

Modelamiento para la generación “off grid” del centro poblado fronterizo “San Pedro de Cacao”, Loreto, Perú.

Por: Freddy Quijaite Dávila, noviembre 2023

<https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7135012431780552704/>



(Imagen: BID, blog.iadb.org)

“Disclaimer: Las simulaciones y resultados presentados en este trabajo son aproximados y se basan en datos y costos estimados, así como en supuestos preliminares. Su propósito es exhibir y explorar las capacidades y simulaciones disponibles en el entorno del Programa Homer Pro para respaldar la planificación y modelado en sistemas similares. Es importante señalar que los valores obtenidos no necesariamente reflejarán el orden de magnitud de inversiones reales, ya que esto dependerá del desarrollo específico de la ingeniería asociada.”

INDICE

Resumen	3
1. Introducción.....	3
2. Objetivo	5
3. Sistemas de generación de energía híbridos (HES) en micro redes.	5
4. Metodología.....	7
5. Simulador.....	8
6. Supuestos del sistema.....	9
6.1 Configuración del sistema a simular.....	9
6.1.1 Ubicación.....	9
6.1.2 Redes existentes	10
6.1.3 Estimación de la demanda	12
6.1.4 Datos de entrada	15
6.1.5 Recurso energético solar y temperatura ambiente.	15
6.1.6 Combustible, diésel.....	16
6.1.7 Tipo de carga.....	17
6.1.8 Costos de los componentes.....	18
7. Simulaciones.....	19
7.1 Simulaciones Caso 1, Caso 2 y Caso 3.....	19
7.2 Resultados	19
7.3 Evaluación del caso 3.....	22
7.4 Comparación del LCOE.....	23
8. Conclusiones	26
Anexo	28
Fuentes de Información	28

Modelamiento para la generación “off grid” del centro poblado fronterizo “San Pedro de Cacao”, Loreto, Perú.

Por: Freddy Quijaite Dávila, noviembre 2023

Resumen

En diversas partes del mundo, incluyendo nuestro país, persisten áreas que carecen de acceso a las redes eléctricas convencionales debido a desafíos geográficos y una demanda eléctrica limitada. Esta carencia es especialmente evidente en comunidades rurales ubicadas en lugares remotos, como selvas, islas fluviales y en zonas marítimas, donde la conexión a la red interconectada no es factible. La electrificación de estas áreas se aborda mediante sistemas aislados "off grid" que operan mediante micro redes. Aunque tradicionalmente dependían de la generación térmica con combustibles fósiles, se observa un creciente interés en integrar fuentes de energía renovable en estos sistemas, adoptando enfoques de sistemas de generación de energía híbrida (HES).

En este contexto, se presenta un modelo para establecer una micro red con un sistema de generación híbrida en el Centro Poblado Rural "San Pedro de Cacao" ubicado en zona de selva en la frontera Perú Colombia. Utilizando el programa Homer Pro, se exploran casos de generación diésel, generación solar y generación solar + diésel (HES). El análisis abarca la evaluación de resultados y la comparación de los costos nivelados de la electricidad (LCOE): caso 1 (diésel) 1030 USD/kWh, caso 2 (solar) 405 USD/kWh y caso 3 (solar, diésel) 485 USD/kWh. Estas cifras se confrontan con estudios similares a nivel nacional e internacional, tanto para sistemas "off grid" como "on grid". Este enfoque tiene como objetivo estimular la electrificación en áreas rurales, generando oportunidades y mejoras sustanciales en el desarrollo económico, el bienestar y la calidad de vida de los habitantes de estas regiones remotas.

Palabras claves: *micro red, sistema de generación híbridos, generación solar, fotovoltaico, Homer Pro, LCOE, off grid, sistemas aislados.*

1. Introducción

La energía eléctrica es uno de los bienes más buscados por la humanidad. Actualmente, más del 61% de la generación eléctrica mundial se produce con la quema de combustibles fósiles, como petróleo crudo, carbón, gas natural y energía [1]. Con el crecimiento de las economías y de la población mundial, aumenta la demanda de electricidad, pero aun mantenemos la dependencia de generación con combustibles fósiles. Sin embargo, la participación de la energía renovable esta tomado cada vez mayor participación incrementando su generación, en el 2022 fue el 29.9 % de la generación total global

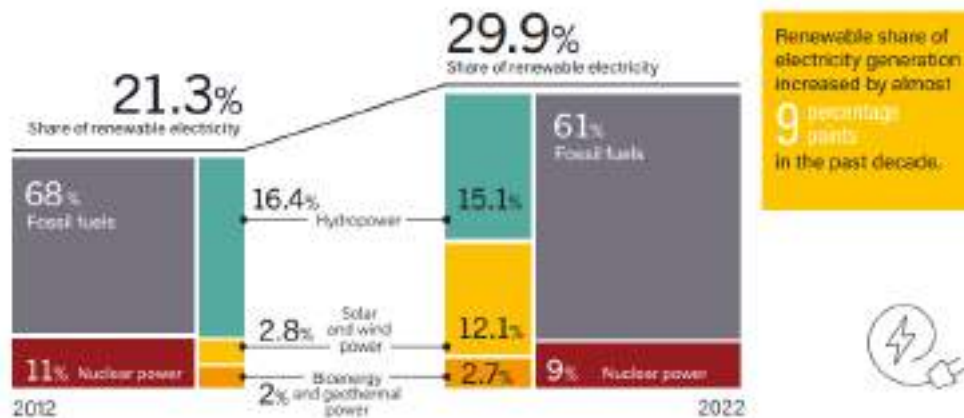


Fig. 1-1 Participación por tipo de generación 2012 y 2022 [1]

Mientras que en el 2021 la proporción de energías renovables en el Consumo Total de Energía Final (TFEC) tiene un aumento moderado y mediante combustibles fósiles disminuye lentamente [2].

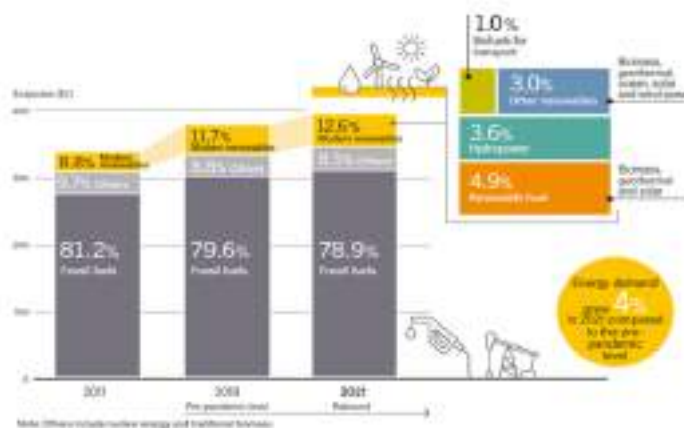


Fig. 3.3-2 TFEC por fuente de consumo 2011,2019 y 2021 [2]

Más de 113 países no tiene acceso universal al a la electricidad al 2022 se estimó que 774 millones de personas no tenían acceso a la electricidad [3]. Por lo que muchas áreas alrededor del mundo no tienen conexión a las redes de los sistemas eléctricos convencionales debido a factores políticos y físicos del terreno que elevan el costo de la infraestructura de transmisión y usualmente por tener la carga una reducida demanda. Que es el caso de muchas comunidades en áreas rurales que se encuentran en lugares remotos como; selva, islas fluviales, marinas o por ser muy pequeñas y distanciadas de la red interconectada. Por lo que una solución de electrificación de estas zonas es mediante un sistema aislado "off grid" a través de una micro red que abastece su demanda eléctrica, comúnmente a través de generación térmica quemando combustibles fósiles, recientemente también está considerando integrar además a estos sistemas la generación renovable, apuntando a sistemas de generación de energía híbrido "Hybrid Energy System" (HES).

2. Objetivo

Plantear el dimensionamiento de forma técnica y económica los componentes en un sistema HES aislado "off grid" basado en la combinación de generación en base a combustibles fósiles y energías renovables, mediante algoritmos de optimización, modelando un sistema de micro red híbrida utilizando el software HOMER-Pro para los datos de demanda de energía de 104.10 kWh/ día, en el centro poblado rural San Pedro de Cacao, ubicado en el distrito y provincia de Mariscal Castilla, región de Loreto, Perú en lo zana fronteriza con Colombia.

"La comunidad de San Pedro de Cacao, son herederos del ancestral pueblo Ticuna, cuyo territorio se extiende a lo largo del río Amazonas entre Perú, Colombia y Brasil.

Aplicando parámetros económicos como el costo de los componentes y combustible, así como enfoques de optimización para la selección de los componentes óptimos, bajo los siguientes casos a evaluar:

- Caso 1: Generación diésel.
- Caso 2: Generación solar foto voltaica (FV), considerando generación de sistemas solares fotovoltaicos, baterías de almacenamiento, convertidores e inversores
- Caso 3: Generación híbrida, considerando generación solar FV y generación diésel.

3. Sistemas de generación de energía híbridos (HES) en micro redes.

De acuerdo con la definición establecida por el Phd. Robert H. Lasseter [4], una micro red implica un grupo de cargas y micro fuentes (<100 kW) que funcionan como un único sistema controlable que proporciona energía a un área local. De tal forma que para el usuario la micro red satisface sus necesidades de demanda, así como como mejorar la confiabilidad de suministro de energía.

Por otro lado, un sistema de generación de energía híbrida HES se distingue por la integración de diversas fuentes de generación de energía que suministran a una instalación, conectadas a un sistema eléctrico de distribución. Estos sistemas generalmente incluyen fuentes de energía renovable, como la eólica y la solar fotovoltaica, en combinación con generación proveniente de fuentes fósiles. Además, incorporan sistemas de control y baterías diseñadas para almacenar eficientemente la energía generada. Considerar sistemas de almacenamiento con baterías como uno de los componentes del sistema HES en áreas rurales, impacta significativamente en términos de rendimiento técnico, aspectos económicos y medioambientales, aportando a lograr una operación con un suministro eléctrico ininterrumpido en la micro red, siendo comparativamente mayores las ventajas si se considera la tecnología basada en iones de litio [5].

Una clave fundamental para lograr el dimensionamiento adecuado de los componentes en un sistema híbrido es la aplicación de técnicas de optimización. Esto no solo asegura la confiabilidad del sistema, sino que también contribuye significativamente a la reducción de los costos asociados con la generación de energía.

En la modelación de sistemas HES que integran dos o más fuentes de energía, se derivan diversas ventajas, tales como:

- La implementación de estos sistemas tiende a ser más económica.

- Ofrecen una mayor seguridad en el suministro de energía.

La generación de energía a partir de fuentes renovables en sistemas híbridos implica enfrentar la variabilidad en la producción de energía por parte de estas fuentes. Para abordar este desafío, es necesario implementar sistemas de almacenamiento de energía que permitan mitigar las fluctuaciones y garantizar un suministro constante y confiable.

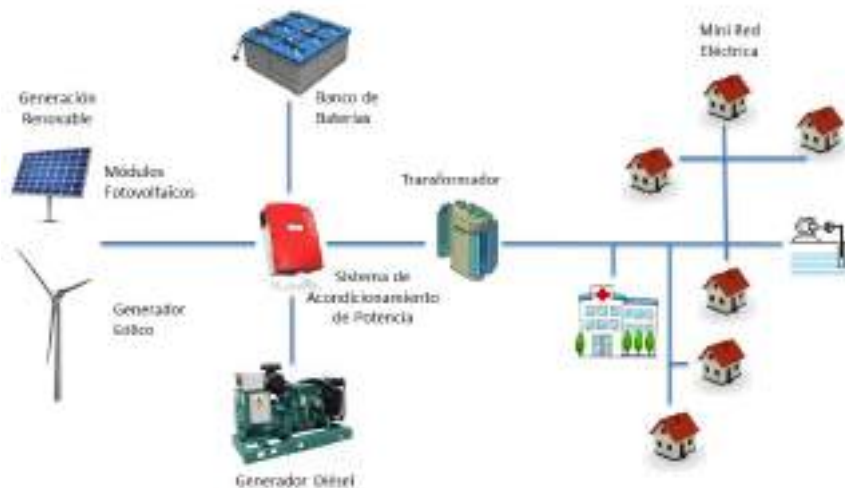


Fig. 3.1-1 Esquema de Sistema Híbrido HES (Imagen: BID, blog.iadb.org)

Históricamente, la demanda de electricidad en las micro redes "off grid" ha sido satisfecha mediante la generación de combustibles fósiles. Sin embargo, debido al aumento de los costos y a las preocupaciones ambientales asociadas con los combustibles fósiles, se observa una creciente tendencia hacia la adopción de sistemas híbridos HES "off grid". Este cambio se debe en gran medida al acceso cada vez mayor a tecnologías renovables, especialmente fotovoltaicas y eólicas, y a la disponibilidad generalizada de estos recursos en la mayoría de las áreas.

No obstante, la variabilidad inherente de las fuentes renovables y los costos asociados representan desafíos significativos que deben abordarse. En este contexto, el dimensionamiento óptimo de los componentes emerge como un factor clave para lograr un suministro confiable de electricidad al costo más eficiente.

Los sistemas híbridos HES capitalizan las ventajas particulares de cada componente como recurso energético y tienen la capacidad de proporcionar energía eléctrica de calidad de red. Estos sistemas pueden implementarse como diseños innovadores integrados en las micro redes existentes, adaptándose e integrando nuevos componentes de generación renovable en forma eficaz a sistemas de energía basados en la generación diésel. Este enfoque no solo optimiza la eficiencia, sino que también contribuye a la transición hacia una generación de energía más sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

"Fomentar la electrificación en áreas rurales, da paso a oportunidades y transformaciones significativas en beneficio comunal, resulta una base fundamental para impulsar el desarrollo económico en consecuencia aumento en el bienestar social, en principio en el hogar, en la educación, en el acceso a las comunicaciones e internet, en la salud y en general una mayor calidad de vida de los pobladores en estas áreas".

4. Metodología

Al diseñar un sistema HES, es necesario considerar varios criterios para definir la configuración de sus componentes. Además de la carga, se deben tener en cuenta elementos de generación, como paneles solares o aerogeneradores, en función de la disponibilidad del recurso energético. Esto también incluye la selección de equipos complementarios, como convertidores DC/AC y baterías, y el dimensionamiento adecuado de estos componentes para garantizar la rentabilidad del sistema.

Como resultado, se presentan varias opciones tecnológicas, y la elección final se basa en una evaluación que considera costos, desempeño óptimo y durabilidad a lo largo del tiempo.

Lo anteriormente mencionado constituye la esencia fundamental de los algoritmos de optimización y análisis de sensibilidad implementados en el software Homer Pro [6]. Estos algoritmos permiten evaluar exhaustivamente las diversas configuraciones posibles del sistema, simulando su funcionamiento y calculando el balance de energía año tras año. Durante este proceso, se realiza una comparación continua con la demanda eléctrica, determinando cuándo es más apropiado utilizar generación térmica diésel, eólica o solar, así como cuándo activar los sistemas de almacenamiento con baterías para cargar o suministrar energía según sea necesario.

Finalmente determinando si una configuración es factible, es decir, si puede satisfacer la demanda eléctrica bajo los requerimientos de la carga, costos de instalación y operación del sistema durante la vida útil de la instalación. Los cálculos de los costos de los componentes los considera como data de entrada como costo capital, costo de reemplazo, costos de O&M y mantenimiento, combustible e interés.

Después de simular todas las posibles configuraciones del sistema, se genera una lista de configuraciones ordenadas según el valor presente neto (costo de ciclo de vida). Esta lista se proporciona para facilitar la comparación de las opciones de diseño del sistema. En el caso de que se definan variables de sensibilidad como entradas, el proceso de optimización se repite individualmente para cada variable de sensibilidad especificada. Por ejemplo, si se elige la velocidad del viento como una variable de sensibilidad, se realizarán simulaciones de las configuraciones del sistema para el rango de velocidades de viento especificado.



Fig. 4-1 Esquema de la metodología para la modelación

5. Simulador

Se empleará el programa HOMER PRO ("Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources"), que es empleado para explorar soluciones de menor costo en sistemas de energía remotos, microrredes y servicios públicos aislados, el modelo de optimización de micro-redes, simplifica la tarea de evaluar diseños tanto de sistemas de energía aislados ("off-grid") o conectados a la red ("on-grid") para una variedad de aplicaciones [6].

Permite modelar y optimizar sistemas híbridos compuestos de fuentes de energía mediante combustibles fósiles, renovables solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa y sistemas de almacenamiento de energía y pilas de combustible.

La simulación, optimización y análisis de sensibilidad son los algoritmos que al HOMER le permiten evaluar la viabilidad técnica y económica de un gran número de opciones de tecnología y dar cuenta de las variaciones en los costos de tecnología, la carga eléctrica y la disponibilidad de recursos energéticos.



Fig. 5-1 Secuencia de los procesos en el Homer Pro [6]

- Simulación

El programa simula un sistema viable para todas las combinaciones posibles. Según como se haya configurado el sistema de la micro red y sus componentes.

- Optimización

En esta fase se examinan las posibles combinaciones de diferentes tipos de sistemas híbridos y luego se ordenan de acuerdo con la variable de optimización seleccionada. El algoritmo "sin derivados" simplifica el proceso de diseño para identificar las opciones de menor costo para las micro redes u otros sistemas de energía eléctrica de generación distribuida.

- Análisis de sensibilidad

En esta fase se realizan optimizaciones múltiples bajo un rango de suposiciones de parámetros de sensibilidad de entrada comparando las posibilidades. Esto nos permite conocer las variables que están fuera de control y sus impactos, como la velocidad del viento, radiación solar, los costos del combustible, etc. Esto es evaluado como la simulación óptima cambia con estas variaciones.

6. Supuestos del sistema

6.1 Configuración del sistema a simular

Un sistema HES para micro red “off grid” que consta de varios componentes, incluyendo las cargas y al menos dos fuentes de energía, algunas de las cuales son fuentes de energía renovable. El objetivo principal de este sistema es asegurar la fiabilidad y la continuidad del suministro de energía en todo momento, incluso en medio de cambios por la variabilidad de las energías renovables involucradas, de tal forma de establecer una matriz energética que en base a la mejor opción y disponibilidad de la generación se atienda la demanda. Lograr un modelado óptimo de cada uno de estos componentes. Para el presente reporte se establece un sistema “off grid” cuyos componentes para el caso base son; la carga propia del sistema HES, las componentes de generación diésel, solar, convertidores DC/AC y baterías, como se muestra en el esquema de la figura líneas abajo.

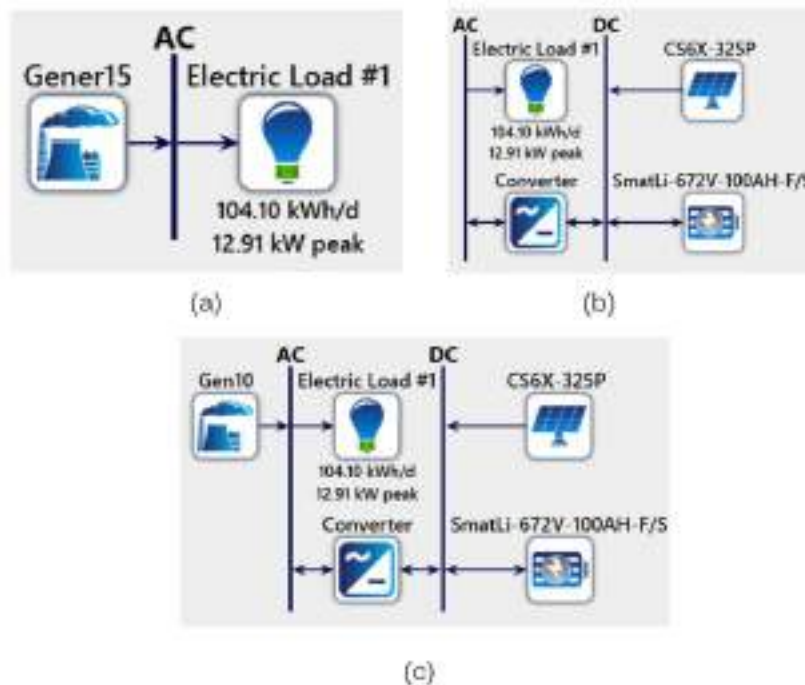


Fig. 6.1-1 Esquemas; caso 1 (a), caso 2 (b) y caso 3 (c) a procesar en el Homer Pro

Una vez establecido el caso 1, que considera solo generación diésel, se simulara el caso 2 retirando la generación diésel y solo se considera una generación FV además de convertidores DC/AC y baterías, luego para el caso 3 se integrara a la simulación del caso 2 generación diésel.

“La estrategia a evaluar en este tipo de sistemas analiza cuatro factores fundamentales; Inversión, disponibilidad de recurso, ubicación y emisiones [7]”

6.1.1 Ubicación

El centro poblado para estimar la modelación del HES es San Pedro de Cacao, está ubicado en la provincia y distrito de Mariscal Ramon Castilla, en la región de Loreto. Perú, las coordenadas de ubicación del centro poblado son:

- Latitud sur: 3°51'6.8"S (-3.8518891500)
- Longitud oeste: 70°20'7"W (-70.33528701000)
- Altitud: 74 msnm

Clasificado como población Rural, categoría Caserío, cuenta con 38 viviendas, un centro educativo de educación primaria, la comunidad está conformada con una población de 185 personas (82 hombres, 103 mujeres) [8], *herederos e integrantes del ancestral pueblo Ticuna*, cuyo territorio se extiende a lo largo del río Amazonas entre Perú, Colombia y Brasil.



Fig. 6.1.1-1 Centro poblado San Pedro de Cacao, adyacente a la frontera Perú-Colombia



Fig. 6.1.1-2 Vista del centro poblado San Pedro de Cacao

6.1.2 Redes existentes

Después de investigar mediante consultas a los operadores de sistemas en la zona y a residentes locales, se puede afirmar que no hay redes públicas cercanas en la región de San Pedro de Cacao. Las redes más próximas requieren expansión y carecen de la capacidad necesaria para atender un aumento en la carga.

Adicionalmente, es relevante señalar que la fuente de energía que abastece a estas redes existentes forma parte de un sistema cuya generación se basa en combustibles fósiles, específicamente una central térmica ubicada en la Ciudad de Caballococha, conocida como CT Caballococha.

Dada esta situación, la opción de conectar la nueva carga a la red pública se descarta como una alternativa viable a corto y mediano plazo. Esta decisión se sustenta en la inaccesibilidad y falta de disponibilidad de una red pública con capacidad suficiente en un radio de al menos 20 km en una zona de selva, lo cual la convierte en una solución inviable en el horizonte temporal mencionado.

El circuito existente más cercano, ubicado aproximadamente a 4 km, es el que alimenta a la población de Vista Alegre a través de un sistema MTR (monofásico retorno por tierra) [9]. Sin embargo, este sistema presenta cargas y demandas altamente saturadas, con distancias poco comunes para sistemas de transmisión en media tensión, y secciones de conductor que no son apropiadas para las distancias mencionadas.



Fig.6.1.2-1 Circuito MRT existentes cercanos a la zona del proyecto [9].



Fig.6.1.2-2. Ubicaciones de los sistemas MRT y el proyecto.

6.1.3 Estimación de la demanda

Para estimar la demanda se ha considerado lo establecido en la Ley General de Electrificación Rural N° 28749 y su reglamento aprobado por el DS N° 018-2020-EM [10], que permite calificar a el sistema eléctrico como rural, bajo las siguientes definiciones:

- Los sistemas eléctricos rurales (SER), son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social
- Suministros convencionales, son los suministros de energía eléctrica brindados por un SER conectado a una fuente de generación convencional aislada, térmica o hidráulica, o al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que es atendido por sistemas de generación convencionales y por redes de transmisión y/o distribución eléctrica.
- Suministros no convencionales, son los suministros de energía eléctrica brindados por un SER que utiliza, parcial o totalmente, RER *-Recursos Energéticos Renovables-* no convencionales como fuente de generación eléctrica, tales como, energía solar, energía eólica, biomasa, energía hidráulica, entre otros.

Además, de cumplir con los criterios de evaluación establecidos en el artículo 47 del Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural Ley N° 28749 [10], para sistemas RER cuyas inversiones no están incluidas en el PNER *-Plan Nacional de Electrificación Rural-*, que son como se lista a continuación:

- a) Que las instalaciones eléctricas se ubican en una zona rural, localidad aislada o localidad de frontera;
- b) Que la instalación o la inversión cumple con las normas técnicas y de calidad aplicables a la electrificación rural y está dimensionada para satisfacer la proyección de la demanda del SPE durante el horizonte de veinte (20) años;

- c) Que la generación de energía eléctrica se realice con instalaciones con una potencia instalada no mayor a 20 MW;
- d) Que la transmisión de energía eléctrica se realice con instalaciones con un nivel de tensión igual o menor a 220 kV.
- e) Que la distribución de energía eléctrica, con carácter de SPE -Servicio Público de Electricidad-, según lo definido en la Ley de Concesiones Eléctricas, sea con un nivel de tensión igual o menor a 33 kV.

Entonces una vez establecido la calificación del tipo del sistema SER aislado ("off grid"), para estimar la demanda eléctrica se identifica el tipo de calificación eléctrica, que viene a ser la carga eléctrica mínima es decir la máxima demanda y el tipo de suministro que corresponde según lo indicado en la norma "Calificación Eléctrica para la Elaboración de Proyectos de Subsistema de Distribución Secundaria" aprobado según R.D. N° 015-2004-EM/DGE y RD 531-2004 MEM/DM [11], la cual establece en este caso 250 W/lote para este tipo de habilitación.

Tabla. 6.1.3-1 Calificación eléctrica (máxima demandas) R.D. N° 015-2004-EM/DGE [11]

Tipo de habilitación	Sector de Distribución Típico 1 W	Sector de Distribución Típico 2 W	Sector de Distribución Típico 3 W	Sector de Distribución Típico 4 W	Sector de Distribución Típico 5 W
a) Habilitaciones de baja densidad poblacional, tipo 1 (Zonas R1-S y R1)	1 500 + 3 W/m ² hasta un máximo de 10 kW (suministro trifásico)	800 + 1 W/m ² hasta un máximo de 5 kW (suministro trifásico)	—	—	—
b) Habilitaciones de baja densidad poblacional, tipo 2 (Zona R2)	1 500	800	—	—	—
c) Habilitaciones de media densidad poblacional, tipo 3 (Zona R3)	1 300	700	500	—	—
d) Habilitaciones de media densidad poblacional, tipo 4 (Zona R4)	900 (suministro monofásico)	800 (suministro monofásico)	700 (suministro monofásico)	—	—
e) Habilitaciones de alta densidad poblacional, para viviendas multifamiliares	11 W/m ² del área fechada total, con un mínimo de 800 W	11 W/m ² del área fechada total, con un mínimo de 700 W	—	—	—
f) Habilitaciones para vivienda taller (Zona H-R)	1 000	1 000	1 000	—	—
g) Habilitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificadas como Centros Poblados, incluyendo agrupaciones de vivienda en zonas rurales	700 300 (*) (suministro monofásico)	300 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	200 (suministro monofásico)
h) Habilitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificadas como Asentamientos Humanos Marginales o Pueblos Jóvenes	700 (suministro monofásico)	400 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	250 (suministro monofásico)
i) Habilitaciones pre-Urbanas, tipos pecuarios o huertas (Zona P-U)	2 000	1 500	1 500	1 000	1 000
j) Lotizaciones para la industria elemental y complementaria de apoyo a la industria de mayor escala (Zona I)	4 000	1 100	—	—	—

Definido el sistema SER aislado ("off grid") y los parámetros de la calificación eléctrica, se ha realizado, además, una estimación de demanda eléctrica en función a las cargas en San Pedro de Cacao, *considerado solo la necesidad de demanda para la actual población (sin proyecciones)*, para esta estimación se ha considerado cuatro sectores de cargas tipo como siguen:

- Vivienda.
- Colegio/área comunal.
- Posta médica.
- Alumbrado exterior.

La principal demanda que se ha estimado es para el sector vivienda, que será para la atención de los conjuntos familiares, considerando en promedio de hasta cinco personas por familia y para 38 conjuntos familiares (viviendas), contemplado cargas para alumbrado LED, tomas de fuerza, un

refrigerador de hasta 138 litros, una radio y un televisor. Cargas que luego de considerar un factor de simultaneidad resulto en una carga de *250 W por vivienda*, siendo el total de demanda para este sector **9.5 kW**.

Tabla. 6.1.3-2 Estimación de demanda por vivienda

Estimación de cargas Comunitaria zona rural "off grid", 38 familias								
Cargas por familia (5 personas c/u)								
Descripción	Cant.	Carga (W)	HU	Horas	FHU	-		W
Alumbrado LED	5	12	W	6	12	0.50	1.00	30.00
Tomas de Fuerza	3	180	W	4	12	0.33	1.00	180.00
Refrigerador 138 L	1	160	W	8	24	0.33	1.00	53.33
Radio	1	18	W	8	12	0.67	1.00	12.00
Televisor,max. 33 Pulg.	1	165	W	8	12	0.67	1.00	120.00
Subtotal por Familia individual (W)								385.33
FS (38 conjuntos Familiares)								0.65
Subtotal por Familia conjunto (W)								250.47
Nro. de conjuntos familiares								38.00
Subtotal Carga Comunitaria (W)								9,517.73

Para la demanda eléctrica del colegio/área comunal, se ha considerado **0.76 kW**, dando prioridad la carga para sostener sistemas de internet y alumbrado.

Tabla. 6.1.3-3 Estimación de demanda colegio/área comunal

Colegio /Área Comunal								
Descripción	Cant.	Carga (W)	HU	Horas	FHU	FS		W
Alumbrado, 5 Aulas	20	12	W	6	12	0.50	0.90	108.00
Alumbrado, exterior	5	18	W	6	12	0.50	0.90	40.50
Sist. Internet	3	180	W	6	12	0.50	0.90	243.00
Televisor,max. 33 Pulg.	5	165	W	6	12	0.50	0.90	371.25
Subtotal Colegio/Área Comunal (W)								762.75

Para la demanda eléctrica de la posta médica, se ha considerado **1.19 kW**, dando prioridad la carga para sostener sistemas de enfriamiento mediante refrigeradoras, internet para facilitar asistencia remota y alumbrado.

Tabla. 6.1.3-4 Estimación de demanda colegio/área comunal

Posta Médica								
Descripción	Cant.	Carga (W)	HU	Horas	FHU	FS		W
Alumbrado, 3 ambientes	6	12	W	24	24	1.00	0.90	64.80
Exterior	2	18	W	12	24	0.50	0.90	16.20
Equipos	1	1500	W	6	12	0.50	0.90	675.00
Refrigerador 138 L	2	160	W	8	24	0.33	1.00	106.67
Televisor,max. 33 Pulg.	1	165	W	6	12	0.50	0.90	74.25
Sist. Internet	1	380	W	6	12	0.50	0.90	81.00
Tomas de Fuerza	3	180	W	4	12	0.33	0.90	162.00
Radio	1	15	W	8	12	0.67	0.90	9.00
Subtotal Posta Médica (W)								1,188.92

Para la demanda eléctrica asociada al alumbrado exterior se ha considerado una demanda de **1.4kW**, para un sistema con lámparas LED de 40 W, estimado una aplicación de un poste con una lámpara cada 30 m, esto nos da la posibilidad de alumbrar recorridos exteriores de hasta 1080 m, logrando cubrir los principales recorridos del centro poblado y quedando una reserva

Tabla. 6.1.3-5 Estimación de demanda alumbrado exterior

Alumbrado Exterior

Descripción	Cant.	Carga (W)	HU	Horas	FHU	FS	W	
Lámparas LED	36	40	W	12	12	1.00	1	1,440.00
Subtotal Alumbrado Exterior (W)								1,440.00

Delo anterior se tiene acumulado una demanda para la comunidad de San Pedro de Cacao, bajo los supuestos de cargas considerado un total de **12.91 kW**.

6.1.4 Datos de entrada

Tiempo de vida útil : 25 años

Tasa de descuento : 12% (publicación LKD. mayo 2023, Diego Ribadeneira - Consultor Financiero)

Tasa de inflación : 4.5% (estimación del BCR a fin del 2023)

<https://www.bcrp.gob.pe/145-publicaciones/reporte-de-inflacion.html>

Las tasas de inflación de cuatro años atrás fueron: 7.87% 2022, 3.98% 2021, 1.83% 2020, 2.14% 2019, siendo el promedio 3.95%.

TDA : 10%

TDA, es la tasa de desabastecimiento anual, métrica para referenciar la confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía de sistemas "off grid", con instalaciones solares, eólicas o sistemas de generación diésel donde no hay acceso a la red eléctrica principal.

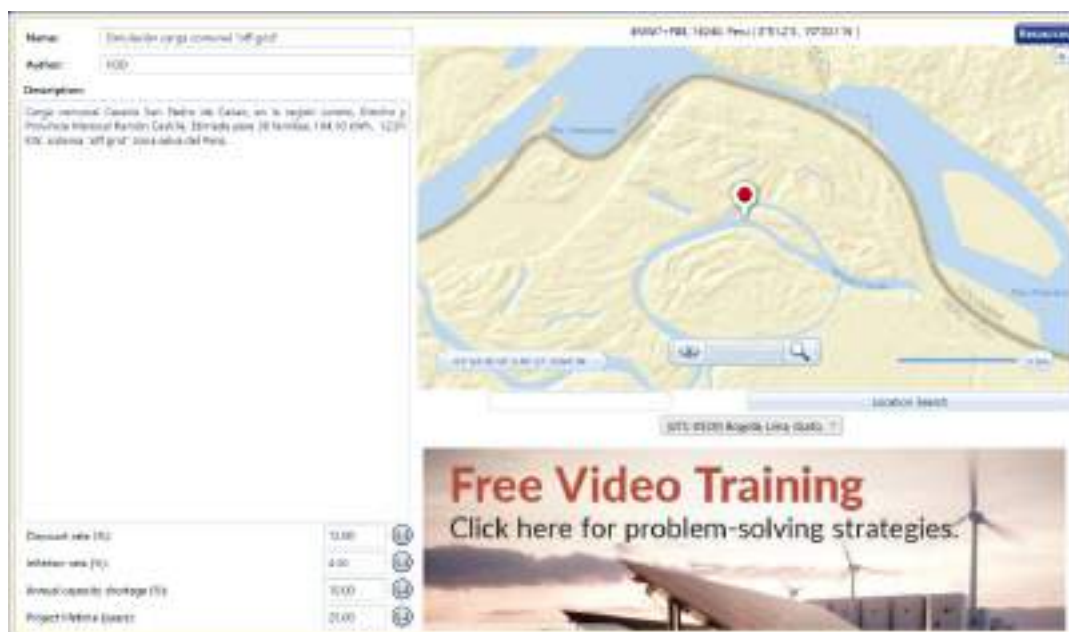


Fig. 6.1.4-1 Datos de entrada simulación Homer Pro

6.1.5 Recurso energético solar y temperatura ambiente.

Los datos sobre el recurso energético solar provienen de la base de datos del Homer Pro, que a su vez se basa en información recopilada de bases de datos proporcionadas por la NASA. Cuyo valor promedio anual es de 4.51 kWh/m², es un buen valor para propósitos de generación FV. Mientras

que para el caso de la temperatura el valor promedio anual es de 25.3° C, valor que resulta muy beneficioso para la operación de los paneles FV, debido a que estos están diseñados para operar a con rendimiento nominal a una temperatura ambiente de 25° C.



Fig. 6.1.5-1 Valores del recurso solar en la zona del proyecto



Fig. 6.1.5-2 Valores de temperatura ambiente en la zona del proyecto

6.1.6 Combustible, diésel.

Debido a la ubicación del centro poblado se incrementa por concepto de flete el costo oficial del combustible (diésel B5) [12], por lo estaremos asumiendo un incremento de 5 PEN adicionales por

galón, sobre el costo de referencia más cercano que es en la ciudad de Iquitos, es decir (17.28 +5.00= 22.28 PEN), al tipo de cambio 3.7 se tiene aproximadamente 6 USD/galón, por lo que tomaremos un valor de 1.6 USD/litro.

Tabla. 6.1.6-1 Costo de diésel B5, por galón en la Amazonía, Petrop Perú [12]

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - Nº 27037							
PLANTAS	SAROLINA PROMERIN	SAROLINA REGULAR	SAROLINA 94 SP	DESOL 04 W	DESOL 04	PETROLEO INDUSTRIAL Nº 4	
YANUAGUAS			12.9060	12.2200	17.7000		
AGATOS		14.3316	12.9762	11.8000	17.2800	11.2500	
MACALLPA		14.0832		11.7900	17.2700		
PTO. MALDONADO	19.3644	16.1460	15.2280				

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS							
IMPORTE (%)	8%	8%	8%				

GERENCIA PLANEAMIENTO Y GESTIÓN LISTA COMB-82-2023
VIGENCIA A PARTIR DEL 15.10.2023

6.1.7 Tipo de carga

Se establece para la modelación la micro red “off grid” en el centro poblado San Pedro de Cacao, con una carga de 104.10 kWh/día, un perfil de tipo comunitario, cuya demanda pico de 12.91 kW se establecen entre las 6 pm y 9pm.

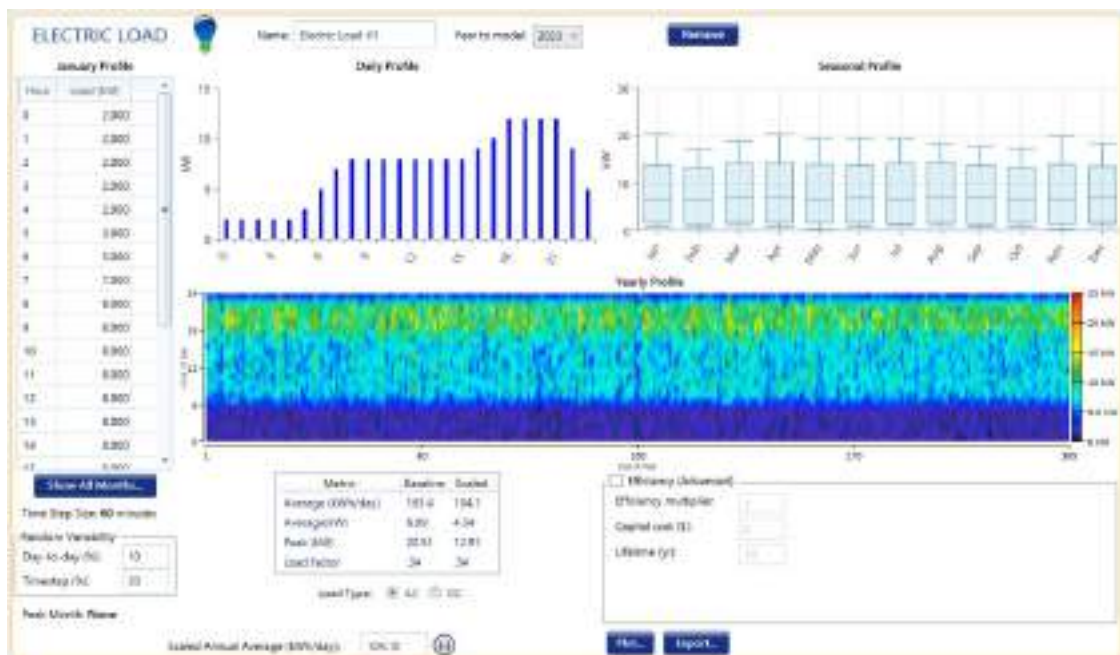


Fig. 6.1.7-1 Diagrama de carga del sistema tipo comunitario.

Se plante en el caso 1 y caso 2 que la demanda esta atendida por generación del tipo “stand alone” como sigue:

- Generación diésel, 10 kW (caso 1)
- Generación solar de hasta 51 kWp, con 16 baterías ion litio, 48 Vcc y convertor de hasta 10 kW (caso 2)

Por último, se evaluará el sistema mediante una generación hibrida, considerando los casos anteriores generación diésel y generación fotovoltaica (caso 3).

6.1.8 Costos de los componentes

Se establece que los costos de inversión de los componentes considerado que el CAPEX tiene dos componentes, el costo del activo y el costo del montaje del activo, para este último asumiremos un 40% sobre el costo del activo, para poder ingresarlo al Homer Pro. Mientras que el costo de reemplazo lo consideraremos en un 90% del costo del Capex.

Tabla 6.1.8-1 Costos de los componentes, asumidos.

Componente	Marca	Homer Subío	Inversión USD	Montaje USD	Capex USD	Costo Reemplazo USD	O&M USD	Unid	Wob off años
Paneles FV Policristalino	Canadian Solar 325 W	CSJK-325P	22500	9000	31500	28350	0.45	USD/año	25
Convertidor 10 kW	Genesco	Convert	400000	160000	560000	503999	84000	USD/año	15
Baterías 100Ah	Genesco	Smart472-100AH-F75	180000	72000	252000	226800	12000	USD/año	12
Generador diésel (reclaje Rem.	CAT 10 kW 1800 RPM	GenD	908250	363300	1271550	1143295	0.76	USD/OpHR	80000/12000 H

En referencia a los costos de O&M las unidades de los valores de ingreso al Homer Pro, dependen del componente a ser ingresado y son en USD/año y USD/horas-op.

En el caso del generador diésel, se asume que el tiempo de vida útil final será de 60 000.00 horas, que a la vez tendrán servicios de "over haul" cada 15 000.00 horas (valor considerado en el Homer Pro). Además, se ha considerado que el que el costo de operación y mantenimiento por hora es independiente de la potencia de generación en operación, es decir ya sea que el generador esté inactivo o funcionando.

Se está asumiendo una cuadrilla de mantenimiento con un costo-mes según el siguiente cuadro.

Tab.6.1.8-2 Estimado de costo cuadrilla-mes de mantenimiento.

Cant	Cuadrilla	HB (PEN)	Subtotal HB (PEN)	Carga Social 50%	GOP 25%	CD	UT 20%	Sub Total PEN	Sub Total USD
1	Capataz Electromecánico	3 500.00	3 500.00	1 750.00	875.00	6 125.00	1 225.00	7 350.00	1 986.49
1	Operario	2 800.00	2 800.00	1 400.00	700.00	4 900.00	980.00	5 880.00	1 589.19
2	Ayudantes	2 000.00	4 000.00	2 000.00	500.00	6 500.00	1 300.00	7 800.00	2 106.11
Total cuadrilla-mes								21 030.00	5 683.78

Entonces se ha estimado el costo de una cuadrilla de mantenimiento durante un mes, es decir para 192 HH, lo que no permitiría hasta 20 intervenciones de mantenimiento regular de 9.6 horas netas cada una, sin considerar costos de repuestos o el mantenimiento "over haul".

Si dividimos el costo de la cuadrilla mes entre las 8 760 horas de operación regular se tiene un valor de 0.64 USD/HR-op, sobre este valor consideramos una reserva y obtenemos 0.76 USD/HR-op.

Mientras que para los otros componentes los costos de operación y mantenimiento se ha considerado, de la siguiente forma:

- Paneles FV, 3% del costo del capex, expresado en USD/año por unidad.
- Baterías, 5% del costo del capex, expresado en USD/año por unidad.
- Convertidor, 15 % del capex en USD/año por cada 10 kW

7. Simulaciones

“Disclaimer: Las simulaciones y resultados presentados en este trabajo son aproximados y se basan en datos y costos estimados, así como en supuestos preliminares. Su propósito es exhibir y explorar las capacidades y simulaciones disponibles en el entorno del Programa Homer Pro para respaldar la planificación y modelado en sistemas similares. Es importante señalar que los valores obtenidos no necesariamente reflejarán el orden de magnitud de inversiones reales, ya que esto dependerá del desarrollo específico de la ingeniería asociada.”

7.1 Simulaciones Caso 1, Caso 2 y Caso 3

Luego de simular este caso el Homer Pro, el programa brinda un reporte general de las simulaciones en este caso efectuados, cuyos resultados recomiendan implementar en el orden de los casos 2, 3 y 1, los parámetros principales de las simulaciones en los casos evaluados se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 7.1-1 Datos principales simulación con Homer Pro, caso 1(diésel).

Architecture							Cost				System	
COG (MW)	GenT (MW)	Small-Gen (MW)	Converter (MW)	Dispatch (MW)	NPC (\$)	LCOS (\$/MWh)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	Res. Proc. (%)	Total Peak (\$/yr)		
300				CC	1441372	10.01	557.912	112778	0	15709		

Tabla 7.1-2 Datos principales simulación con Homer Pro, caso 2(solar).

Architecture							Cost				System	
COG (MW)	GenT (MW)	Small-Gen (MW)	Converter (MW)	Dispatch (MW)	NPC (\$)	LCOS (\$/MWh)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	Res. Proc. (%)	Total Peak (\$/yr)		
0	76		176	CC	1164.838	93.486	16.251	1191222	100	0		

Tabla 7.1-3 Datos principales simulación con Homer Pro, caso 3 (solar, diésel).

Architecture							Cost				System	
COG (MW)	GenT (MW)	Small-Gen (MW)	Converter (MW)	Dispatch (MW)	NPC (\$)	LCOS (\$/MWh)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	Res. Proc. (%)	Total Peak (\$/yr)		
493	30.0	76	176	LF	1271247	93.485	16.124	1106593	91.7	1326		

7.2 Resultados

En la tabla siguiente se resumen los principales parámetros según los componentes y casos evaluados.

Tabla.7.2-1 Principales parámetros por componente - Casos 1,2 y 3.

Mientras que los costos y los costos actual neto NPC, se muestra en las siguientes tablas por

Componente	Und	Caso 1 (diésel)	Caso 2 (solar)	Caso 3 (solar+ diésel)
Paneles FV	kW	-	51.00	49.00
Convertidor	kW	-	9.76	10.80
Baterías 100Ah	Cant.	-	16.00	16.00
Generador diésel, GE	kW	10.00	-	10.00
Generación FV	kWh/año	-	69 009.00	66 331.00
Generación diésel	kWh/año	40 506.00	-	3 140.00
Emisiones de CO2	kg/año	41 250.00	-	3 470.00
Penetración renovable	%	0%	100%	91,7%
Horas Op. GE	h	8 760.00	-	896.00
Volumen de Diésel B5	l	15 789.00	-	1 328.00

componentes y casos evaluados.

Tabla.7.2-2 Costos NPC del caso 2, por componente y sistema

Componente	Und.	CAPEX	Reemplazo	O&M	Combustible	Recuperación	Total
Generador diésel, GE	USD	12 715.50	69 486.94	76 363.10	289 770.32	-	764 31
Sistema, NPC	USD	12 715.50	69 486.94	76 363.10	289 770.32	-	764 31

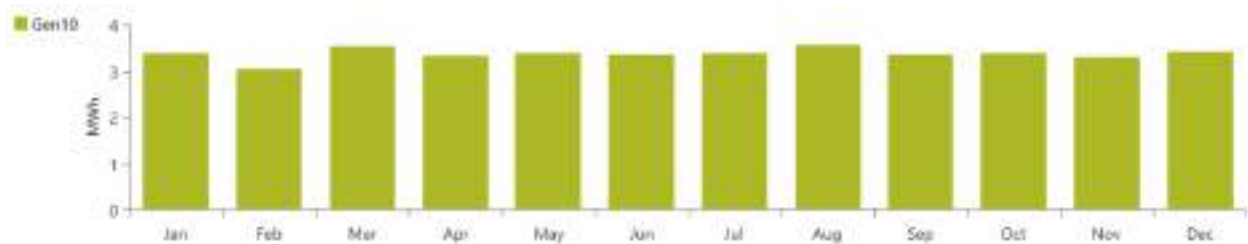


Fig.7.2-1 Producción de energía en MWh por mes caso 1(diésel).

Tabla.7.2-3 Costos NPC del caso 2, por componente y sistema

Componente	Und.	CAPEX	Reemplazo	O&M	Combustible	Recuperación	Total
Paneles FV, 325 Wip	USD	49 436.93	-	17 011.37	-	-	66 448.30
Baterías Ión litio	USD	40 320.00	22 671.59	23 123.65	-	5 980.73	80 234.51
Convertidor 10 kW	USD	5 466.23	3 484.86	9 404.77	-	410.71	17 946.15
Sistema, NPC	USD	95 223.16	26 156.45	49 539.79	-	6 291.44	164 627.95

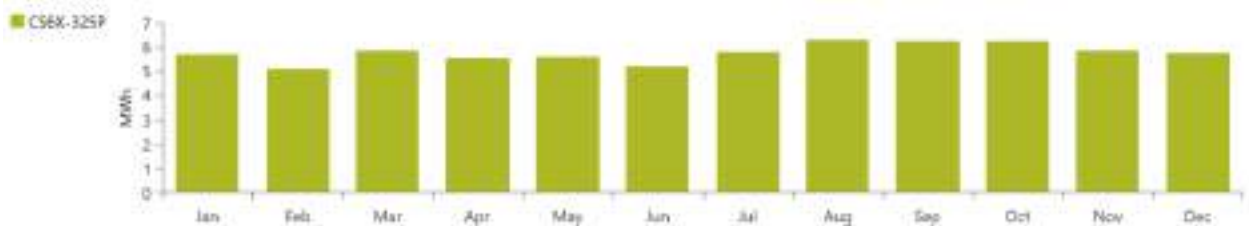


Fig.7.2-2 Producción de energía en MWh por mes caso 2 (solar).

Tabla.7.2-4 Costos NPC del caso 3, componente y sistema

Componente	Und.	CAPEX	Reemplazo	O&M	Combustible	Recuperación	Total
Panels FV, 325 Wp	USD	47 518.19	-	16 351.15	-	-	63 869.34
Generador diésel, GE	USD	12 715.50	3 387.02	7 810.66	24 372.82	958.13	47 317.87
Baterías ión litio	USD	40 220.00	22 671.50	23 123.65	-	5 880.73	80 234.51
Convertidor 10 kW	USD	6 028.89	2 849.94	10 289.93	-	453.74	19 625.02
Sistema, NPC	USD	106 592.58	29 908.55	57 675.30	24 372.82	7 302.60	211 246.74

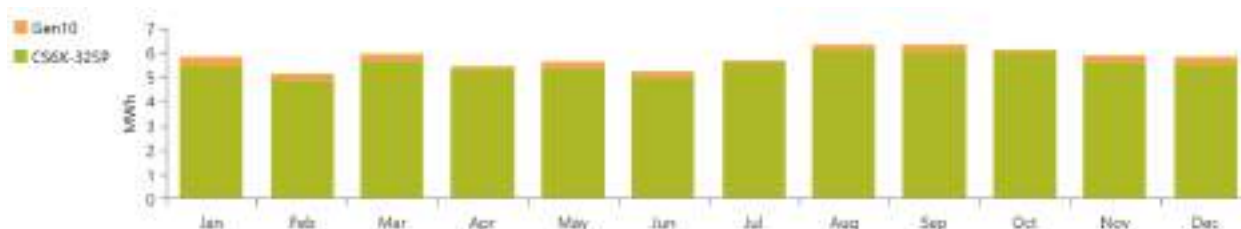


Fig.7.2-3 Producción de energía en MWh por mes caso 3 (solar+diésel).

En la siguiente tabla podemos comparar los principales costos y costos nivelado de la energía LCOE, se puede ver que de los casos 1 y 2 que son del tipo de generación "stand alone", el que demanda mayor costo es el de la generación diésel resultando 2.7 veces más que la generación solar es decir un 37% del costo del caso 1 y mientras que para el caso 3 generación híbrida HES resulta 2.1 veces más representando un 47% del costo del caso 1.

Tabla.7.2-5 Costos NPC y LCOE por caso

Componente	Und.	Caso 1 (diésel)	Caso 2 (solar)	Caso 3 (solar+ diésel)
CAPEX	USD	12,716.00	95,223.00	106,593.00
Costo operación	USD/año	37,912.00	6,051.00	9,124.00
Costo actual neto total (NPC)	USD	447,572.00	164,628.00	211,247.00
LCOE	USD/kWh	1.030	0.405	0.485

En continuación describimos los datos nominales de los componentes asociados al sistema por cada caso evaluado en el Homer Pro.

Caso 1 (diésel): Un generador diésel B5, 10 kW, 0.48 l/hr, Co2(g/L) 19.76, NOx(g/L) 22.46.

Caso 2 (solar): Panels fotovoltaicos: Canadian Solar Power CS6X-325-P, policristalino, 325 Wp, eficiencia 16.94 %, total potencia: FV 51kW. Baterías, 16 unidades de baterías ion litio 48 Vcc, Capacidad (kWh) 4.8, Capacidad (Ah) 100, eficiencia 96%, ratio máxima de carga (A/Ah) 1, corriente de máx. carga (A) 100, corriente máx. de descarga (A) 100. Convertidor, 9.76 kW tensión de entrada 48 Vcc, tensión de salida 230 Vca, 60 Hz, eficiencia inversora 98%, eficiencia del rectificador 85%.

Caso 3 (solar, diésel): Un generador diésel B5, 10 kW, 0.48 l/hr, Co2(g/L) 19.76, NOx(g/L) 22.46. Paneles fotovoltaicos; Canadian Solar Power CS6X-325-P, policristalino, 325 Wp, eficiencia 16.94 %, total potencia: FV 49kW. Baterías, 16 unidades de baterías ion litio 48 Vcc, Capacidad (kWh) 4.8, Capacidad (Ah) 100, eficiencia 96%, ratio máxima de carga (A/Ah) 1, corriente de máx. carga (A) 100, corriente máx. de descarga (A) 100. Conversor, 10.8 kW, tensión de entrada 48 Vcc, tensión de salida 230 Vca, 60 Hz, eficiencia inversora 98%, eficiencia del rectificador 85%.

7.3 Evaluación del caso 3

Al ser el caso 3 un sistema híbrido, el programa establece parámetros económicos comparando con el caso 1 que el Homer Pro lo considera como caso base.

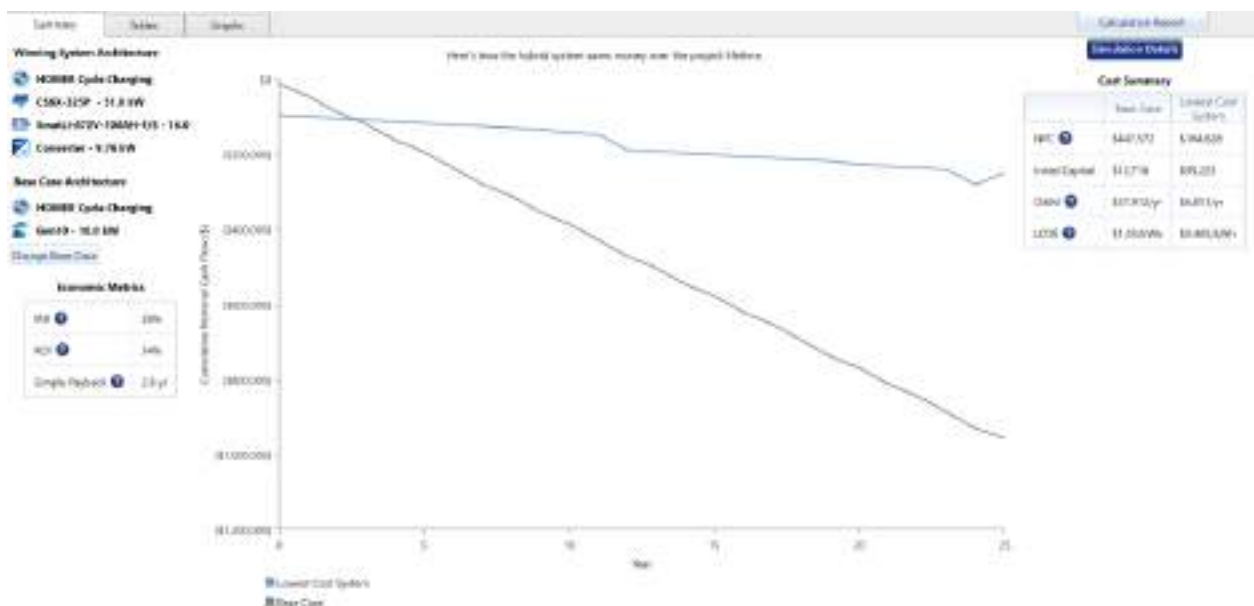


Fig.7.3.-1 Resumen de resultados económicos, caso 3.

En el resumen de los resultados económicos se puede ver la tasa interna de retorno IRR (TIR) es mayor el retorno de la inversión (ROI), esto es el retorno de la inversión será mayor al gasto

Sin embargo, en este caso, un IRR del 39% que significa que se espera que el proyecto genere un retorno del 39% anual sobre la inversión inicial, es significativamente muy alto no usual en este tipo de inversiones. En forma similar un ROI del 34 % significa que, en términos generales, por cada dólar invertido, se obtendría un beneficio de 34 centavos.

Un IRR del 39% y un ROI del 34% en inversiones energéticas son valores extremadamente altos y poco comunes, en inversiones energéticas, la rentabilidad puede ser alta, especialmente en proyectos de energía renovable, pero la mayoría de las inversiones no se alcanzan tasas de retorno tan altas. Estos números indican que son resultados por comparar un sistema cuya inversión y costos de operación son significativamente mucho más altos respecto a la otra opción, en este caso la generación diésel, además, que las suposiciones son preliminares y los costos de inversión referenciales.

En el contexto del caso 3, se estima que los costos de inversión alcanzan aproximadamente los 211 KUSD. La opción de emplear estos fondos para expandir las redes con capacidad de gestionar la carga y conectarlas a la red pública se descarta como una alternativa viable en el corto y mediano plazo. Esta elección se fundamenta en la inaccesibilidad y falta de disponibilidad de la red pública con capacidad suficiente en un radio de al menos 20 km en zona de selva y cuya matriz de generación es mediante generación térmica quemando combustibles fósiles en la ciudad de Caballococha, lo que la convierte en una solución impracticable dentro del horizonte temporal mencionado.

Se muestra también que el tiempo de retorno desde la inversión inicial es de 2.6 años, tiempo que no es común en inversiones de sistemas energéticos, no imposibles, pero en general la viabilidad del tiempo de retorno dependerá de las circunstancias específicas del proyecto y las condiciones del mercado según los datos cuanto más específicos y firmes sean.

En el contexto de las simulaciones del caso 3, Homer Pro llevó a cabo todas las combinaciones posibles, generando un total de cinco resultados. Se presentan inicialmente los más viables, los cuales incluyen los casos evaluados previamente. En la primera combinación, se destaca el caso 2, seguido por el caso 3 en la segunda combinación, y finalmente, el caso 1 en la cuarta combinación.

Tabla.7.3-1 Resultados de cálculos, caso 3 (combinando opciones).

	COES DISP \$/kW	Switch (kW)	Small-DIST-100MA-15 (ID)	Converter (kW)	Disposit	RPC \$/kWh	LCOE \$/kWh	Operating cost \$/yr	CAPEX (\$)	Res. Fac. (%)	Total Pay \$/yr
	51.0		16	3.76	CC	\$54.828	\$0.485	\$0.851	\$95.225	100	0
	49.0	10.0	16	3.08	LF	\$211.347	\$0.485	\$0.124	\$106.599	91.7	1.320
	6.75	10.0		3.33	CC	\$430.121	\$0.989	\$15.409	\$25.081	100	13.064
		10.0			CC	\$407.372	\$1.01	\$17.912	\$12.716	0	15.768
		10.0	4	0.893	LF	\$418.800	\$1.01	\$17.912	\$21.342	0	18.216

7.4 Comparación del LCOE

LCOE es el costo nivelado de la energía, es la media neta del costo actual de la generación de la energía de un generador durante su ciclo de vida (costo total del proyecto sobre la energía total generada). Se usa para comparar costos de diferentes métodos de generación de energía, su unidad más común es USD/kWh.

En la tabla siguiente se muestran los valores LCOE calculado en el presente trabajo bajo las condiciones de simulación antes descritas.

Tab.7.4-1 LCOE "off grid" evaluados.

Caso	LCOE USD/kWh	Veces
Caso 1, diésel	1.030	2.54
Caso 2, solar	0.405	1.00
Caso 3, solar + diésel	0.485	1.20

Según la investigación de Fabio Rinaldini y su equipo [13] los valores de LCOE estimados también para sistemas “off grid” considerando generación híbrida solar, eólica y diésel en el Perú, para una población rural con una demanda de 18.9 kW, “off grid” emplazada en zona fronteriza Perú Colombia en la selva de Loreto, localidad de Campo Serio, concluye a julio del 2020, que los valores de LCOE, como sigue:

- LCOE, diésel: 0.784 USD/kWh.
- LCOE, solar: 12.42 USD/kWh. (*)
- LCOE, solar, diésel: 0.563 USD/kWh.

() El valor indicado es muy alto, por lo que se asumen que se trata de una desviación y no lo consideraremos en las comparaciones del presente trabajo.*

Por otro lado, considerando los países ubicados al este del globo, el estudio “Global LCOEs of decentralized off-grid renewable energy systems”, concluye que los valores calculados para LCOE “off grid” reportados en 161 estudios seleccionados al 2021, están entre 0.300 y 0.999 USD/kWh con un valor medio 0.350 USD/kWh [14].

En este estudio se indica que los análisis de la información consultada toman en cuenta la incorporación de sistemas híbridos (integrando combustibles fósiles y fuentes renovables), junto con sistemas completamente basados en energías renovables. Observando que estos últimos presentan, en promedio, un incremento del 24% en los costos [14]. Es decir, consideraremos para efectos de comparación en el presente trabajo que el LCOE global para sistemas “stand alone” consideraremos 0.434 USD/kWh (0.350x1.24).

Sin embargo, la tendencia actual de los costos de generación basados solamente en renovables, se vienen invirtiendo respecto a los sistemas híbridos, por el alto grado de competitividad y mejora tecnológica en el sector renovables, sobre todo en el sector fotovoltaico.

Esto es debido principalmente a la disminución constante de los costos de los paneles solares fotovoltaicos ha desempeñado un papel crucial en el impulso de la competitividad. Entre diciembre de 2009 y diciembre de 2022, los precios de los módulos de silicio cristalino registraron una disminución significativa, oscilando entre el 88% y el 94% para los módulos comercializados en Europa, dependiendo del tipo. La reducción del costo promedio ponderado se ubicó en torno al 91% durante dicho período [15].

Tab.7.4-2 Comparación LCOE “off grid” con datos [13] y [14].

Caso	A: LCOE USD/kWh	B: LCOE USD/kMWh Valores [13]	A/B	C: LCOE USD/kWh Valores [14]	A/C
Caso 1, diésel	1.030	0.784	1.31	-	-
Caso 2, solar	0.405	-	-	0.434	0.9
Caso 3, solar + diésel	0.485	0.563	0.86	0.350	1.4

En la tabla anterior se comparan los valores LCOE calculados en el presente trabajo respecto a los valores LCOE de las referencias [13] y [14], se puede observar que para el caso 2 estaría en el orden del promedio global [14].

Para el caso 3 el valor resulta cercano al valor evaluado en Perú, al año 2020 [13], respecto a los valores globales estaría entre el valor medio y el valor máximo (0.350 – 0.999 USD/kWh).

Si revisamos valores de LCOE en sistemas “on grid” con generación solar fotovoltaica tenemos información disponible en forma global y local en Perú de fuente como Irena, Lazard y Osinergmin que detallaremos a continuación.

Las estimaciones de LCOE en sistemas “on grid”, según el reporte de costos de IRENA 2022 [15], para energías renovables se tiene que el sector solar fotovoltaico al año 2022 es de 0.049 USD/kWh, cabe resaltar que este valor representa el 11% del valor LCOE del año 2010 (0.445 USD/MWh).

En forma similar al analizar el informe de junio de 2023 titulado "Lazard's Levelized Cost of Energy", se observa que el LCOE de las instalaciones fotovoltaicas “comunitarias, así como comerciales e industriales” varía entre 0.049 y 0.185 USD/kWh [16]. Este rango es notablemente amplio, los supuestos para esta estimación se basan en sistemas de hasta 5 MW y en la práctica cuanto más pequeña la potencia del sistema los costos tienden a ser más altos, por lo que para efectos de comparación consideraremos el valor más alto estimado es decir 0.185 USD/kWh.

Osinergmin-GPAE, en su publicación Energías Renovables del 2019 [17], señalo costos estimados para generación RER (“on grid”) de LCOE de 0.085 USD/kWh para generación solar FV.

Tab.7.4-3 Comparación LCOE “on grid” con datos [15], [16] y [17].

Caso	A: LCOE USD/kWh	B: LCOE USD/kWh Valores [15]	A/B	C: LCOE USD/kWh Valores [16]	A/C	D: LCOE USD/kWh Valores [17]	A/D
Caso 2, solar	0.405	0.049	8.27	0.185	2.19	0.085	4.76

En la tabla anterior se comparan los valores LCOE calculados en el presente trabajo respecto a los valores LCOE de las referencias de sistemas de generación solar “on grid” de gran potencia [15], [16] y [17], esta comparación solo la podemos efectuar para el caso 2, cuyo valor estaría entre 2.19 a 8.27 veces más respecto al costo global registrado y 4.76 vece más que sistema de generación solar en Perú [17].

Tab.7.4-4 Sistemas solares FV, IRENA costos de instalación y LCOE 2022 [15].

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2022 USD/kW)			(%)			(2022 USD/kWh)		
	2010	2022	Percent change	2010	2022	Percent change	2010	2022	Percent change
Solar PV	5 124	876	-83%	14	17	23%	0.445	0.049	-89%

Tab.7.4-5 Supuestos para estimar LCOE – Reporte Lazard [16].

		Solar PV							
		Roof-top—Residential		Community and C&I		Utility-Scale		Utility-Scale + Storage	
Units		Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case
Net Facility Output	MW	0.005		5		150		100	
Total Capital-Costs ¹	\$/kW	\$2,230 – \$4,150		\$1,200 – \$2,850		\$700 – \$1,400		\$1,575 – \$1,800	
Fixed O&M	\$/kW-yr	\$16.00 – \$18.00		\$12.00 – \$18.00		\$7.00 – \$14.00		\$28.00 – \$45.00	
Variable O&M	\$/MWh	—		—		—		—	
Heat Rate	\$/kWh	—		—		—		—	
Capacity Factor	%	20% – 15%		20% – 10%		30% – 10%		27% – 20%	
Fuel Price	\$/MMBTU	—		—		—		—	
Construction Time	Months	3		4 – 6		9		8	
Facility Life	Years	25		30		30		30	
Levelized Cost of Energy	\$/MWh	\$117 – \$202		\$46 – \$183		\$24 – \$80		\$46 – \$102	

Los análisis de las tablas previas nos permiten inferir que la disparidad con los costos en los sistemas de generación solar fotovoltaica se atribuye principalmente a su naturaleza como sistemas conectados a la red ("on grid") y de una gran capacidad, alcanzando hasta 150 MW ("utility scale"). En estos contextos, se observa una tendencia a la disminución de los costos. En contraste, la situación se invierte cuando se trata de sistemas de menor potencia.

En el ámbito de los costos de inversión (instalación), por ejemplo, al analizar los costos de un sistema del tipo "utility scale", según el informe de Irena [15], se registra un valor de 876 USD/kWp, en sintonía con los 700 USD/kWp reportados por Lazard [16]. No obstante, al considerar sistemas de menor escala, como aquellos clasificados como "comunitarios, comerciales e industriales" con potencias de hasta 5 MW, se observa un incremento en el costo de instalación, situándose entre 1200 y 2850 USD/kWp. Este aumento en los costos va de la mano con una reducción en la potencia.

Este patrón se intensifica en sistemas del tipo "roof top-residencial" con una potencia de hasta 5 kW, donde la instalación suele presentar mayores desafíos, reflejándose en costos que oscilan entre 2230 y 4150 USD/kWp.

Como punto de referencia, el caso 2 (solar), un sistema "off grid", presenta un costo de instalación de 3200 USD/kWp. Este valor es más acorde con los costos para sistemas de 5kW "roof top-residencial" mencionados en el informe de Lazard [16], que tienen un LCOE de hasta 0.282 USD/kWh. En este contexto, el LCOE del caso 2 resulta ser 1.5 veces mayor.

8. Conclusiones

- Fomentar la electrificación en áreas rurales, da paso a oportunidades y transformaciones significativas en beneficio comunal, resulta una base fundamental para impulsar el desarrollo económico en consecuencia aumento en el bienestar social, en principio en el hogar, en la educación, en el acceso a las comunicaciones e internet, en la salud y en general una mayor calidad de vida de los pobladores en estas áreas.
- De los resultados recomendados por la simulación es la generación "stand alone" (caso 2), resulta la opción más viable, sin embargo, la opción de implementar un HES (caso 3) es una posibilidad mucho más real, con el mejor beneficio en el largo plazo bajo el contexto de una

operación más confiable y con la disponibilidad de una fuente de suministro que no es variable frente a la indisponibilidad por falla o mantenimiento de una de estas fuentes.

- La opción de tener un sistema de generación híbrido con un sistema de generación diésel ayuda al sistema a ser más confiable, por la variabilidad que es particularidad de lo sistema renovables “stand alone”, el uso de sistemas de almacenamiento mediante baterías ayuda a mitigar esta desventaja, sin embargo, frente a eventos de bloqueos de la generación solar o cuando se requiera paradas por mantenimiento, es prudente considerar la componente de generación diésel, pero no más allá para sostener estos cortos periodos de forma tal de minimizar los costos de O&M.
- En ambas situaciones (caso 2, 3) hay una reducción de la dependencia de combustibles en consecuencia reducción de costo de combustible y mantenimiento, así como una significativa reducción de emisiones de CO₂, sobre todo respecto al caso 1.
- Los sistemas híbridos “off grid”, resultan una solución apropiada para atender micro redes de áreas remotas, ya que prescinden de los costos de expansión de la red.
- La componente renovable de generación híbrida HES, que por la ubicación en este proyecto se destaca es la solar, que en combinación con un sistema de generación diésel resulta viable, pero para sistemas similares no es necesariamente la única fuente de energía renovable a considerar, ya que dependerá del recurso energético y disponibilidad de otras fuentes renovables que pueden ser estudiadas.
- Se puede concluir que para el modelamiento del proyecto “sistema off grid” San Pedro de Cacao, los valores LCOE calculados para el sistema tipo “stand alone” caso 2 (solar) resulta 0.405 USD/kWh, estarían en el orden del promedio global estimado en 0.434 USD/kWh. Mientras que para el sistema híbrido caso 3 (solar, diésel) el LCOE resulta 0.405 USD/kWh, que es cercano al valor evaluado en sistemas locales en estudios similares y respecto a los valores globales estaría entre el valor medio y el valor máximo (0.350 – 0.999 USD/kWh).
- Sin embargo es necesario considerar que los costos de operación y mantenimiento pueden resultar mucho más elevados y en consecuencia variar el LCOE, esto es debido a las condiciones físicas ambientales del entorno en el área de implantación del proyecto, si bien es cierto por un lado la lluvia es un factor que ayudara al mantenimiento de los paneles FV, por otro lado las inundaciones estacionales determinarían modificaciones a las estructuras de implantación del activo así como un mayor control de la vegetación y del impacto por la fauna nativa sobre el activo (aves, mamíferos, reptiles e insectos). Por lo que estos aspectos deben ser cuidadosamente estudiados en una fase posterior en conjunto con un desarrollo de ingeniería para el sistema.
- A modo de referencia el costo de implantación del caso 2 (solar) y caso 3 (solar, diésel) por kWp y kW instalado, resulta en 3200 USD/kWp y 3580 USD/kW respectivamente. Valores que son más acordes con los costos de sistemas “roof top-residencial” de aplicación urbana, que oscilan entre 2230 – 4150 USD/kW donde la instalación suele presentar mayores desafíos en forma similar al sistema que se ha estudiado.

Anexo

Fuentes de Información

- [1] Renewables 2023 Global Status Report collection, Renewables in Energy Supply (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-948393-08-3
- [2] Renewables 2022 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-948393-04-5
- [3] REN21. 2023. Renewables 2023 Global Status Report Collection, Economic & Social Value Creation (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-948393-10-6
- [4] RH Lasseter, "MicroGrids", Reunión de invierno de 2002 de la IEEE Power Engineering Society Actas de la conferencia (Cat. No.02CH37309), Nueva York, NY, EE. UU., 2002, págs. 305-308 vol.1, DOI: 10.1109/PESW.2002.985003.
- [5] Murugaperumal Krishnamoorthy, Ajay D. Vimal Raj Periyannayagam, Ch. Santhan Kumar, B. Praveen Kumar, Suresh Srinivasan & P. Kathiravan (2020): Optimal Sizing, Selection, and Techno-Economic Analysis of Battery Storage for PV/BG-based Hybrid Rural Electrification System, IETE Journal of Research, DOI: 10.1080/03772063.2020.1787239
- [6] Manual Homer Pro 3.16
<https://support.ul-renewables.com/homer-manuals-pro/index.html>
- [7] Rahmat, M.A.A.; Abd Hamid, A.S.; Lu, Y.; Ishak, M.A.A.; Suheel, S.Z.; Fazlizan, A.; Ibrahim, A. An Analysis of Renewable Energy Technology Integration Investments in Malaysia Using HOMER Pro. Sustainability 2022, 14, 13684. <https://doi.org/10.3390/su142013684>.
- [8] INEI-Censos Nacionales de Población y Vivienda 2017, [dpto16.xlsx \(live.com\)](#)
- [9] Esquema Unifilar Caballacocho, Gobierno Regional de Loreto – PAFE.
- [10] Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural
<https://spijweb.minjus.gob.pe/wp-content/uploads/2020/07/DS-018-2020-EM.pdf>
- [11] Norma "Calificación Eléctrica para la Elaboración de Proyectos de Subsistema de Distribución Secundaria" R.D. N° 015-2004-EM/DGE y RD 531-2004 MEM/DM.
<https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/108007-0531-2005-mem>
- [12] Costo de diésel B5, por galón en la Amazonía, Petroperú
https://www.petroperu.com.pe/Storage/tbl_listas_de_precio/fld_1177_Archivo_file/1409-s0Fh0Bi5Yi0DI4D.pdf
- [13] Fabio Rinaldi, Farzad Moghaddampoor, Behzad Najaf, Renzo Marchesi. Economic feasibility analysis and optimization of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Peru.
<https://link.springer.com/article/10.1007/s10098-020-01906-y>
- [14] Jann Michael Weinand a, Maximilian Hoffmann, Jan Gopfert, Tom Terlouw, Julian Schonau, Patrick Kuckertz, Russell McKenna, Leander Kotzur, Jochen Linßen, Detlef Stolten. Global LCOEs of decentralized of-grid renewable energy systems.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123003350?via%3Dihub>

- [15] IRENA (2022), Renewable power generation costs in 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-544-5
- [16] Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 16.0
<https://www.lazard.com/media/typdgmml/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>
- [17] Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética. ISBN: 978-612-47350-6-6
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf

Licencia, Homer Pro

