducen una reducción de pérdidas adicional, estimada por la ENEE entre 1.5% y 1.75% del flujo total transmitido por esas SE. Se toma 1.5% como el Caso Base.
- 2.16 Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Un beneficio adicional esperado de esta inversión es la reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) al sustituir generación con base térmica con generación con base en sistemas SF. Se valoriza la emisión de CO<sub>2</sub> que habría emitido la energía térmica desplazada.
- 2.17 Confiabilidad. En las subestaciones en las que se integra el sistema de almacenamiento con baterías SAEB como en Tela, Naco y Coyoles Central, se aumenta la confiabilidad del sistema al proporcionar una fuente de energía estable y resistente a cortes de suministro al mejorar la resiliencia del sistema eléctrico y proporcionar redundancia en caso de fallas en la red principal. Se estima que se almacenará en los SAEB aproximadamente el 25% de la generación de estos tres SF, reflejando la capacidad de almacenamiento de los SAEB que estaría lista a respaldar en caso de fallas. Para estimar el beneficio de confiabilidad en los tres SF con SAEB se calcula la energía almacenada valorada al costo de la energía no suministrada, o costo de falla.
- 2.18 **Costos.** Los costos por incurrir con el nuevo sistema incluyen el costo de la inversión, el costo de cargos por operación y mantenimiento, y remplazo periódico de repuestos y equipo en un plazo de 20 años.

#### **D. Caso Base y análisis de sensibilidad**

- 2.19 **Caso Base.** El flujo neto proyectado de costos y beneficios del Caso Base total utiliza los estimados provistos que se consideran de mayor probabilidad de ocurrir. Se obtiene el Valor Actual Neto Económico (VANE) total de US\$57,330,957 y Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) de 33.2%, sin valorar en este caso, el beneficio por reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Considerando la valuación de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por energía convencional desplazada, a un precio de US\$45/tCO<sub>2</sub>, la TIRE del Caso Base mejora a 36.5% y el VANE sube a US\$66,279,827 evidenciando la bondad de la inversión y la contribución de la reducción de emisiones para el país. Valorando el CO<sub>2</sub> a US\$20/t, se obtiene una TIRE de 34.7% y un VANE de US\$61,308,232. Se identifica el proyecto Bocatoma Cañaverl como el de más baja rentabilidad. Esto se explica por el nivel de generación esperado con respecto a su capacidad, lo que le aumenta su LCOE (Cuadro 4).
- 2.20 El ahorro en costo de generación es el mayor beneficio, con una participación del 44.2% del total, seguido por ganancias en confiabilidad con 33.7%, reducción de pérdidas por bancos de compensación con 9.6%, emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas con 8.3% y reducción de pérdidas por SF con 4.1%. El Cuadro 5 muestra los resultados

por sitio intervenido. Los Anexos A y B presentan en detalle, los resultados para cada sitio evaluado.

Cuadro 5 - Resultados Caso Base

FLUJO NETO		Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t		Con reducción CO <sub>2</sub> @US\$20/t	
		TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE US\$)	TIRE	VANE US\$)
1	Bocatoma Níspero	21.7%	1,217,015	25.8%	1,773,377	23.5%	1,464,287
2	Dique Río Lindo	20.6%	2,710,285	24.7%	4,046,318	22.4%	3,304,077
3	Gravenera Níspero	22.9%	693,708	27.1%	972,198	24.8%	817,481
4	Plan Cañaveral	20.5%	2,136,716	24.5%	3,179,054	22.3%	2,599,977
5	Bocatoma Cañaveral	15.8%	1,166,177	19.5%	2,340,536	17.5%	1,688,114
6	SE Amarateca	43.4%	10,223,303	46.7%	11,291,534	44.9%	10,698,072
7	SE Tela	46.4%	8,212,348	48.5%	8,744,517	47.3%	8,448,868
8	SE Catacamas	18.3%	451,100	21.8%	713,110	19.9%	567,549
9	SE El Estadio	16.8%	672,744	20.2%	1,182,909	18.3%	899,484
10	SE Naco	60.6%	19,516,566	63.1%	20,533,923	61.7%	19,968,725
11	SE Juticalpa	18.2%	440,066	21.7%	706,846	19.8%	558,635
12	SE Comayagua	16.8%	255,042	20.3%	455,444	18.3%	344,110
13	SE Siguatepeque	16.7%	159,205	20.5%	290,078	18.4%	217,371
14	SE Coyoles	51.5%	9,476,682	53.8%	10,049,983	52.5%	9,731,482
<b>Total</b>		<b>33.2%</b>	<b>57,330,957</b>	<b>36.5%</b>	<b>66,279,827</b>	<b>34.7%</b>	<b>61,308,232</b>

2.21 **Análisis de sensibilidad.** Con el propósito de probar la solidez de los resultados ante riesgos de cambios en los valores de los parámetros determinantes de la rentabilidad económica considerados para el caso base, se realizó un análisis de sensibilidad simulando cambios adversos en variables clave que afectarían los resultados y que podrían ocurrir con alta probabilidad:

2.22 Reducción de la generación de energía anual esperada. Este parámetro se puede dar por los siguientes factores:

- Sobrestimación del potencial en el lugar específico, estimado con información de bases de datos del software. Poco probable en este caso.
- Problemas en la calidad de paneles /instalación. Es importante el control mediante supervisión para mitigar el riesgo.
- Inadecuada operación y mantenimiento. Poco probable en el caso de la ENEE con demostrada alta capacidad en actividades de O&M. Es problemático en lugares con malos operadores.
- Eventos climáticos adversos: Incendios forestales, tormentas tropicales. En Honduras los incendios en el 2024 produjeron la reducción del 22% de producción de energía del parque solar (periodo de 2 semanas de incendios intensos, según información proporcionada por el CND). La mayor frecuencia de estos eventos se le atribuye al cambio climático.

2.23 Aumentos, del costo de inversión. Se han experimentado aumentos en el mercado en los últimos años. Entre 2021 – 2024 hubo fluctuación del precio del kW de la tecnología fotovoltaica, <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/evolucion->

- [situacion-actual-precios-placas-solares/](#) y hubo aumento de costos de flete (crisis de contenedores) que afectó el costo de adquisición de la tecnología.
- 2.24 Costo marginal de generación de energía. Fluctúa por la variación de la composición de la matriz energética: a mayor generación térmica mayor costo marginal. También varía de acuerdo con la composición de la matriz regional y la integración regional. Un tema relevante es la época de sequías. La matriz energética regional depende en gran medida de la hidroelectricidad, con riego implícito de aumento del costo marginal en épocas de sequía. En épocas de sequía se reduce el intercambio regional por falta de reserva de generación térmica, lo que aumenta el costo marginal. Un menor costo marginal se traduce en menores beneficios por la inversión, al producir menos ahorros.
- 2.25 Aumento de gastos de O&M. La alta probabilidad de estos aumentos son de crítica importancia al considerar lugares remotos y con dificultades logísticas. Se tuvo la experiencia en el PNER de Nicaragua y en el Programa de Electrificación Rural en Lugares Aislados de Honduras. A mayor aislamiento, los riesgos de costos aumentan por la logística de traslado de material y mano de obra calificada al lugar, en caso de no contar con ella.
- 2.26 Pérdidas evitadas por los SF y por los bancos de compensación capacitiva. Estas mejoras resultan significativas, dadas las deficiencias en la infraestructura del sistema nacional de distribución. La ENEE no tiene todos los recursos para poner en marcha las mejoras requeridas en el sistema de distribución, por tanto, el aporte del proyecto es muy importante, por ello es probable que aumenten
- 2.27 Reducción de la energía almacenada. Ante un manejo operativo subóptimo de los SAEB, existe un bajo riesgo de reducción de la energía de respaldo que se espera mediante estos sistemas.
- 2.28 En todos los casos, se mantuvo la solidez de los resultados de viabilidad económica de la inversión como un todo. Se evidencia, sin embargo, vulnerabilidad individual en el proyecto de Bocatoma Cañaveral, al quedar un poco por debajo de la TIRE requerida en el escenarios de reducción del costo marginal de generación. El Cuadro 6 resume los resultados de los escenarios del análisis de sensibilidad, comparados con el Caso Base. El Anexo C muestra los resultados del análisis de sensibilidad para cada sitio evaluado.
- 2.29 La solidez de los resultados se demuestra adicionalmente, calculando el valor umbral o extremo en promedio que las variables consideradas podrían tomar para mantener la rentabilidad de la inversión:
- Reducción de energía generada: 74.2%.
  - Alza en costo de inversión: 252%
  - Reducción del costo marginal de generación: 76%
  - Aumento del costo de O&M: 1020%
  - Reducción de pérdidas evitas por SF: aún en 0, el VANE sigue >0
  - Reducción de pérdidas evitadas por bancos de compensación: aún en 0, el VANE sigue >0
  - Reducción energía almacenada: aún en 0, el VANE sigue >0

Cuadro 6 - Resultados Análisis de Sensibilidad

FLUJO NETO	Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub>	
	TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE (US\$)
<b>Caso Base</b>	<b>33.2%</b>	<b>57,330,957</b>	<b>36.5%</b>	<b>66,279,827</b>
↓ 20% en energía generada	27.4%	41,022,368	30.1%	48,416,336
↑ 20% costo de inversión	27.5%	49,412,564	30.2%	58,361,434
↓ 20% costo marginal de generación	27.8%	42,157,134	31.1%	51,106,005
↑ 50% Costo de O&M	32.7%	55,793,943	35.9%	64,742,813
↓ 20% en pérdidas evitadas por SF	32.9%	56,491,206	36.2%	65,440,077
↓ pérdidas evitadas por bancos de compensación a 1%	31.9%	53,434,895	35.2%	62,383,766
↓ 20% en energía almacenada	30.6%	50,110,449	33.9%	59,059,319

### III. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 3.1 Con base en la evaluación realizada se concluye que las inversiones en SF y SAEB planeadas para el Componente 1 del proyecto como un todo, son económicamente rentables y los resultados muestran robustez ante cambios adversos a variables críticas, con una excepción individual que identifica un riesgo menor de caer bajo el umbral de rentabilidad al subir la inversión o bajar el nivel de generación.
- 3.2 La implementación de SF y SAEB: (i) contribuye a la diversificación de la matriz eléctrica, y consecuentemente aporta a la reducción de los costos de generación y el fortalecimiento de la resiliencia en los sistemas; (ii) facilita la generación distribuida en todo el territorio nacional, con el consiguiente potencial para reducir el riesgo de interrupciones ocasionadas por el paso de nubes, caídas de voltaje, o condiciones meteorológicas adversas como huracanes y ciclones tropicales; (iii) contribuye a disminuir las pérdidas eléctricas al inyectar la energía en cercanía a los centros de carga (subestaciones); (iv) los SF con respaldo de almacenamiento mejoran la confiabilidad del suministro eléctrico, la rentabilidad económica de la inversión resulta significativamente más alta y pueden contribuir a reducir la energía de falla.
- 3.3 La viabilidad técnica de las inversiones está respaldada por el apoyo brindado por el proyecto al fortalecimiento de la capacidad institucional de la ENEE para adoptar medidas de gestión de sistemas SF y SAEB que aseguren su sostenibilidad. El rápido desarrollo de estas tecnologías de electrificación, reducción de sus costos y mejor capacidad de la ENEE para gestionarlas facilitará la extensión de estas instalaciones en las subestaciones a través del SIN.
- 3.4 El mantenimiento a los sistemas considerado es tanto rutinario, como periódico para maximizar la producción y almacenamiento de energía y garantizar un funcionamiento ininterrumpido. Se enfatiza llevar a cabo en forma oportuna las actividades de O&M planteadas para minimizar pérdida de rendimiento, daños e interrupción del suministro.

## IV. ANEXOS

### A. Flujo Económico Neto – Caso Base (Sin reducción CO<sub>2</sub>)

FLUJO NETO SIN CO <sub>2</sub>	TIRE	VANE	INVERSION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1 Bocatoma Nispero	21.7%	1,217,015	(2,179,326)	496,920	494,583	491,738	487,367	483,033	478,735	474,474	470,248	466,059	461,906	457,787	453,704	449,656	445,642	441,661	437,715	433,803	429,923	426,077	422,263
2 Cementerio Río Lindo	20.6%	2,710,285	(5,448,315)	1,190,208	1,184,598	1,177,772	1,167,284	1,156,882	1,146,568	1,136,342	1,126,203	1,116,150	1,106,183	1,096,300	1,086,501	1,076,786	1,067,153	1,057,602	1,048,132	1,038,743	1,029,434	1,020,203	1,011,052
3 Gravingera Nispero	22.9%	693,708	(1,089,663)	261,818	260,589	259,094	256,796	254,517	252,258	250,018	247,797	245,594	243,411	241,246	239,099	236,971	234,860	232,768	230,694	228,637	226,597	224,575	222,570
4 Plan Cañaveral	20.5%	2,136,716	(4,358,652)	946,711	942,298	936,929	928,679	920,497	912,385	904,341	896,366	888,459	880,619	872,846	865,139	857,497	849,920	842,408	834,959	827,574	820,251	812,991	805,793
5 Bocatoma Cañaveral	15.8%	1,166,177	(5,448,315)	948,114	943,593	938,093	929,641	921,259	912,948	904,708	896,538	888,437	880,405	872,441	864,546	856,717	848,954	841,258	833,627	826,061	818,560	811,122	803,747
6 SE Amarateca	43.4%	10,223,303	(5,031,380)	2,171,561	2,179,471	2,186,545	2,190,856	2,195,360	2,200,062	2,204,961	2,210,058	2,215,354	2,220,850	2,226,546	2,232,443	2,238,542	2,244,844	2,251,349	2,258,059	2,264,974	2,272,096	2,279,424	2,286,960
7 SE Tela	46.4%	8,212,348	(3,896,690)	1,834,100	1,825,745	1,815,579	1,799,959	1,784,467	1,769,107	1,753,877	1,738,777	1,723,806	1,708,961	1,694,243	1,679,650	1,665,181	1,650,835	1,636,611	1,622,507	1,608,524	1,594,659	1,580,913	1,567,283
8 SE Catacamas	18.3%	451,100	(1,257,845)	247,324	246,160	244,744	242,569	240,411	238,271	236,150	234,047	231,961	229,893	227,843	225,811	223,795	221,797	219,816	217,851	215,903	213,972	212,057	210,159
9 SE El Estadio	16.8%	672,744	(2,515,690)	458,673	456,507	453,872	449,823	445,808	441,826	437,879	433,965	430,084	426,236	422,421	418,639	414,888	411,169	407,482	403,827	400,202	396,608	393,045	389,512
10 SE Naco	60.6%	19,516,566	(6,412,380)	3,916,563	3,904,330	3,888,649	3,862,500	3,836,640	3,811,072	3,785,797	3,760,811	3,736,114	3,711,702	3,687,576	3,663,733	3,640,171	3,616,890	3,593,886	3,571,159	3,548,708	3,526,530	3,504,625	3,482,990
11 SE Juticalpa	18.2%	440,066	(1,257,845)	245,594	244,438	243,032	240,870	238,727	236,602	234,495	232,405	230,334	228,280	226,244	224,225	222,223	220,238	218,270	216,318	214,384	212,465	210,563	208,678
12 SE Comayagua	16.8%	255,042	(953,975)	173,944	173,121	172,119	170,579	169,053	167,539	166,038	164,550	163,074	161,611	160,161	158,723	157,297	155,883	154,481	153,091	151,713	150,347	148,992	147,649
13 SE Siguatepeque	16.7%	159,205	(596,234)	108,684	108,170	107,544	106,582	105,628	104,682	103,744	102,814	101,892	100,978	100,072	99,173	98,282	97,399	96,523	95,655	94,794	93,940	93,093	92,254
14 SE Coyoles	51.5%	9,476,682	(3,896,690)	2,032,330	2,023,083	2,011,832	1,994,543	1,977,398	1,960,398	1,943,542	1,926,830	1,910,260	1,893,831	1,877,541	1,861,390	1,845,376	1,829,498	1,813,756	1,798,147	1,782,670	1,767,325	1,752,111	1,737,026
<b>Total</b>	<b>33.2%</b>	<b>57,330,957</b>	<b>(44,343,000)</b>	<b>15,032,546</b>	<b>14,986,688</b>	<b>14,927,543</b>	<b>14,828,048</b>	<b>14,729,678</b>	<b>14,632,452</b>	<b>14,536,365</b>	<b>14,441,409</b>	<b>14,347,579</b>	<b>13,048,867</b>	<b>14,163,267</b>	<b>14,072,774</b>	<b>13,983,381</b>	<b>13,895,082</b>	<b>13,807,871</b>	<b>13,721,742</b>	<b>13,636,690</b>	<b>13,552,709</b>	<b>13,469,792</b>	<b>13,387,936</b>



## B. Flujo Económico Neto – Caso Base Con reducción CO<sub>2</sub> @ US\$45/t

FLUJO NETO CON CO <sub>2</sub> @ US\$20/ICO2	TIRE	VANE	INVERSION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1 Bocatoma Nispero	25.8%	1,773,377	(2,179,326)	584,150	581,420	578,098	572,993	567,931	562,911	557,934	553,000	548,107	543,256	538,447	533,678	528,949	524,261	519,613	515,004	510,435	505,904	501,412	496,958
2 Dique Rio Lindo	24.7%	4,046,318	(5,448,315)	1,399,680	1,393,127	1,385,154	1,372,903	1,360,753	1,348,707	1,336,763	1,324,920	1,313,178	1,301,536	1,289,993	1,278,548	1,267,200	1,255,949	1,244,793	1,233,732	1,222,765	1,211,892	1,201,110	1,190,421
3 Gránera Nispero	27.1%	972,198	(1,089,663)	305,482	304,056	302,322	299,657	297,014	294,393	291,795	289,218	286,664	284,131	281,620	279,130	276,662	274,214	271,787	269,381	266,995	264,630	262,284	259,959
4 Plan Cañaveral	24.5%	3,179,054	(4,358,652)	1,110,135	1,104,987	1,098,723	1,089,098	1,079,552	1,070,088	1,060,704	1,051,400	1,042,175	1,033,029	1,023,960	1,014,968	1,006,053	997,213	988,449	979,759	971,143	962,600	954,130	945,732
5 Bocatoma Cañaveral	19.5%	2,340,536	(5,448,315)	1,132,237	1,126,888	1,120,379	1,110,378	1,100,460	1,090,626	1,080,875	1,071,208	1,061,622	1,052,118	1,042,695	1,033,352	1,024,089	1,014,904	1,005,797	996,767	987,815	978,938	970,137	961,411
6 SE Amarateca	46.7%	11,291,534	(5,031,380)	2,339,044	2,346,201	2,352,358	2,355,260	2,358,367	2,361,683	2,365,208	2,368,943	2,372,888	2,377,045	2,381,413	2,385,994	2,390,788	2,395,796	2,401,018	2,406,456	2,412,110	2,417,980	2,424,069	2,430,376
7 SE Tela	48.5%	8,744,517	(3,896,690)	1,917,537	1,908,807	1,898,184	1,881,861	1,865,673	1,849,623	1,833,709	1,817,930	1,802,286	1,786,775	1,771,395	1,756,146	1,741,027	1,726,036	1,711,173	1,696,435	1,681,824	1,667,336	1,652,972	1,638,729
8 SE Catacamas	21.8%	713,110	(1,257,845)	288,404	287,055	285,414	282,893	280,392	277,913	275,454	273,017	270,600	268,204	265,829	263,473	261,137	258,822	256,526	254,249	251,992	249,754	247,535	245,335
9 SE El Estadio	20.2%	1,182,909	(2,515,690)	538,660	536,134	533,061	528,339	523,656	519,013	514,409	509,845	505,319	500,832	496,383	491,971	487,596	483,261	478,961	474,698	470,471	466,280	462,124	458,004
10 SE Naco	63.1%	20,533,923	(6,412,380)	4,076,071	4,063,120	4,046,565	4,019,075	3,991,883	3,964,996	3,938,412	3,912,129	3,886,146	3,860,459	3,835,069	3,809,972	3,785,167	3,760,653	3,736,427	3,712,489	3,688,836	3,665,468	3,642,381	3,619,576
11 SE Juticalpa	21.7%	706,846	(1,257,845)	287,422	286,077	284,442	281,929	279,436	276,965	274,515	272,085	269,677	267,288	264,920	262,572	260,245	257,936	255,648	253,379	251,129	248,899	246,687	244,494
12 SE Comayagua	20.3%	455,444	(953,975)	205,364	204,399	203,225	201,422	199,633	197,859	196,100	194,357	192,628	190,914	189,214	187,529	185,858	184,202	182,559	180,930	179,316	177,715	176,127	174,553
13 SE Siguatepeque	20.5%	290,078	(596,234)	129,203	128,596	127,858	126,724	125,598	124,483	123,377	122,280	121,193	120,114	119,045	117,986	116,935	115,893	114,860	113,835	112,820	111,813	110,814	109,824
14 SE Coyoles	53.8%	10,049,983	(3,896,690)	2,122,216	2,112,564	2,100,821	2,082,776	2,064,881	2,047,137	2,029,544	2,012,101	1,994,806	1,977,658	1,960,656	1,943,798	1,927,084	1,910,512	1,894,080	1,877,789	1,861,635	1,845,619	1,829,740	1,813,995
<b>Total</b>	<b>36.5%</b>	<b>66,279,827</b>	<b>(44,343,000)</b>	<b>16,435,605</b>	<b>16,383,434</b>	<b>16,316,608</b>	<b>16,205,310</b>	<b>16,095,234</b>	<b>15,986,402</b>	<b>15,878,807</b>	<b>15,772,442</b>	<b>15,667,298</b>	<b>15,563,370</b>	<b>15,460,649</b>	<b>15,359,130</b>	<b>15,258,804</b>	<b>15,159,665</b>	<b>15,061,706</b>	<b>14,964,921</b>	<b>14,869,303</b>	<b>14,774,845</b>	<b>14,681,542</b>	<b>14,589,386</b>

### C. Flujo Económico Neto – Caso Base Con reducción CO<sub>2</sub> @ US\$20/t

FLUJO NETO CON CO <sub>2</sub> @ US\$20/CO2	TIRE	VANE	INVERSION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1 Bocatoma Nispero	23.5%	1,464,287	(2,179,326)	535,689	533,177	530,120	525,423	520,765	516,147	511,567	507,027	502,525	498,062	493,636	489,248	484,897	480,584	476,307	472,066	467,861	463,692	459,559	455,461
2 Dique Rio Lindo	22.4%	3,304,077	(5,448,315)	1,283,307	1,277,278	1,269,942	1,258,670	1,247,491	1,236,407	1,225,418	1,214,522	1,203,718	1,193,006	1,182,386	1,171,855	1,161,414	1,151,062	1,140,798	1,130,621	1,120,531	1,110,526	1,100,606	1,090,771
3 Gravingera Nispero	24.8%	817,481	(1,089,663)	281,224	279,908	278,306	275,845	273,405	270,985	268,585	266,206	263,847	261,509	259,190	256,891	254,611	252,351	250,110	247,888	245,685	243,501	241,335	239,187
4 Plan Cañaveral	22.3%	2,599,977	(4,358,652)	1,019,344	1,014,604	1,008,837	999,976	991,188	982,475	973,836	965,270	956,777	948,357	940,008	931,729	923,522	915,384	907,315	899,315	891,382	883,517	875,719	867,988
5 Bocatoma Cañaveral	17.5%	1,688,114	(5,448,315)	1,029,946	1,025,057	1,019,109	1,009,969	1,000,904	991,916	983,004	974,169	965,408	956,722	948,110	939,571	931,104	922,710	914,386	906,134	897,952	889,839	881,795	873,820
6 SE Amaratoca	44.9%	10,698,072	(5,031,380)	2,245,998	2,253,573	2,260,240	2,263,924	2,267,808	2,271,893	2,276,182	2,280,673	2,285,369	2,290,270	2,295,376	2,300,688	2,306,207	2,311,934	2,317,869	2,324,013	2,330,368	2,336,933	2,343,711	2,350,700
7 SE Tela	47.3%	8,448,868	(3,896,690)	1,871,183	1,862,661	1,852,292	1,836,360	1,820,559	1,804,892	1,789,358	1,773,957	1,758,686	1,743,545	1,728,533	1,713,648	1,698,890	1,684,257	1,669,749	1,655,364	1,641,102	1,626,960	1,612,939	1,599,037
8 SE Catacamas	19.9%	567,549	(1,257,845)	265,582	264,336	262,820	260,490	258,180	255,890	253,619	251,367	249,134	246,921	244,726	242,549	240,392	238,252	236,131	234,028	231,943	229,875	227,825	225,793
9 SE El Estadio	18.3%	899,484	(2,515,690)	494,223	491,897	489,067	484,719	480,407	476,132	471,892	467,689	463,522	459,390	455,293	451,231	447,203	443,210	439,251	435,325	431,433	427,574	423,747	419,953
10 SE Naco	61.7%	19,968,725	(6,412,380)	3,987,455	3,974,904	3,958,834	3,932,089	3,905,637	3,879,483	3,853,626	3,828,064	3,802,794	3,777,817	3,753,128	3,728,728	3,704,614	3,680,784	3,657,238	3,633,973	3,610,987	3,588,280	3,565,850	3,543,695
11 SE Juticalpa	19.8%	558,635	(1,257,845)	264,184	262,945	261,436	259,119	256,820	254,541	252,281	250,041	247,820	245,617	243,433	241,268	239,121	236,993	234,882	232,790	230,715	228,658	226,618	224,596
12 SE Comayagua	18.3%	344,110	(953,975)	187,909	187,022	185,944	184,287	182,644	181,014	179,399	177,797	176,209	174,635	173,073	171,525	169,991	168,469	166,960	165,464	163,981	162,510	161,052	159,606
13 SE Siguatepeque	18.4%	217,371	(596,234)	117,804	117,248	116,572	115,534	114,504	113,482	112,470	111,466	110,470	109,483	108,505	107,534	106,572	105,618	104,673	103,735	102,805	101,883	100,969	100,063
14 SE Coyoles	52.5%	9,731,482	(3,896,690)	2,072,279	2,062,853	2,051,383	2,033,758	2,016,279	1,998,948	1,981,765	1,964,728	1,947,836	1,931,087	1,914,481	1,898,016	1,881,691	1,865,504	1,849,455	1,833,543	1,817,766	1,802,123	1,786,613	1,771,234
<b>Total</b>	<b>34.7%</b>	<b>61,308,232</b>	<b>(44,343,000)</b>	<b>15,656,129</b>	<b>15,607,465</b>	<b>15,544,907</b>	<b>15,440,167</b>	<b>15,336,595</b>	<b>15,234,211</b>	<b>15,133,010</b>	<b>15,032,984</b>	<b>14,934,126</b>	<b>14,836,429</b>	<b>14,739,888</b>	<b>14,644,494</b>	<b>14,550,243</b>	<b>14,457,126</b>	<b>14,365,139</b>	<b>14,274,275</b>	<b>14,184,527</b>	<b>14,095,890</b>	<b>14,008,358</b>	<b>13,921,925</b>

## D. Análisis de Sensibilidad

### D-1 Reducción 20% en energía generada

FLUJO NETO		Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t		Con reducción CO <sub>2</sub> @US\$20/t	
		TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE US\$)	TIRE	VANE US\$)
1	Bocatoma Nispero	16.5%	554,309	20.0%	999,398	18.1%	752,126
2	Dique Río Lindo	15.7%	1,119,972	19.0%	2,188,799	17.2%	1,595,006
3	Gravenera Nispero	17.6%	345,315	21.0%	568,107	19.1%	444,334
4	Plan Cañaveral	15.6%	885,836	18.9%	1,719,706	17.1%	1,256,445
5	Bocatoma Cañaveral	15.8%	1,166,177	19.5%	2,340,536	17.5%	1,688,114
6	SE Amarateca	39.6%	8,969,030	42.2%	9,823,615	40.7%	9,348,846
7	SE Tela	36.8%	5,843,903	38.5%	6,269,639	37.6%	6,033,119
8	SE Catacamas	13.8%	121,196	16.7%	330,805	15.1%	214,356
9	SE El Estadio	12.4%	58,827	15.3%	466,959	13.7%	240,219
10	SE Naco	49.5%	14,955,078	51.4%	15,768,964	50.3%	5,316,805
11	SE Juticalpa	13.6%	112,369	16.6%	325,793	15.0%	207,224
12	SE Comayagua	12.4%	21,626	15.4%	181,947	13.8%	92,880
13	SE Siguatepeque	12.4%	13,359	15.6%	118,057	13.8%	59,892
14	SE Coyoles	40.9%	6,855,370	42.8%	7,314,011	41.7%	7,059,211
<b>Total</b>		<b>27.4%</b>	<b>41,022,368</b>	<b>30.1%</b>	<b>48,416,336</b>	<b>28.6%</b>	<b>44,308,576</b>

### D-2 Aumento 20% costo de inversión

FLUJO NETO		Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t		Con reducción CO <sub>2</sub> @US\$20/t	
		TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE US\$)	TIRE	VANE US\$)
1	Bocatoma Nispero	17.6%	827,850	21.2%	1,384,212	19.2%	1,075,122
2	Dique Río Lindo	16.7%	1,737,371	20.2%	3,073,405	18.3%	2,331,164
3	Gravenera Nispero	18.7%	499,125	22.3%	777,615	20.3%	622,898
4	Plan Cañaveral	16.6%	1,358,385	20.0%	2,400,723	18.1%	1,821,647
5	Bocatoma Cañaveral	12.5%	193,264	15.7%	1,367,622	14.0%	715,201
6	SE Amarateca	36.2%	9,324,842	38.9%	10,393,073	37.4%	9,799,611
7	SE Tela	38.5%	7,516,510	40.3%	8,048,680	39.3%	7,753,030
8	SE Catacamas	14.7%	226,485	17.7%	488,495	16.1%	342,934
9	SE El Estadio	13.4%	223,514	16.3%	733,678	14.7%	450,254
10	SE Naco	50.4%	18,371,498	52.5%	19,388,856	51.3%	18,823,657
11	SE Juticalpa	14.6%	215,451	17.6%	482,230	16.0%	334,020
12	SE Comayagua	13.3%	84,690	16.4%	285,091	14.7%	173,757
13	SE Siguatepeque	13.3%	52,735	16.6%	183,608	14.8%	110,901
14	SE Coyoles	42.8%	8,780,844	44.7%	9,354,146	43.6%	9,035,645
<b>Total</b>		<b>27.5%</b>	<b>49,412,564</b>	<b>30.2%</b>	<b>58,361,434</b>	<b>28.7%</b>	<b>53,389,840</b>

D3 Reducción 20% costo marginal de generación

FLUJO NETO		Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t		Con reducción CO <sub>2</sub> @US\$20/t	
		TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE US\$)	TIRE	VANE US\$)
1	Bocatoma Níspero	15.3%	399,385	19.7%	955,747	17.3%	646,657
2	Dique Río Lindo	14.7%	815,804	18.9%	2,151,838	16.6%	1,409,597
3	Gravenera Níspero	16.6%	284,439	21.0%	562,929	18.6%	408,212
4	Plan Cañaverl	14.7%	653,260	18.8%	1,695,598	16.6%	1,116,521
5	Bocatoma Cañaverl	10.3%	(505,172)	14.2%	669,187	12.1%	16,766
6	SE Amarateca	33.8%	6,976,709	37.1%	8,044,940	35.2%	7,451,478
7	SE Tela	43.3%	7,443,549	45.4%	7,975,719	44.2%	7,680,069
8	SE Catacamas	12.9%	60,358	16.6%	322,368	14.5%	176,807
9	SE El Estadio	11.5%	(62,872)	15.2%	447,293	13.2%	163,868
10	SE Naco	55.7%	17,476,132	58.2%	18,493,490	56.8%	17,928,291
11	SE Juticalpa	12.7%	51,391	16.5%	318,171	14.4%	169,960
12	SE Comayagua	11.4%	(29,269)	15.2%	171,132	13.1%	59,798
13	SE Siguatepeque	11.1%	(27,357)	15.1%	103,516	12.9%	30,809
14	SE Coyoles	48.0%	8,620,776	50.4%	9,194,077	49.1%	8,875,576
<b>Total</b>		<b>27.8%</b>	<b>42,157,134</b>	<b>31.1%</b>	<b>51,106,005</b>	<b>29.3%</b>	<b>46,134,410</b>

D-4 50% Aumento costo de O&M

FLUJO NETO		Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t		Con reducción CO <sub>2</sub> @US\$20/t	
		TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE US\$)	TIRE	VANE US\$)
1	Bocatoma Níspero	21.1%	1,141,670	25.3%	1,698,032	23.0%	1,388,942
2	Dique Río Lindo	20.1%	2,521,928	24.1%	3,857,962	21.9%	3,115,721
3	Gravenera Níspero	22.4%	656,037	26.6%	934,527	24.2%	779,810
4	Plan Cañaverl	20.1%	2,023,701	24.0%	3,066,038	21.9%	2,486,962
5	Bocatoma Cañaverl	14.3%	695,273	18.1%	1,869,632	16.0%	1,217,210
6	SE Amarateca	43.0%	10,072,617	46.2%	11,140,848	44.4%	10,547,386
7	SE Tela	46.1%	8,137,003	48.2%	8,669,173	47.0%	8,373,523
8	SE Catacamas	17.8%	413,429	21.3%	675,439	19.4%	529,878
9	SE El Estadio	16.2%	597,400	19.7%	1,107,564	17.8%	824,140
10	SE Naco	60.2%	19,365,880	62.7%	20,383,237	61.4%	19,818,039
11	SE Juticalpa	17.7%	402,395	21.2%	669,175	19.3%	520,964
12	SE Comayagua	16.2%	224,905	19.8%	425,306	17.8%	313,972
13	SE Siguatepeque	16.2%	140,368	19.9%	271,241	17.9%	198,534
14	SE Coyoles	51.2%	9,401,337	53.5%	9,974,639	52.2%	9,656,138
<b>Total</b>		<b>32.7%</b>	<b>55,793,943</b>	<b>35.9%</b>	<b>64,742,813</b>	<b>34.2%</b>	<b>59,771,219</b>

D-5 Reducción 20% pérdidas evitadas por SF

FLUJO NETO		Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t		Con reducción CO <sub>2</sub> @US\$20/t	
		TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE US\$)	TIRE	VANE US\$)
1	Bocatoma Níspero	21.3%	1,163,525	25.4%	1,719,887	23.1%	1,410,797
2	Dique Río Lindo	20.3%	2,586,347	24.3%	3,922,380	22.1%	3,180,140
3	Gravenera Níspero	22.5%	666,933	26.7%	945,423	24.4%	790,706
4	Plan Cañaveral	20.2%	2,039,668	24.1%	3,082,005	21.9%	2,502,929
5	Bocatoma Cañaveral	15.5%	1,056,837	19.2%	2,231,195	17.1%	1,578,774
6	SE Amarateca	43.1%	10,126,692	46.4%	11,194,923	44.6%	10,601,461
7	SE Tela	46.2%	8,162,053	48.3%	8,694,222	47.1%	8,398,572
8	SE Catacamas	18.0%	425,537	21.5%	687,548	19.5%	541,986
9	SE El Estadio	16.4%	624,620	19.9%	1,134,784	18.0%	851,360
10	SE Naco	60.4%	19,420,226	62.9%	20,437,584	61.5%	19,872,385
11	SE Juticalpa	17.8%	414,639	21.4%	681,418	19.4%	533,207
12	SE Comayagua	16.4%	236,443	20.0%	436,844	18.0%	325,510
13	SE Siguatepeque	16.4%	147,000	20.1%	277,873	18.1%	205,166
14	SE Coyoles	51.3%	9,420,688	53.6%	9,993,990	52.3%	9,675,488
<b>Total</b>		<b>32.9%</b>	<b>56,491,206</b>	<b>36.2%</b>	<b>65,440,077</b>	<b>34.4%</b>	<b>60,468,482</b>

D-6 Baja reducción de pérdidas evitadas por bancos de compensación a 1%

FLUJO NETO		Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t		Con reducción CO <sub>2</sub> @US\$20/t	
		TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE US\$)	TIRE	VANE US\$)
1	Bocatoma Níspero	21.7%	1,217,015	25.8%	1,773,377	23.5%	1,464,287
2	Dique Río Lindo	20.6%	2,710,285	24.7%	4,046,318	22.4%	3,304,077
3	Gravenera Níspero	22.9%	693,708	27.1%	972,198	24.8%	817,481
4	Plan Cañaveral	20.5%	2,136,716	24.5%	3,179,054	22.3%	2,599,977
5	Bocatoma Cañaveral	15.8%	1,166,177	19.5%	2,340,536	17.5%	1,688,114
6	SE Amarateca	34.9%	7,273,594	38.2%	8,341,825	36.4%	7,748,363
7	SE Tela	46.4%	8,212,348	48.5%	8,744,517	47.3%	8,448,868
8	SE Catacamas	18.3%	451,100	21.8%	713,110	19.9%	567,549
9	SE El Estadio	16.8%	672,744	20.2%	1,182,909	18.3%	899,484
10	SE Naco	58.5%	18,570,213	60.9%	19,587,571	59.6%	19,022,372
11	SE Juticalpa	18.2%	440,066	21.7%	706,846	19.8%	558,635
12	SE Comayagua	16.8%	255,042	20.3%	455,444	18.3%	344,110
13	SE Siguatepeque	16.7%	159,205	20.5%	290,078	18.4%	217,371
14	SE Coyoles	51.5%	9,476,682	53.8%	10,049,983	52.5%	9,731,482
<b>Total</b>		<b>31.9%</b>	<b>53,434,895</b>	<b>35.2%</b>	<b>62,383,766</b>	<b>33.4%</b>	<b>57,412,171</b>

**D-7 20% Reducción de energía almacenada**

FLUJO NETO		Sin reducción CO <sub>2</sub>		Con reducción CO <sub>2</sub> @ US\$45/t		Con reducción CO <sub>2</sub> @US\$20/t	
		TIRE	VANE (US\$)	TIRE	VANE US\$)	TIRE	VANE US\$)
1	Bocatoma Níspero	21.7%	1,217,015	25.8%	1,773,377	23.5%	1,464,287
2	Dique Río Lindo	20.6%	2,710,285	24.7%	4,046,318	22.4%	3,304,077
3	Gravenera Níspero	22.9%	693,708	27.1%	972,198	24.8%	817,481
4	Plan Cañaveral	20.5%	2,136,716	24.5%	3,179,054	22.3%	2,599,977
5	Bocatoma Cañaveral	15.8%	1,166,177	19.5%	2,340,536	17.5%	1,688,114
6	SE Amaratéca	43.4%	10,223,303	46.7%	11,291,534	44.9%	10,698,072
7	SE Tela	39.1%	6,402,247	41.2%	6,934,417	40.0%	6,638,767
8	SE Catacamas	18.3%	451,100	21.8%	713,110	19.9%	567,549
9	SE El Estadio	16.8%	672,744	20.2%	1,182,909	18.3%	899,484
10	SE Naco	52.1%	16,056,165	54.6%	17,073,523	53.3%	16,508,324
11	SE Juticalpa	18.2%	440,066	21.7%	706,846	19.8%	558,635
12	SE Comayagua	16.8%	255,042	20.3%	455,444	18.3%	344,110
13	SE Siguatepeque	16.7%	159,205	20.5%	290,078	18.4%	217,371
14	SE Coyoles	43.6%	7,526,675	45.9%	8,099,977	44.6%	7,781,476
<b>Total</b>		<b>30.6%</b>	<b>50,110,449</b>	<b>33.9%</b>	<b>59,059,319</b>	<b>32.1%</b>	<b>54,087,725</b>