

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO - DIÉSEL EN LA MUNICIPALIDAD DE PUERTO LEMPIRA, GRACIAS A DIOS, HONDURAS

Alicia María Reyes Duke¹, Edgar Stiven Osorio Hernández

Facultad de Postgrado,

Universidad Tecnológica Centroamericana, UNITEC, San Pedro Sula, Honduras

(Enviado: Octubre, 2018/Aceptado: Noviembre, 2018)

Resumen

La población rural hondureña posee un índice de cobertura eléctrica menor al 65% (ENEE, 2017). El departamento de Gracias a Dios tiene una cobertura eléctrica del 48.79% (ENEE, 2017), cuyo porcentaje lo ubica como el departamento con menor índice de electrificación. En la actualidad, Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios, cuenta con dos sistemas de generación de energía eléctrica (privado y municipal). La empresa municipal llamada Empresa Local de Energía Eléctrica S.A. (ELEESA), posee un sistema compuesto por un grupo electrógeno diésel de 500kW instalados, 538 abonados y una generación en promedio de cuatro horas por día, a un precio de venta de energía de 14 L/kWh (0.58 \$/kWh). La presente investigación tuvo como finalidad analizar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema de generación híbrido solar fotovoltaico-diésel en la municipalidad de Puerto Lempira para ELEESA. Esta investigación fue realizada implementando una metodología con enfoque cualitativo y cuantitativo. El programa de simulaciones HOMER PRO fue utilizado para determinar la configuración óptima del sistema híbrido que deberá cubrir la demanda para los próximos 20 años. Las simulaciones indican que, con la implementación del sistema híbrido, se disminuyen los costos por consumo de combustible, que se reducen el costo de producción de energía comparado con un sistema 100% diésel. El costo de producción de energía para el sistema híbrido es 0.369 \$/kWh considerando únicamente gastos asociados a generación, y para reducir el tiempo de retorno de inversión del proyecto, se sugirió un precio de venta de energía de 0.55 \$/kWh.

Palabras clave: Cobertura eléctrica, sistemas aislados, costo de producción, energía solar.

Abstract

The Honduran rural population has an energy coverage of less than 65% (ENEE, 2017). The Department of Gracias a Dios has an energy coverage of 48.79% (ENEE, 2017), ranked as the Department with the lowest electrification index. Currently, Puerto Lempira, Department of Gracias a Dios, has two electric power generation systems (private and municipal). Municipal Electricity Company S.A. (ELEESA) has a system based on a diesel generator set of 500kW, 538 users, and an average generation of four hours per day with an energy sale price of 14 L/kWh (0.58 \$ / kWh). The main objective of this research was to analyze the technical and economic feasibility on the application of a solar hybrid photovoltaic-diesel generation system in the Municipality of Puerto Lempira for ELEESA. This investigation was carried out based on a qualitative and quantitative approach. The simulation software HOMER PRO was used to determine the optimal configuration of the hybrid system which should cover demand for the next twenty years. Simulations indicate that implementing the hybrid system, the costs of fuel consumption are reduced, and the cost of energy production is reduced compared to the 100% diesel system. The cost of energy production for the hybrid system is 0.369 \$ / kWh. An energy sale price of 0.55 \$ / kWh was suggested.

Key words: Electricity coverage, Off-grid systems, cost of production, solar energy.

¹ Autor para correspondencia. Email: alicia.reyes5@outlook.com

1. Introducción

El acceso a la electricidad se traduce como una oportunidad para generar desarrollo, por sus efectos positivos tanto en salud, educación y seguridad de las personas. El aprovechamiento de dicho suministro también tiene efectos en la economía local.

Honduras posee dos esquemas de electrificación diferentes: uno que se conoce como el Sistema de Interconexión Nacional (SIN) que incluye zona urbana y rural, que tienen una cobertura eléctrica a nivel nacional del 77.22% (ENEE, 2017); el segundo esquema son las mini redes cuya aplicabilidad es para las zonas aisladas como los Departamentos de Islas de la Bahía y Gracias a Dios.

El Municipio de Puerto de Lempira, Departamento de Gracias a Dios tiene una población de 54,554 personas, con área rural de 34,140 personas y área urbana de 20,414 personas. El 35.5% utiliza velas como principal fuente de alumbrado en sus viviendas, y para cocinar utilizan leña en un 73% comparado con 0.2% de uso de electricidad, según datos del Instituto Nacional de Estadística (INE, 2018).

En la actualidad Puerto Lempira cuenta con dos empresas que suministran energía eléctrica en la Municipalidad de Puerto Lempira, una municipal y otra privada; ELEESA, que es la empresa municipal, desea mejorar la calidad de su servicio y extender las horas de suministro de energía como sea posible.

ELEESA cuenta con generación térmica a base de combustible fósil (diésel) con un generador de 500 kW, este sistema abastece a 590 viviendas por periodos de cuatro horas por día, en promedio. Debido a que el generador opera al 30% de su capacidad nominal, por problemas mecánicos, sumado a los altos costos del combustible en la zona lo vuelven un sistema ineficiente y costoso. Como resultado de esto se tiene un precio de venta de 14 L/kWh. Los periodos de suministro de energía eléctrica por parte de ELEESA y la empresa privada, se realizan durante la noche desde las 18:00 hasta las 22:00 horas.

En el Departamento de Gracias a Dios, existen proyectos de energía renovable que solo han sido explotados para pequeñas aplicaciones, en residencias, pequeños comercios y empresas no gubernamentales. La propuesta de esta investigación fue evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico – diésel en Puerto Lempira mediante simulaciones.

1.1 Descripción del problema

ELEESA cuenta con un sistema de generación eléctrica diésel, con una capacidad instalada de 750 kVA, a un voltaje de distribución de 13.8 kV que representa aproximadamente un 31% de capacidad de potencia instalada entre las dos empresas que operan en Puerto Lempira (INE, 2018). Actualmente ELEESA funciona con un 30% de su capacidad, debido al poco o escaso mantenimiento que se le ha realizado durante los últimos 15 años, operando 4 horas en promedio diariamente con un servicio inestable durante las horas de la noche.

Adicionalmente, los precios de los combustibles han ocasionado un gran impacto en el precio de venta de energía para los abonados, el cual es volátil y va en incremento. Por otro lado, en el resto del territorio hondureño el precio de venta de energía es variante según la energía consumida, actualmente Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tiene un precio de venta promedio de 3.80 L/kWh (ENEE, 2006) para el sector residencial. Mientras que en Puerto

Lempira el precio de venta es de 14.00 L/kWh por lo que para los abonados de ELEESA resulta muy elevado. Estos precios generan una disparidad entre los abonados de Puerto Lempira y el resto de Honduras. Adicionalmente, estos altos precios generan una barrera que impide que más abonados se sumen al suministro de ELEESA.

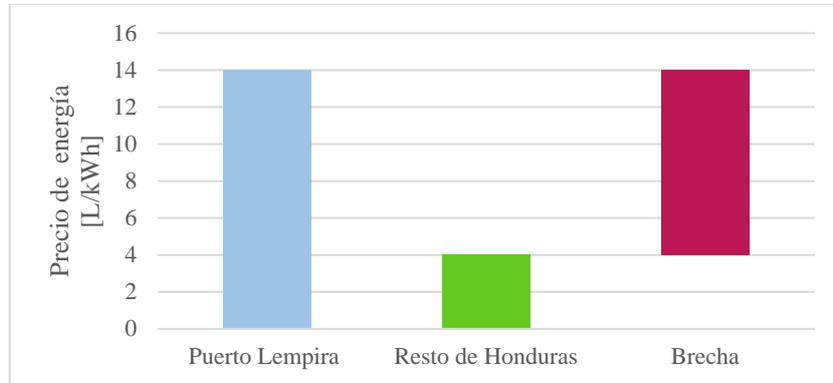


Figura 1. Precio de venta de energía ELEESA vs ENEE

Fuente: *Elaboración propia.*

En la figura 1, se muestra la comparación en los precios de venta de energía a los abonados de Puerto Lempira, respecto al resto del territorio hondureño; se muestra un brecha amplia y desigual con un valor de 10.00 L/kWh.

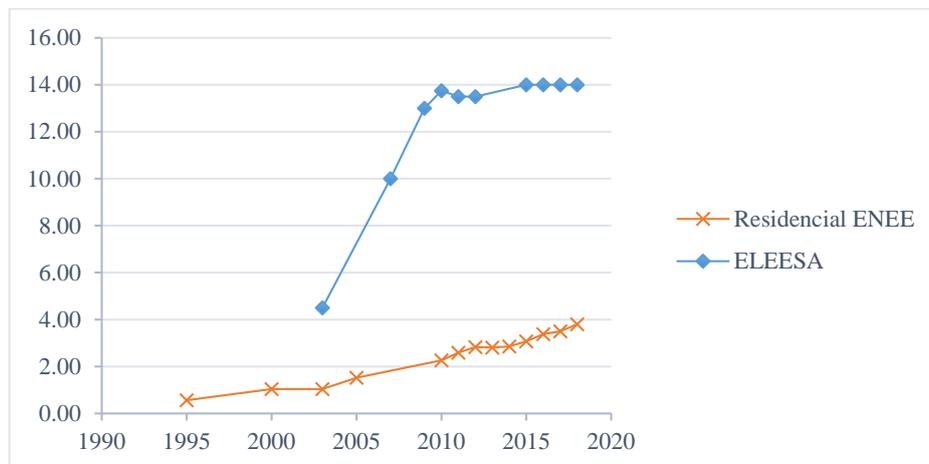


Figura 2. Gráfica comparativa del precio de energía entre ELEESA y ENEE

Fuente: *(Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE, 2010 - 2017).*

En la figura 2 se puede observar la diferencia que existe en los precios de energía desde que inició operaciones ELEESA, el aumento significativo que tuvo lugar en el período 2005 – 2010 causado por el aumento del precio del combustible y sumado a ello el manejo inadecuado de la planta.

La gráfica indica una diferencia en la brecha del precio de venta de energía, en la cual se observa un incremento de 350% desde 2003 hasta la actualidad. Esto constituye un factor de injusticia social con los habitantes de Puerto Lempira, pues son los ciudadanos con menos ingresos per cápita del país.

1.2 Objetivos

El objetivo general de la investigación fue, determinar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema de generación de electricidad híbrido: Solar fotovoltaico-diésel en la Municipalidad de Puerto Lempira, Departamento de Gracias a Dios. Los objetivos específicos fueron: 1) Determinar la demanda de energía eléctrica de los abonados de ELEESA a partir de un análisis de demanda. 2) Realizar un estudio técnico para determinar la viabilidad de la implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico diésel. 3) Realizar un estudio económico para determinar la viabilidad de la implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico diésel y evaluar la rentabilidad del proyecto.

2. Marco Teórico

2.1 Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son capaces de transformar la luz solar en energía eléctrica. Esto se logra gracias al efecto fotoeléctrico y fotovoltaico que se produce en las células solares que conforman los paneles solares. La tecnología solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad. Esta conversión se realiza a través de la célula solar, unidad básica en la que se produce el efecto fotovoltaico (Abella, 2005).

La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar (Carta, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gill, 2012, pág. 236).

2.1.1 Componentes de un Sistema Fotovoltaico

A continuación, se definen los principales componentes de un sistema solar fotovoltaico:

2.1.1.1 Paneles Solares

Son los encargados de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Están formados por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo, y a su vez cada módulo fotovoltaico está formado por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas. La potencia que puede suministrar una única célula fotovoltaica es de alrededor de 3 W. La potencia que puede suministrar un módulo fotovoltaico dependerá del número de células que posea (Abella, 2005).

2.1.1.2 Inversores

Son dispositivos electrónicos con la capacidad de convertir la corriente continua en corriente alterna con el máximo rendimiento posible (Abella, 2005).

2.2 Sistema de Generación Diésel

Los generadores diésel son los que utilizan para generación de energía eléctrica la combinación de un motor diésel con un generador eléctrico.

También conocidos como grupos electrógenos, son los que utilizan como fuente de combustible dependiendo su fabricación, diésel, gasolina, bio-diésel, gas natural, siendo el combustible diésel uno de los más populares a nivel mundial. Pueden funcionar en aplicaciones en paralelo con otras unidades o bien como una sola unidad dependiendo la aplicación y la demanda.

Su aplicación para mini/micro redes se destacan en diferentes tipos de implementaciones:

1. Casos de emergencia, en esta aplicación el grupo electrógeno es utilizado como soporte para cargar sistemas de almacenamiento de energía cuando la producción de energía con otras fuentes no es suficiente (caso aplicado a sistemas de energía solar o eólica).
2. Complemento en la producción de energía, cuando existen oscilaciones de potencia en sistemas de como la solar o eólica y por último se utilizan como generación base en donde operan de manera continua y el sistema de generación renovable actúa como un ahorrador de combustible.

2.2.1 Clasificación de los Sistemas Electrógenos

1. Unidades de reserva de emergencia (ESP) Emergency Standby Power
2. Unidades de Producción de energía por tiempo limitado (LTP) Limited time running power
3. Unidades de Producción de energía de operación principal (PRP) Prime running power
4. Unidades de Producción de energía continua (COP) Continuous Operating Power

De acuerdo con la norma ISO 8528-1: 2005 (International Organization for Standardization, 2005), “PRP” es la potencia máxima que un grupo electrógeno puede entregar continuamente mientras se suministra una carga eléctrica variable cuando se opera por un número ilimitado de horas por año. Cuando se dimensiona el grupo electrógeno, debe tenerse en cuenta que la potencia de salida promedio del grupo electrógeno debe ser inferior al 70% del PRP. En el modo ESP, el grupo electrógeno ofrece alta potencia por horas limitadas por año. Las principales características de esas calificaciones para los grupos electrógenos se resumen en la tabla 1.

Tabla 1. Características principales según tipo de los grupos electrógenos

	ESP	LTP	PRP	COP
Horas de operación	200h/año	500h/año (300 h continuas)	continuo	continuo
Potencia de salida (24h)	70% de capacidad nominal	70% de capacidad nominal	70% de capacidad nominal	80% - 100% de capacidad nominal
Capacidad de sobrecarga	NO	NO	NO	NO
Capacidad de operar en paralelo	NO	NO	SI	SI

Fuente: *Elaboración propia.*

2.3 Sistemas de Generación Híbrido Solar Fotovoltaico – Diésel

Los sistemas de generación híbridos son aquellos que utilizan una combinación de tecnologías para satisfacer una demanda de energía, tal es el caso de los sistemas fotovoltaico-diésel, los cuales pueden funcionar en red o en sistemas aislados (mini red). Estos pueden ser implementados para reducir los consumos de energía de la red o sistemas de mini red para disminuir consumo de combustible. Las mini redes pueden clasificarse según su capacidad de carga, arquitectura, interconexión y fracción de energía renovable (Lazopoulou, Anzizu, & Vallvé, 2016). Ver Figura 3.

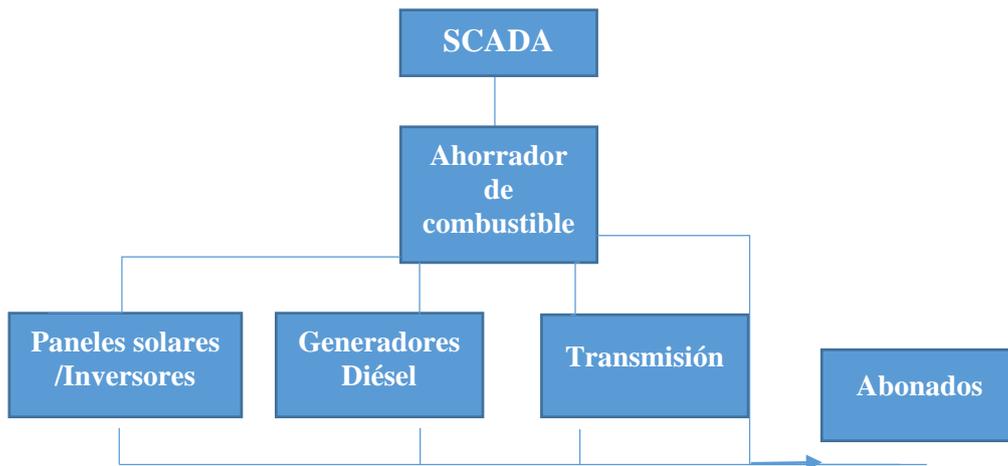


Figura 3. Diagrama de sistema híbrido con ahorrador de combustible

Fuente: *Elaboración propia.*

2.3.1 Categorización de Los Sistemas Híbridos

La categorización de acuerdo a la capacidad y conexión a red (estable o no estable), se da en tres tipos (figura 4):

TIPO 1. Cargas críticas, para aplicaciones en la cuales se requiere un servicio de energía constante como por ejemplo hospitales, centros de datos, bases militares, telecomunicaciones.

TIPO 2. Mini redes con conexión a redes inestables, en este caso la implementación de sistemas híbridos se hace con el propósito de ahorrar combustible durante interrupciones del suministro eléctrico en los cuales el sistema actúa en modo isla.



Figura 4. Clasificación de las mini redes

Fuente: Adaptado de (Walker, 2014).

TIPO 3. Mini redes aisladas a gran escala, para aplicaciones en las cuales estos sistemas de generación son manejados por empresas y producen utilidades, así mismo poseen varios sistemas de generación (grupos electrógenos) operando en paralelo, en éste la parte fotovoltaica del sistema híbrido se utiliza como fuente de generación y a su vez para reducción de consumo de combustibles fósiles.

TIPO 4. Mini redes aisladas a pequeña escala, para aplicaciones de pequeñas villas o un pequeño grupo de casas, en este tipo de aplicación se cuenta generalmente con un solo

generador diésel en combinación con el sistema fotovoltaico y a veces sistemas de almacenamiento² (Walker, 2014).

Otra manera de clasificar los sistemas de generación híbrido fotovoltaico-diésel es de acuerdo al nivel de penetración de la instalación fotovoltaica respecto a la demanda de energía, la cual puede ser baja, media o alta. Esta categorización implica requerimientos en la parte de control y en la complejidad del sistema en pro de asegurar fiabilidad y rendimiento.

Tabla 2. Clasificación de Sistemas híbridos con base al nivel de penetración fotovoltaica

Categoría	% de energía anual fotovoltaica	PV/Carga	Observaciones
Baja	<20%	<50%	<ul style="list-style-type: none"> • Grupo electrógeno (s) siempre encendido durante el ciclo de trabajo • Poca o ninguna restricción de PV • No se necesita un controlador supervisor • Baja reducción de combustible • Bajos costos de capital y alta Tasa Interna de Retorno (TIR) • Sin impacto: bajos beneficios ambientales y bajo ahorro
Media	20%-50%	>50%	<ul style="list-style-type: none"> • Grupo electrógeno (s) siempre encendido durante el ciclo de trabajo • Controlador simple o pequeño almacenamiento para regulación de frecuencia/voltaje • Grupo electrógeno posee reserva • Beneficio sustancial
Alta	>50%	>150%	<ul style="list-style-type: none"> • Grupo electrógeno (s) no siempre activado • Requiere un controlador sofisticado para regulación de la red y control de electrónica componentes • Requiere baterías • Alto CAPEX, bajo OPEX • Beneficios altos
	Autónomos >80%		<ul style="list-style-type: none"> • Grupo electrógeno como respaldo / emergencia • Requiere un controlador sofisticado para regulación de la red y control de electrónica componentes • Requiere baterías • Alto CAPEX, bajo OPEX • Beneficios altos

Fuente: *Elaboración propia.*

² Utilización de banco de baterías

Con base a la tabla anterior, el nivel de penetración del sistema fotovoltaico tiene impactos a nivel técnico y económico. Un nivel de penetración bajo requiere la operación continua del grupo electrógeno, el sistema fotovoltaico entregará energía en horas de sol lo cual producirá un ahorro de combustible y el grupo electrógeno operará en rangos de carga aceptables.

El nivel de penetración medio tiene un nivel técnico más complejo para efectuar el control, lo cual se traduce en costos de inversión más altos. Esto debido a que dichos controles deben monitorear frecuencia y voltaje de tal forma que se garantice la correcta operación del sistema electrógeno.

En plantas de fracción de energía solar alta, el grupo electrógeno o la red principal se pueden usar de forma discontinua con equipos sofisticados para controlar y despachar fuentes de energía y cargas, monitorear de forma remota la planta. Un controlador de planta y baterías son componentes esenciales adicionales.

El grupo electrógeno puede apagarse ocasionalmente mientras el sistema solar y el almacenamiento alimentan las cargas. En este caso, la red de CA³ está formada por el inversor de la batería (también llamado modo dual, aumentando la calidad del servicio y confiabilidad, las plantas de alta fracción tienen considerables beneficios ambientales y sociales, incluida la mitigación significativa de gases de efecto invernadero (GEI), independencia del combustible fósil, seguridad energética y confiabilidad (Lazopoulou, Anzizu, & Vallvé, 2016).

3. Metodología

Esta investigación tuvo un enfoque mixto tanto cualitativo como cuantitativo. El diseño fue no experimental, analizando datos provenientes de otras fuentes y usó la teoría fundamentada a fin de sustentar el enfoque cualitativo del estudio. Esta investigación fue transversal descriptiva. Se identificaron las variables intermedias como ser, estudio de mercado, estudio y estudio económico, las cuales contienen diferentes variables independientes que infieren sobre la variable dependiente TIR.

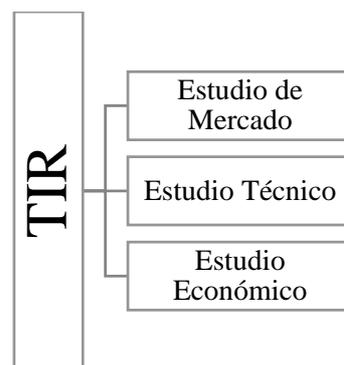


Figura 5. Variables intermedias que afectan la variable dependiente

Fuente: *Elaboración propia.*

Las variables independientes que se evaluaron están contenidas en las variables intermedias antes descritas. Estudio de Mercado contiene como variables independientes: demanda, oferta, precio y comercialización. Estudio Técnico contiene las variables independientes: tamaño, localización, irradiación, clima, equipo, proceso y organización.

³ Corriente Alterna.

Estudio Económico contiene a las variables independientes: costos, operación y mantenimiento (O&M), precio de combustible, inversión, ingresos, exoneraciones, impuesto, inflación, tasa de interés, depreciaciones, amortizaciones y vida útil. Todas estas variables independientes tienen un grado de afectación positiva o negativa sobre la variable dependiente TIR (ver figura 6).

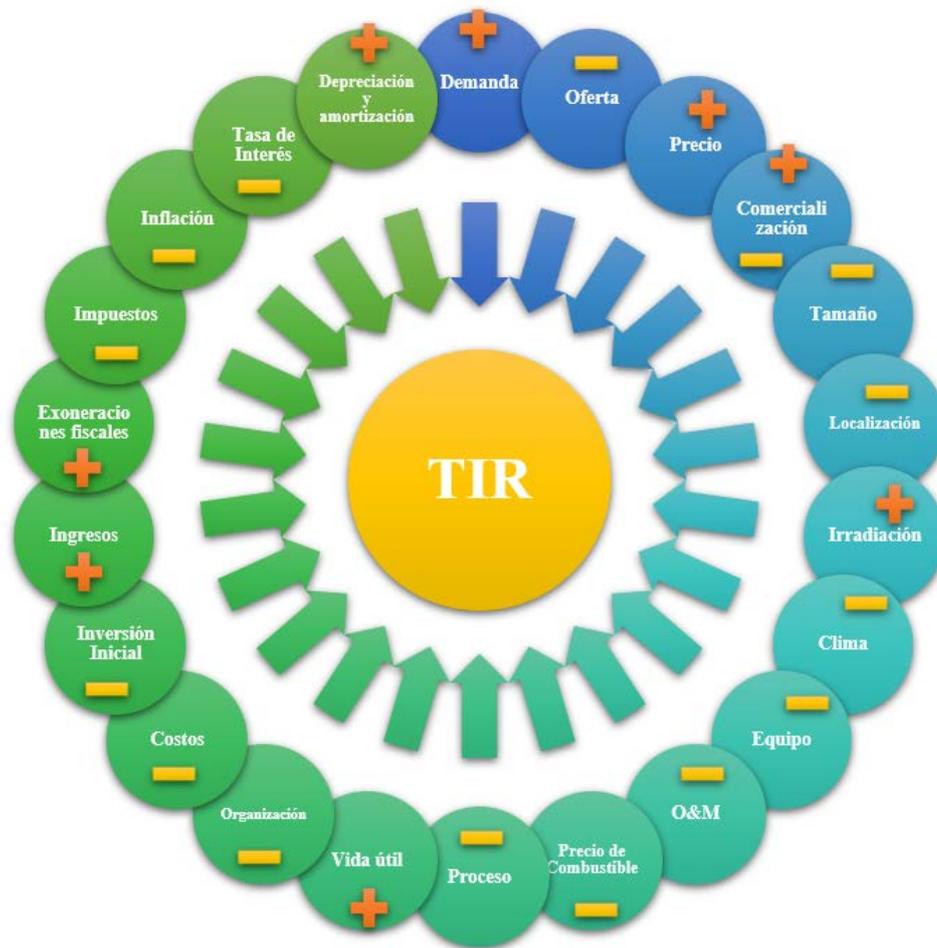


Figura 6. Afectación de variables independientes respecto a dependiente
Fuente: *Elaboración propia.*

Como instrumentos de evaluación técnica se utilizaron los softwares: Homer Pro⁴ que se usó para optimizar la combinación de los dos sistemas de generación solar fotovoltaico y diésel, analizando el comportamiento de la demanda para lograr suplirla y obtener el costo de producción de energía más bajo del sistema.

HelioScope⁵ es un instrumento de simulación solar, que se utilizará para obtener la producción del sistema de generación solar, determinar la ubicación y tamaño del emplazamiento como también los diferentes conductores necesarios para llegar al punto de interconexión en el panel y las pérdidas asociadas al sistema. PVSyst⁶, instrumento que fue utilizado para obtener datos de producción del sistema de generación solar más precisos para validar los datos obtenidos con el simulador de HelioScope.

⁴ HOMER PRO: Es el software más utilizado a nivel mundial para optimizar el diseño de microrredes en todos los sectores sistema. Desarrollado en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable.

⁵ HelioScope: Herramienta para el diseño de instalaciones fotovoltaicas.

⁶ PVSyst: Software para estimación de generación de energía solar fotovoltaica de sistemas solares fotovoltaicos.

Para la ubicación del lugar se utilizó Google Earth, que también proporciona datos del perfil de elevación del terreno. Los datos meteorológicos se obtuvieron del software meteonorm que utiliza base de datos de 19 años, y proporciona estadísticas de proyecciones de datos de radiación, nubosidad y pluviometría.

Para la validación de la viabilidad técnico-económica de la implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico se desarrolló un estudio técnico cuya evaluación fue ligada directamente con la evaluación del estudio económico, para determinar la técnica del costo nivelado de energía y evaluarla con el estudio financiero desarrollando la TIR.

Para el desarrollo del estudio técnico-económico del sistema híbrido solar fotovoltaico-diésel, el valor obtenido del LCOE⁷ al final del estudio mostrará el costo de producción de energía en unidades de moneda por energía [\$/kWh] que se evaluará bajo las siguientes condiciones:

1. Sí, LCOE híbrido > LCOE diésel actual; no es viable técnicamente el sistema híbrido.
2. Sí, LCOE híbrido < LCOE diésel actual; es viable técnicamente el sistema híbrido.

3.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La regla de la TIR para toma de decisión es:

- Si TIR es mayor que el CCPP⁸, se debe aceptar.
- Si TIR es igual al CCPP, es indiferente.
- Si TIR es menor que la tasa de descuento, se debe rechazar.

3.2 Procedimiento

Se realizó la evaluación de una matriz de decisión para determinar la ubicación más adecuada del emplazamiento considerando como variables, la disponibilidad de espacio, punto de interconexión al sistema de distribución, contaminación visual y auditiva. Con los datos obtenidos de meteonorm se determinó el clima del emplazamiento, datos que son necesarios para determinar la producción y disponibilidad del generador solar.

Se determinó la capacidad instalada de la planta del sistema de generación de electricidad híbrido por medio de HOMER PRO, el cual con base a la demanda, realiza simulaciones con diferentes escenarios para determinar la potencia requerida del sistema y el costo óptimo nivelado de energía (LCOE). El diseño del sistema solar fotovoltaico y la estimación de la demanda se realizaron mediante la utilización de los softwares HelioScope y PVSyst.

4. Resultados

4.1 Estudio de Mercado

El estudio de mercado cuantificó tanto la demanda como la oferta, realizando un análisis del precio de venta de energía y comercialización. Para el análisis de demanda, se obtuvo como resultado el comportamiento de la misma que se muestra en la figura 7.

⁷ LCOE: Levelized Cost of Energy, método que permite comparar las plantas generadoras de energía con diferentes potencias de generación y sus costos.

⁸ CCPP: Costo Capital de Promedio Ponderado.

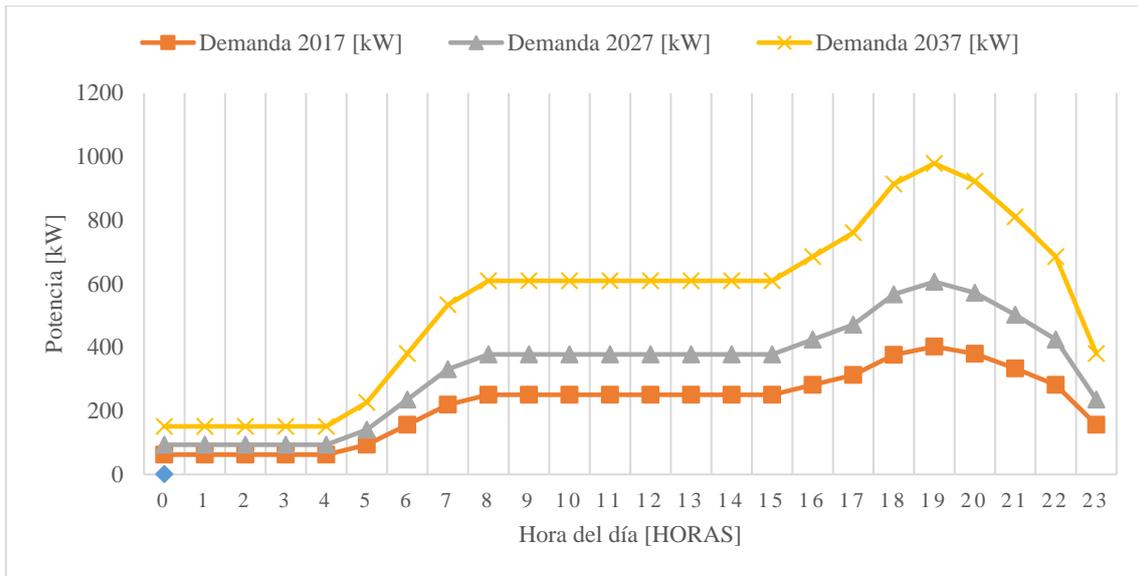


Figura 7. Curvas de demanda actual y proyectada en Puerto Lempira
Fuente: *Elaboración propia.*

Con base a la curva de demanda de la figura 4, se determina la capacidad de potencia que deberá ser instalada para cubrir la demanda proyectada para los próximos 20 años. Como resultado del análisis de costos por medio de HOMER PRO, se obtuvo que el costo de producción de energía eléctrica para el sistema de generación híbrido es de 0.369 [\$/kWh], considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento para ambos sistemas, reinversión por reemplazo de equipo, precio del combustible, tasa de interés del préstamo y vida útil del proyecto.

Para que la inversión pueda ser recuperada en menor tiempo se recomienda establecer un precio de venta de energía a un valor de 0.55 [\$/kWh]. Para efectos de comercialización, se consideró la construcción de una línea de transmisión desde el punto de generación hasta el punto de entrega en la subestación actual de ELEESA. La línea de transmisión que se considera construir será de 3 km de longitud a un voltaje de transmisión de 13.8 kV.

4.2 Estudio Técnico

Este determinó que la capacidad a instalar del sistema de generación híbrido solar fotovoltaico – diésel, deberá tener una potencia de 1,975 kW distribuidos como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3. Generadores del sistema híbrido

Sistema de Generación Propuesta		
	Potencia [kW]	Participación [%]
Generador 1	725	33.1
Generador 2	250	33.1
Generador solar	1,000	33.8

Fuente: *Elaboración propia*

Los resultados de la simulación del instrumento de análisis HOMER PRO, sugieren la instalación de un generador solar fotovoltaico de 1,000 kW que operará en horas del día junto

con un generador diésel de 250 kW, que servirá como referencia para el generador solar y respaldo ante cualquier caída de potencia asociada al clima. Para cubrir las horas de la noche, se utilizará un generador diésel de 725 kW y de ser necesario operará el generador diésel de 250 kW. La planificación de despacho de energía se resume en la figura 8. Esta muestra la producción de energía del sistema híbrido y cómo cubre la demanda para un día cualquiera. También muestra la producción de energía del generador fotovoltaico a lo largo de las horas sol del día, que funcionará en conjunto con el generador diésel de 250kW, que en conjunto, deberán cubrir la demanda en horas del día. Durante la noche, la demanda deberá ser cubierta netamente por el generador diésel de 725 kW, que deberá operar desde aproximadamente las 6:00 p.m. hasta las 11:00 p.m.

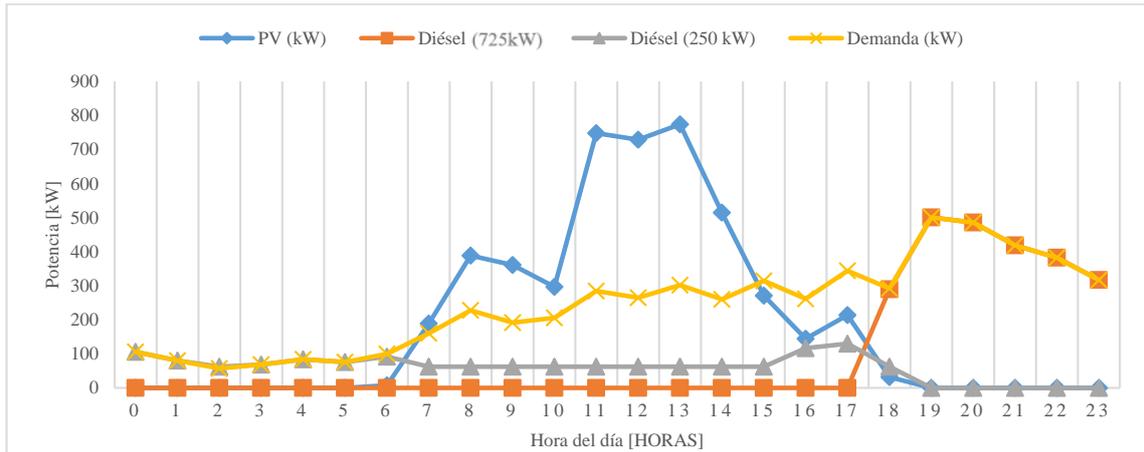


Figura 8. Gráfica de producción de sistema híbrido

Fuente: *Elaboración propia.*

Mediante una matriz de decisión se determinó que el lugar más idóneo para la ubicación del proyecto se encuentra a tres km del centro de distribución, ubicado en el concejo territorial Auhya Yari, y que el tamaño necesario para la instalación de la planta deberán ser cinco manzanas de terreno, de las cuales tres manzanas serán dispuestas para la instalación de los paneles solares y el resto para los generadores diésel, tanques de combustible, casa de control y bodega de almacenamiento. Mediante el uso del instrumento PVSyst se analizó el impacto ambiental mostrado en la tabla 4, que corresponde a la instalación de 1.0 MW de energía solar en comparación de un sistema de generación a base de combustibles fósiles de la misma capacidad. Para orientar, se muestran las toneladas de CO₂ que se dejarán de emitir a la atmósfera durante la duración del proyecto que es a 25 años, lo que equivale a plantar 317,199 árboles o dejar de recorrer 83,768,196.64 km en automóvil.

Tabla 4. Análisis ambiental para 25 años

ANÁLISIS AMBIENTAL PRODUCCIÓN SOLAR	
Ton-CO2	12,413.73
Árboles plantados	317,199.75
km recorridos carros	83,768,196.64

Fuente: *Elaboración propia*

4.3 Estudio Económico

En el análisis del estudio económico, se consideró diferentes variables que conforman una empresa. Se consideró el análisis técnico que se optimizó el modelo más idóneo de producción de energía, que sirve como base para determinar la viabilidad financiera del proyecto. La

inversión inicial que se requiere para el sistema híbrido solar fotovoltaico diésel en la Municipalidad de Puerto Lempira, tiene un monto de \$ 2,532,329.78. De éstos, el sistema de generación solar fotovoltaico representa un 58.18% de la inversión y el sistema diésel el 41.81%. El monto total de la inversión se obtuvo del alcance de obra mostrado en la tabla 5.

Tabla 5. Alcance de obra del sistema híbrido solar fotovoltaico - diésel

ITEM	DESCRIPCION	UND	CANT	P. U.	PT
1	Suministro e instalación de paneles solares	Un	2940	\$ 258.04	\$ 758,643.72
2	Suministro e instalación de inversores	Un	14	\$ 9,743.76	\$ 136,412.67
3	Suministro e instalación de alimentador dc 2x#2 pv wire	MI	8885	\$ 1.92	\$ 17,019.47
4	Suministro e instalación de alimentador ac aluminio 1/0	MI	1120	\$ 21.06	\$ 23,589.04
5	Suministro e instalación de alimentador ac 3x350mc	MI	1458	\$ 58.07	\$ 84,672.92
6	Suministro e instalación de estructura metálica	Un	50	\$ 1,627.73	\$ 81,386.37
7	Suministro e instalación de controladores de generador solar	Glb	1	\$ 16,989.10	\$ 16,989.10
8	Suministro e instalación de sistema de medición	Glb	1	\$ 5,393.06	\$ 5,393.06
9	Suministro e instalación de sistema de puesta a tierra	Glb	1	\$ 51,615.17	\$ 51,615.17
10	Suministro e instalación de cajas de combinación	Un	12	\$ 622.75	\$ 7,472.95
11	Suministro e instalación de línea de transmisión en 13.8kv	Km	1.5	\$ 57,680.68	\$ 86,521.02
12	Obra civil	Glb	1	\$ 128,577.40	\$ 128,577.40
13	Compra de terreno y servidumbre	Glb	1	\$ 75,056.70	\$ 75,056.70
Total base solar					\$1473,349.60
14	Suministro e instalación de generador diesel 725kw	Un	1	\$ 233,122.34	\$ 233,122.34
15	Suministro e instalación de generador diesel 250kw	Un	1	\$ 97,196.95	\$ 97,196.95
16	Suministro e instalación de switchgear 3f, 480v, 2000a	Un	1	\$ 305,110.48	\$ 305,110.48
17	Suministro e instalación de transformador tipo padmounted 3f, 13.8/.48kv, 2000kva y banco de capacitores	Un	1	\$ 133,344.60	\$ 133,344.60
18	Suministro e instalación de línea de transmisión en 13.8kv	Km	1.5	\$ 117,847.72	\$ 176,771.58
19	Suministro e instalación de tanque de combustible de 16,000 gal	Un	2	\$ 24,529.50	\$ 49,059.00
20	Compra de terreno y servidumbre	Glb	1	\$ 64,375.23	\$ 64,375.23
TOTAL BASE DIÉSEL					\$1058,980.18
GRAN TOTAL					\$2532,329.78

Fuente: Elaboración propia.

El resumen de la inversión se muestra en la tabla 6, en la cual el porcentaje de inversión más grande es el de los activos fijos con un 72% del total, que incluye la compra del equipo como paneles solares, inversores, generadores, cable y consumibles. Seguidamente del capital de trabajo constituyó un 22%, comprendiendo todas las obligaciones y compromisos monetarios adquiridos, ya que se busca tener liquidez para un período de tres años que cubran salarios, gastos de servicios y otros insumos.

Tabla 6. Resumen de la inversión

RESUMEN INVERSIÓN			
Equipo	\$	1824,522.46	72%
Total activos fijos	\$	1824,522.46	72%
Total diferidos	\$	154,191.79	6%
Capital de trabajo	\$	553,615.54	22%
INVERSIÓN INICIAL	\$	2532,329.78	100%

Fuente: *Elaboración propia.*

La estructura de capital que se utiliza para financiar el proyecto de implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico diésel en Puerto Lempira, tiene una relación deuda a capital accionario 70/30, que se tomó con base a la tendencia hondureña donde sugiere al promotor del proyecto un aporte no menor al 30% del total de la inversión proyectada, según Flores Castro, (2016). La tabla 7 muestra la estructura de capital.

Tabla 7. Estructura y costo capital de inversión

COSTO DE CAPITAL PROMEDIO PONDERADO				
Fuente	Monto	Costo	Aportación	Ponderación
Préstamo bancario	\$ 1772,630.85	8.50%	70.00%	5.95%
ELEESA	759,698.93	12.00%	30.00%	3.60%
COSTO CAPITAL	\$2532,329.78			9.55%

Fuente: *Elaboración propia.*

La aportación bancaria sería de un 70%, mientras que la aportación por parte de ELEESA ya sea mediante el gobierno u otras organizaciones no gubernamentales o préstamos locales, deberá ser del 30%. La tasa de rendimiento mínima para el CCP es de 9.55 %.

Se consideró utilizar una tasa de interés en dólares del 8.5 % para financiamiento bancario del 70% de la deuda, mientras que una tasa de interés en dólares con préstamo local al 12% como sugiere Flores Castro (2016).

Al realizar la evaluación financiera del proyecto, se obtuvo con el cálculo del retorno de la inversión un período de recuperación esperado de 8.38 años, que se muestra en resumen en la tabla 8.

Tabla 8. Cálculo del retorno de inversión

VARIABLES	VALORES
Cantidad de años antes de la recuperación total de la inversión inicial	8
Inversión Inicial no recuperada del primer año [\$]	327,161.88
Entrada de efectivo descontada durante el año [\$]	106,329.22
Período de recuperación (años)	8.38

Fuente: *Elaboración propia*

Así mismo, se obtuvo los datos del valor presente neto y la TIR que se muestran en resumen en la tabla 9.

Tabla 9. Cálculo del valor presente neto y TIR

VARIABLES	VALORES
Flujos descontados [\$]	4011,329.88
Valor presente neto [\$]	3251,630.95
Tasa de rendimiento	25.31%

Fuente: *Elaboración propia*

4.4 Análisis de Sensibilidad

Para la realización del análisis de sensibilidad se utilizaron las variables como ser: precio venta de energía, inflación, incremento de la tarifa anual, tasas de interés, precio de combustible, incremento del precio anual del combustible, con las cuales se presenta en la tabla 10 los valores de entrada iniciales para dicho análisis.

Tabla 10. Resumen de variables de análisis

VARIABLES	VALOR INICIAL
Tasa de inflación [%]	2%
Tarifa energía [\$/kWh]	0.55
Incremento en tarifa anual [%]	2%
Tasa de interés préstamo [%]	9%
CCPP [%]	9.55%
Precio del diésel [\$/litro]	1.03
Incremento de precio combustible anual [%]	1%

Fuente: *Elaboración propia*

Con los datos anteriores se obtuvieron los resultados que se muestran en las figuras 11 y 12.

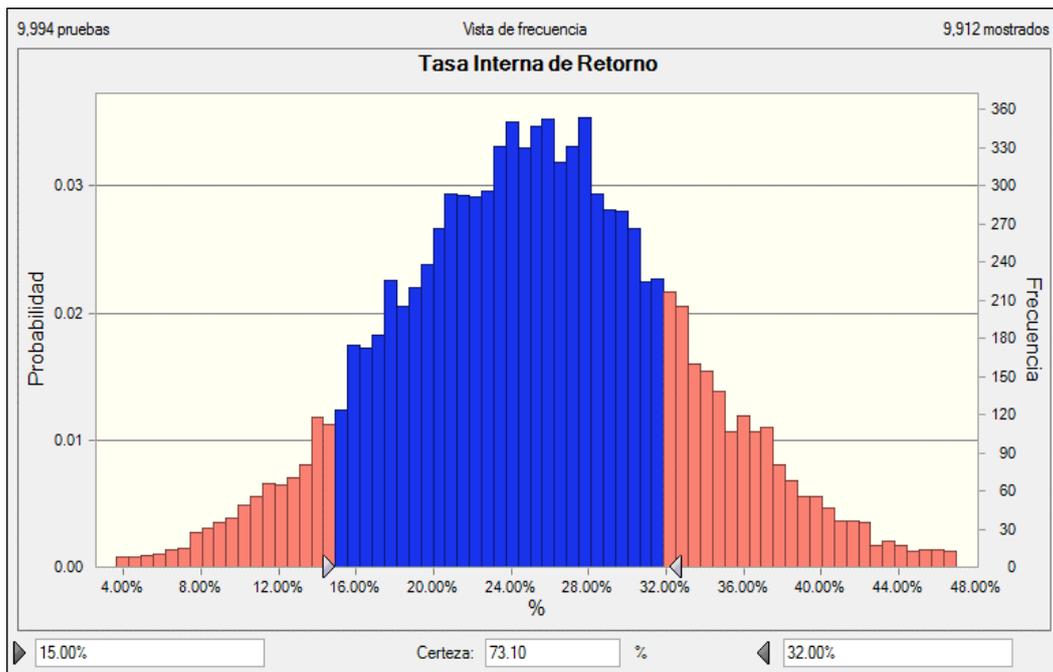


Figura 9. Análisis de sensibilidad para la TIR

Fuente: *Elaboración propia*

Se obtuvo con un porcentaje de certeza del 56.1% que la TIR con financiamiento, lo cual se encuentra entre los rangos de 15% hasta 30%. Se obtuvo con un porcentaje de certeza del 66.81% que la Valor Presente Neto, con financiamiento que se encuentra entre los montos de \$1,400,000 hasta \$5,000,000.

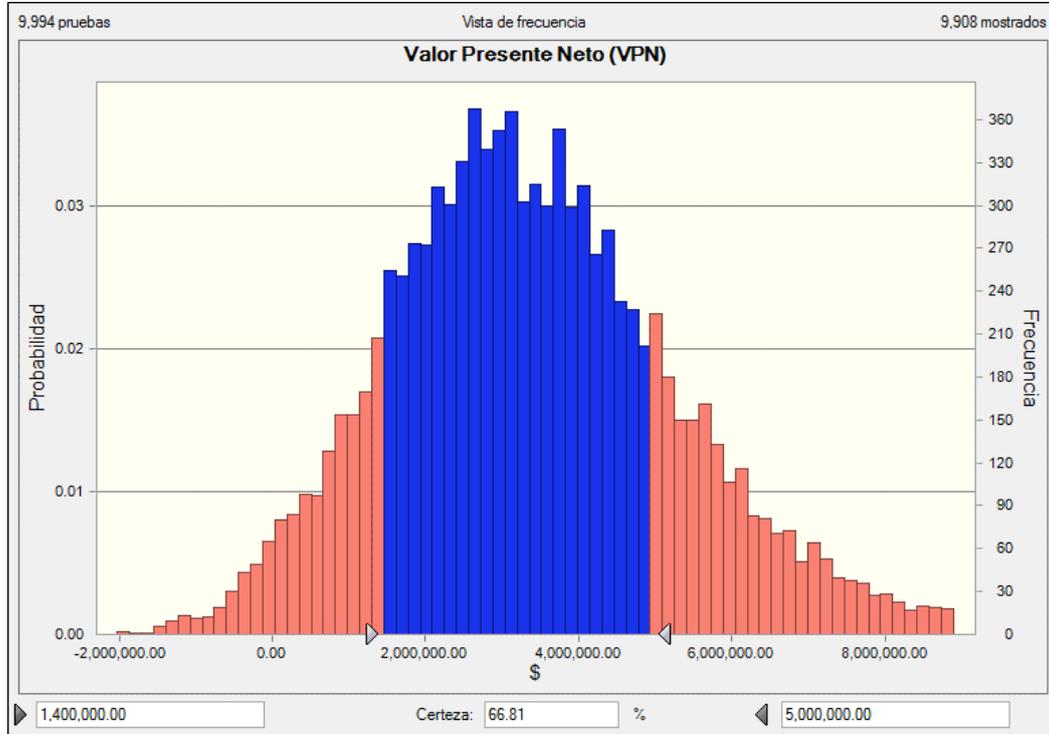


Figura 10. Análisis de sensibilidad para Valor Presente Neto
 Fuente: *Elaboración propia*

5. Conclusiones

Se rechazó la hipótesis nula, ya que la TIR del proyecto obtenida es de 25.31%, que supera al costo capital promedio ponderado de 9.55%, por lo que se recomienda la implementación de un sistema de generación de energía híbrido solar fotovoltaico – diésel en Puerto Lempira.

La capacidad instalada de la planta de energía eléctrica para suplir la demanda actual y en los próximos 20 años, deberá ser de 1,975 kW. Se recomienda analizar anualmente el crecimiento de los sectores a nivel comercial como industrial que podrían aumentar el incremento de esta demanda proyectada.

El porcentaje del nivel de penetración solar del sistema híbrido es de un 33.8%, por lo cual se recomienda utilizar un control de ahorro de combustible para mantener en este rango dicho nivel de penetración solar.

El análisis de costos de producción del sistema de generación híbrido determinó que el costo óptimo nivelado de energía es de 0.369 \$/kWh. Se recomienda a ELEESA un precio de venta de energía de 0.55 \$/kWh para que el tiempo de retorno de la inversión sea 8.38 años.

6. Referencias bibliográficas

- Abella, M. A. (2005). *Sistemas Fotovoltaicos*. Obtenido de http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf.
- Carta, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gill, M. A. (2012). *Centrales de Energías Renovables* (2 ed.). Madrid, España: Pearson. Obtenido de <https://www.biblionline.pearson.com/Pages/BookRead.aspx>
- ENEE. (2017). *HONDURAS: EVOLUCIÓN DEL PORCENTAJE DE COBERTURA ELÉCTRICA*. Tegucigalpa, Honduras.
- Flores Castro, W. C. (2016). *El sector energía de Honduras: aspectos necesarios para su comprensión y estudio*. Tegucigalpa, Honduras.
- HOMER PRO. (2018). HOMER PRO. *Simulaciones para sistema híbrido solar fotovoltaico*.
- International Organization for Standardization. (2005). Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets.
- Lazopoulou, M., Anzizu, M., & Vallvé, X. (2016). *Solar photovoltaic (PV) Hybrid Power Plants a Guideline Report July*.
- PowerTech. (2015). *Levelised Cost of Energy LCOE 2015*. Germany: VGB PowerTech Service GmbH.
- Sampieri Hernández, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2010). *Metodología de la investigación*. México: Mc Graw Hill .
- SMA. (2018). *SMA Products*. Obtenido de SMA Products: <https://www.sma.de/en/products/monitoring-control/sma-fuel-save-controller.html>
- Walker, M. (October de 2014). Microgrid Categories for Quality Standards, Training, and Capacity Building. *Microgrids News*. Obtenido de <http://microgridnews.com/microgrid-categories-quality-standards-training-capacity-building/>