

Design of a Hybrid Solar–Diesel Energy System for the Electrification of Rural Communities Isolated from the National Interconnected Grid in Quisapincha, Ambato

Diseño de un sistema híbrido solar–diésel para la electrificación de comunidades rurales aisladas del sistema nacional interconectado ubicadas en la ciudad de Ambato, sector Quisapincha

J. Lascano¹ 0009-0009-5822-5409P. Masache¹ 0000-0002-6262-2097

¹Universidad Tecnológica Indoamérica, Ambato, Ecuador
E-mail: jocmtx@hotmail.com, pmasache@indoamerica.edu.ec

Abstract

This study aimed to design and technically evaluate a hybrid solar–diesel system with battery storage for the electrification of an isolated rural community in the Quisapincha sector, Ecuador, considering local solar resource and energy demand conditions. A quantitative, descriptive, and applied approach was adopted, including solar resource characterization using NASA/POWER data, demand estimation based on electricity consumption records, and technical sizing of the system components. Subsequently, a HOMER Pro simulation was performed to compare the performance of a hybrid PV–diesel–battery system with a system based exclusively on diesel generation. The results showed that the hybrid system achieved a renewable fraction of 60.3 %, with photovoltaic generation of 6,977 kWh/year and diesel generation of 4,596 kWh/year. Compared with the diesel-only system, fuel consumption decreased from 7,531 L/year to 3,754 L/year, while CO₂ emissions decreased from 19,675 kg/year to 9,807 kg/year. In addition, both scenarios presented 0 % unmet load and 0 % capacity shortage. It is concluded that the proposed hybrid system represents a technically feasible alternative to reduce diesel dependence and improve the environmental performance of electricity supply in isolated rural communities.

Resumen

El presente estudio tuvo como objetivo diseñar y evaluar técnicamente un sistema híbrido solar–diésel con almacenamiento para la electrificación de una comunidad rural aislada en el sector Quisapincha, Ecuador, considerando las condiciones locales de recurso solar y demanda energética. Se adoptó un enfoque cuantitativo, descriptivo y aplicado, que incluyó la caracterización del recurso solar mediante datos de NASA/POWER, la estimación de la demanda a partir de registros de consumo y el dimensionamiento técnico de los componentes del sistema. Posteriormente, se realizó una simulación en HOMER Pro para comparar el desempeño de un sistema híbrido FV–diésel–batería frente a un sistema basado exclusivamente en generación diésel. Los resultados mostraron que el sistema híbrido alcanzó una fracción renovable del 60,3 %, con una producción fotovoltaica de 6 977 kWh/año y una generación diésel de 4 596 kWh/año. En comparación con el sistema diésel, el consumo de combustible se redujo de 7 531 L/año a 3 754 L/año, mientras que las emisiones de CO₂ disminuyeron de 19 675 kg/año a 9 807 kg/año. Además, ambos escenarios presentaron 0 % de carga no atendida y 0 % de déficit de capacidad. Se concluye que el sistema híbrido propuesto constituye una alternativa técnicamente viable para reducir la dependencia del diésel y mejorar el desempeño ambiental del suministro eléctrico en comunidades rurales aisladas.

Index terms— Electric power systems; Energy consumption; Photovoltaic systems; Power generation; Renewable energy sources.

Palabras clave— Consumo de energía; Fuentes de energía renovable; Generación de energía; Sistemas de potencia eléctrica; Sistemas fotovoltaicos.

Recibido: 30-04-2026, Aprobado tras revisión: 16-07-2026

Forma sugerida de citación: Lascano, J.; Masache, P. (2026). Diseño de un sistema híbrido solar–diésel para la electrificación de comunidades rurales aisladas del sistema nacional interconectado ubicadas en la ciudad de Ambato, sector Quisapincha. Revista Técnica “energía”. No. 23, Issue I, Pp. 91-101

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.764>

© 2026 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica constituye un recurso fundamental para el desarrollo humano, al permitir el funcionamiento de actividades productivas, servicios básicos y sistemas de comunicación [1], [2]. Aunque el acceso global a la electricidad ha mejorado durante las últimas décadas, todavía existen comunidades rurales y dispersas donde la extensión convencional de redes presenta limitaciones técnicas asociadas a la distancia, la topografía y la baja densidad de usuarios [3], [4]. En estos contextos, los sistemas descentralizados basados en fuentes renovables constituyen una alternativa para ampliar el acceso a energía en zonas alejadas o con baja cobertura efectiva del servicio [4].

Los sistemas híbridos de generación eléctrica integran fuentes renovables, almacenamiento y respaldo convencional para mejorar la continuidad del suministro en condiciones aisladas. En particular, las configuraciones solar fotovoltaica-diésel-batería permiten aprovechar la disponibilidad del recurso solar durante el día, almacenar energía para periodos de baja radiación y utilizar el generador diésel como respaldo cuando la generación renovable o el banco de baterías no son suficientes para cubrir la demanda [5], [6]. Estudios recientes han señalado que estas configuraciones pueden reducir la dependencia del combustible fósil, disminuir emisiones contaminantes y mejorar la confiabilidad del abastecimiento en comunidades rurales fuera de red [7], [8], [9], [10].

El caso de Quisapincha resulta relevante por sus condiciones territoriales y energéticas. La parroquia rural se localiza al suroccidente del cantón Ambato, aproximadamente a 12 km de la ciudad, a una altitud cercana a 3000 m s. n. m. y con una superficie territorial de 122,15 km² [11]. Su organización territorial incluye asentamientos distribuidos en zonas alta, media y baja, condición que refleja una ocupación espacial dispersa y con necesidades diferenciadas de infraestructura [11]. Aunque el diagnóstico parroquial reporta una cobertura eléctrica mayoritaria, también identifica viviendas sin acceso al servicio y sectores donde la dispersión territorial puede limitar la conexión o continuidad del suministro [12]. Este tipo de condiciones justifica el análisis de soluciones energéticas descentralizadas para usuarios rurales específicos.

En el presente estudio se consideró una comunidad rural del sector Quisapincha conformada por 20 usuarios residenciales. A partir de la caracterización de la demanda, se estimó un consumo promedio de 48,24 kWh/mes por usuario y una demanda anual agregada de 11 576,58 kWh/año. Estos valores permitieron dimensionar un sistema híbrido orientado a cubrir la carga residencial básica mediante generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y respaldo diésel. El análisis se contextualiza en un territorio andino donde la disponibilidad de recurso solar, la dispersión de usuarios y la necesidad de continuidad del servicio hacen

pertinente evaluar alternativas híbridas adaptadas a las condiciones locales.

1.1 Avances en el diseño y optimización de sistemas híbridos para electrificación rural

La literatura especializada ha mostrado que los sistemas híbridos de generación eléctrica son una alternativa técnicamente viable para comunidades rurales aisladas, especialmente cuando combinan energía fotovoltaica, almacenamiento y generación diésel de respaldo [9], [10]. En estos sistemas, el dimensionamiento de los componentes y la estrategia de operación resultan determinantes para garantizar la cobertura de la demanda, reducir la operación continua del generador y mejorar el desempeño ambiental del sistema [13], [14].

El almacenamiento energético cumple un papel central en la estabilidad de las configuraciones híbridas, ya que permite gestionar la variabilidad de la generación solar y desplazar parcialmente el uso del generador diésel [15], [16]. Asimismo, estudios aplicados en comunidades rurales de África, Asia y América Latina han evidenciado que las configuraciones PV-diésel-batería pueden adaptarse a diferentes condiciones de demanda y recurso energético, siempre que el diseño considere las particularidades locales del territorio y del perfil de consumo [17], [18].

Las herramientas de simulación energética, como HOMER Pro, permiten evaluar el comportamiento anual de estos sistemas mediante la integración de datos de recurso solar, demanda eléctrica y características técnicas de los componentes. Su uso facilita la comparación de escenarios de generación, la estimación de fracción renovable, consumo de combustible, emisiones y parámetros operativos del sistema [19], [20], [21]. No obstante, en el contexto ecuatoriano aún existe limitada evidencia técnico-energética y ambiental sobre sistemas híbridos aislados aplicados a comunidades rurales andinas, especialmente con datos locales de demanda y recurso solar. Esta brecha justifica el desarrollo de estudios contextualizados que permitan evaluar el desempeño de configuraciones híbridas bajo condiciones reales de sitio.

1.2 El presente estudio

Considerando la evidencia previa, el presente estudio plantea que los sistemas híbridos solar-diésel con almacenamiento pueden constituir una alternativa técnicamente viable para la electrificación de usuarios rurales aislados en el sector Quisapincha. La adecuada caracterización del recurso solar, la estimación de la demanda energética y el dimensionamiento de los componentes permiten evaluar el desempeño de estas soluciones bajo condiciones locales de operación.

Por lo tanto, el objetivo general del presente estudio es diseñar y evaluar técnicamente un sistema híbrido solar-diésel con almacenamiento para la electrificación



de una comunidad rural aislada en el sector de Quisapincha, Ambato, mediante el análisis del recurso solar, la caracterización de la demanda energética y la simulación del desempeño energético, ambiental y operativo en HOMER Pro.

De manera específica, se plantean los siguientes objetivos: a) caracterizar la demanda energética de la comunidad mediante la estimación de la carga eléctrica residencial y la identificación de necesidades básicas de consumo; b) evaluar el potencial del recurso solar disponible en la zona de estudio a partir de datos climáticos e irradiancia global horizontal; y c) diseñar y evaluar el sistema híbrido solar-diésel empleando HOMER Pro, con el propósito de comparar su desempeño energético, ambiental y operativo frente a un sistema basado exclusivamente en generación diésel.

2. MÉTODO

2.1 Diseño

El presente estudio adopta un enfoque cuantitativo de tipo descriptivo-aplicado, orientado al diseño y evaluación de un sistema híbrido de generación eléctrica para electrificación rural en condiciones off-grid. Este tipo de diseño es ampliamente utilizado en estudios de sistemas energéticos, ya que permite integrar variables de recurso renovable, demanda eléctrica y selección de componentes para la configuración óptima del sistema [22], [23]. El estudio se desarrolla bajo un enfoque de simulación y dimensionamiento energético, considerando condiciones reales de operación en una comunidad rural específica. Asimismo, el estudio incorpora el uso de herramientas de simulación energética, específicamente el software HOMER Pro, para el modelado y simulación de escenarios del sistema híbrido propuesto, así como la comparación con un modelo de referencia basado en condiciones reales de operación.

2.2 Datos de entrada

Los datos empleados en el estudio provienen de fuentes primarias y secundarias. En primer lugar, el recurso solar fotovoltaico fue caracterizado mediante datos meteorológicos históricos obtenidos del software NASA/POWER, considerando la irradiancia global horizontal (GHI) en la zona de Quisapincha, provincia de Tungurahua, y una altitud aproximada de 3003 m.s.n.m. El uso de bases de datos satelitales para la caracterización del recurso solar es una práctica validada en estudios de sistemas fotovoltaicos [24]. Se analizó un periodo anual completo, lo que permitió determinar la variabilidad del recurso solar y su influencia en el desempeño del sistema.

En segundo lugar, la demanda energética fue estimada a partir de datos reales de consumo eléctrico proporcionados por una empresa eléctrica, considerando un conjunto de 20 usuarios residenciales como beneficiarios directos del proyecto. Este enfoque basado

en datos reales es recomendado en estudios de electrificación rural para garantizar la representatividad del modelo energético [25].

Adicionalmente, para representar la variación horaria de la demanda en la simulación, se construyó un perfil diario estimado de carga para el conjunto de 20 viviendas consideradas en el estudio (Figura 1). La curva fue escalada a la demanda diaria agregada de la comunidad, equivalente a 31,63 kWh/día, valor coherente con el consumo anual total de 11 576,58 kWh/año. Este perfil horario permitió distribuir la carga eléctrica a lo largo de las 24 horas del día e incorporar un comportamiento de consumo más representativo en el modelado energético realizado en HOMER Pro.

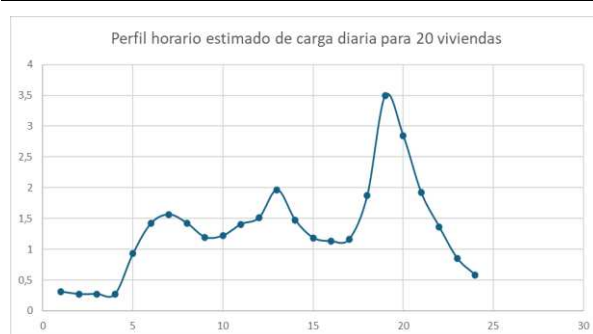


Figura 1: Perfil horario estimado de carga diaria para 20 viviendas

La caracterización del recurso solar se complementó con la distribución mensual de la irradiancia global horizontal (GHI), expresada en kWh/m²/día. Estos valores fueron utilizados como dato de entrada para el modelado del sistema en HOMER Pro y permiten representar la disponibilidad mensual del recurso solar en el sector de Quisapincha durante el periodo de análisis.



Nota: Los valores corresponden a la irradiancia global horizontal diaria promedio mensual utilizada en HOMER Pro.

Figura 2: Irradiancia global horizontal promedio mensual del sitio de estudio

2.3 Procedimiento

El procedimiento metodológico se desarrolló en varias etapas secuenciales. En primer lugar, se realizó la evaluación del recurso solar mediante el análisis de la irradiancia global horizontal (GHI), determinando valores máximos, mínimos y promedios diarios, así como las horas solares pico (HSP), parámetros fundamentales para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

En segundo lugar, se estimó la demanda energética total del sistema, considerando el consumo anual de los 20 usuarios, lo que permitió definir la potencia requerida y establecer las condiciones de diseño del sistema.

Posteriormente, el sistema híbrido diseñado fue modelado y simulado mediante el software HOMER Pro (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), herramienta ampliamente utilizada para la simulación y análisis de sistemas híbridos de generación eléctrica, el cual permitió simular diferentes escenarios de operación y comparar el desempeño entre una configuración híbrida solar-diésel y un sistema basado únicamente en generación diésel. A través de esta herramienta se analizaron variables como la generación eléctrica, el consumo de combustible y las emisiones de CO₂, permitiendo evaluar el comportamiento energético del sistema bajo distintas condiciones de operación.

Posteriormente, se procedió al dimensionamiento del sistema fotovoltaico, iniciando con la selección de paneles solares en función de la potencia requerida, determinando el número total de módulos necesarios para cubrir la demanda energética. A continuación, se realizó la selección del controlador de carga, considerando la configuración de los paneles en arreglos eléctricos adecuados para garantizar la eficiencia del sistema.

En la siguiente etapa, se dimensionó el sistema de almacenamiento energético, estableciendo un periodo de autonomía de 48 horas, con el objetivo de garantizar el suministro eléctrico en ausencia de generación solar. Asimismo, se seleccionó el inversor de corriente en función de la potencia pico requerida, permitiendo la conversión de energía a niveles de tensión adecuados para el consumo residencial.

Finalmente, se integró un generador diésel como sistema de respaldo, configurado para operar únicamente en condiciones de baja generación fotovoltaica o insuficiencia del almacenamiento, con el fin de garantizar la continuidad del suministro energético.

2.4 Modelado y criterios de diseño

El diseño del sistema se basó en criterios técnicos y energéticos que incluyen el balance entre generación y demanda, eficiencia del sistema ($\eta \approx 0,8$), autonomía energética y capacidad de suministro del sistema bajo diferentes condiciones de operación. Se consideró un consumo anual aproximado de 11 576 580 Wh, a partir

del cual se determinó una potencia pico cercana a 9,9 kW, utilizada como referencia para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico [26].

Adicionalmente, se establecieron criterios de selección de componentes basados en especificaciones técnicas de fabricantes, configuraciones serie-paralelo y condiciones de operación reales, asegurando la viabilidad técnica del sistema propuesto.

El modelado del sistema fue complementado mediante simulaciones en HOMER Pro, donde se integraron los parámetros de recurso solar, demanda energética y características de los componentes, con el fin de analizar el comportamiento energético del sistema y comparar escenarios de operación entre configuraciones híbridas y convencionales.

2.5 Especificaciones técnicas del sistema propuesto

La configuración técnica del sistema híbrido se definió a partir de la demanda energética estimada, la potencia pico requerida y las condiciones de operación del sitio de estudio. Para el campo fotovoltaico se seleccionaron módulos de 600 W, con tecnología N-type HJT, eficiencia del 23,23 %, tensión de circuito abierto de 54,70 V, tensión en el punto de máxima potencia de 45,84 V y corriente en el punto de máxima potencia de 13,09 A. Cada módulo presenta dimensiones aproximadas de 2279 × 1134 × 30 mm y un peso de 31,5 kg. Con base en el cálculo de potencia requerida, se estimó inicialmente un total de 17 módulos; sin embargo, por la configuración eléctrica de los controladores de carga, el sistema final se estableció con 18 paneles, alcanzando una potencia fotovoltaica instalada de 10,8 kW.

Para la regulación de carga se consideraron dos controladores MPPT 250/100, compatibles con sistemas de 12, 24 y 48 V. Cada controlador presenta una corriente nominal de carga de 100 A, tensión máxima de circuito abierto fotovoltaico de 250 V y eficiencia máxima del 99 %. La configuración adoptada distribuye los módulos fotovoltaicos en cadenas conectadas a dos controladores: el primero con dos cadenas de cuatro módulos y el segundo con dos cadenas de cinco módulos, permitiendo integrar los 18 paneles del sistema.

El sistema de almacenamiento se dimensionó para una autonomía de 48 horas, considerando una arquitectura de 48 V, profundidad de descarga de 0,8 y eficiencia de batería de 0,9. Se seleccionaron baterías AGM de 12 V y 200 Ah, organizadas en arreglos serie-paralelo. La configuración final contempla cuatro baterías en serie por cadena y diez cadenas en paralelo, dando un total de 40 baterías. Esta configuración permite alcanzar la capacidad requerida para cubrir la demanda durante periodos de baja o nula generación fotovoltaica.

El inversor seleccionado presenta una potencia nominal aproximada de 10,3 kW, tensión máxima de entrada de 900 V, tensión DC nominal de 580 V, rango

de operación MPPT entre 200 y 850 V, dos seguidores MPPT y cuatro entradas DC. Esta capacidad fue seleccionada en función de la potencia pico calculada para el sistema, con el fin de garantizar la conversión de la energía generada y almacenada hacia las condiciones de suministro requeridas por las cargas residenciales.

Finalmente, se incorporó un grupo electrógeno diésel como sistema de respaldo. El equipo seleccionado corresponde a un generador diésel de 12 kW, tensión nominal de 230 V, configuración monofásica y autonomía aproximada de 13,9 horas al 75 % de carga. Su operación fue considerada como respaldo ante condiciones de baja generación solar o reducción del estado de carga del banco de baterías, con el propósito de garantizar la continuidad del suministro eléctrico en la comunidad.

2.6 Análisis de Datos

El análisis de datos se desarrolló mediante un enfoque cuantitativo de carácter descriptivo y técnico. Este tipo de análisis permite integrar variables de recurso renovable, consumo y diseño energético en estudios de electrificación rural aislada [21], [27].

En una primera etapa, se analizó el recurso solar a partir de los datos históricos de irradiancia global horizontal (GHI) del sector de Quisapincha. Para ello se calcularon valores máximos, mínimos y promedios, así como la variación temporal de la radiación durante el periodo anual de estudio. A partir de estos datos se estimaron las horas solares pico (HSP), obtenidas de forma general mediante la relación entre la irradiancia media diaria y una irradiancia de referencia de 1000 W/m², procedimiento ampliamente utilizado en el dimensionamiento fotovoltaico [28], [29].

En una segunda etapa, se caracterizó la demanda energética de la comunidad mediante el análisis de registros históricos de consumo y la estimación de cargas residenciales. Se calcularon consumos diarios, mensuales y anuales, y se incorporaron criterios de simultaneidad y diversidad para determinar la demanda máxima diversificada (DMU) y la potencia pico requerida del sistema [23], [25].

Posteriormente, se realizó el balance energético del sistema, comparando la demanda total con la energía que podría ser suministrada por el sistema fotovoltaico bajo condiciones promedio de operación. Para ello se consideró un factor global de eficiencia aproximado de 0,8, valor utilizado en la literatura para representar pérdidas por conversión, temperatura, cableado y operación de equipos [26], [30]. A partir de esta relación se estimó la potencia fotovoltaica necesaria para cubrir la demanda proyectada.

Con la potencia requerida, se procedió al dimensionamiento del sistema. El número de paneles se calculó de forma general dividiendo la potencia total requerida para la potencia nominal de cada módulo

seleccionado, ajustando posteriormente el resultado a una configuración eléctrica compatible con los controladores de carga. Asimismo, el sistema de almacenamiento se dimensionó considerando una autonomía de 48 horas, con base en la demanda diaria y en criterios técnicos de operación del banco de baterías, como el voltaje nominal y la profundidad de descarga [22], [31].

De manera complementaria, se seleccionó el inversor en función de la potencia pico calculada, asegurando una capacidad nominal suficiente para abastecer las cargas del sistema. También se incorporó un generador diésel como respaldo para escenarios de baja generación solar o insuficiencia del banco de baterías, con el fin de garantizar la continuidad del suministro.

Finalmente, se realizó la simulación energética del sistema mediante HOMER Pro, con el propósito de evaluar el comportamiento anual del sistema híbrido propuesto y compararlo con una configuración basada exclusivamente en generación diésel. Para ello, se modelaron dos escenarios principales: a) un sistema híbrido FV-diésel-batería, compuesto por campo fotovoltaico, banco de baterías, inversor y generador diésel de respaldo; y b) un sistema diésel aislado, considerado como escenario convencional de referencia.

Como datos de entrada se incorporaron la carga eléctrica anual estimada para la comunidad, equivalente a 11 570 kWh/año en la simulación, el recurso solar caracterizado mediante la irradiancia global horizontal (GHI) obtenida de NASA/POWER para el sector Quisapincha, y las especificaciones técnicas de los componentes previamente dimensionados. En el caso del sistema híbrido, se ingresó una potencia fotovoltaica instalada de 10,8 kW, correspondiente a 18 módulos de 600 W, junto con el sistema de almacenamiento, el inversor y el generador diésel de respaldo. Para el escenario diésel, se consideró la cobertura de la misma carga anual mediante generación convencional.

La lógica de operación del sistema híbrido se planteó bajo un esquema de prioridad renovable, en el cual la generación fotovoltaica abastece inicialmente la carga y contribuye al almacenamiento en baterías. El generador diésel opera como respaldo cuando la generación fotovoltaica y el estado de carga del banco de baterías no son suficientes para cubrir la demanda. Esta configuración permite analizar la participación relativa de la fuente renovable y del respaldo diésel en el suministro anual de energía.

A partir de la simulación se obtuvieron indicadores energéticos, ambientales y operativos. Entre los indicadores energéticos se consideraron la producción fotovoltaica anual, la producción diésel anual, la producción total de energía, la fracción renovable, la generación diésel porcentual y la electricidad excedente. Como indicadores operativos se analizaron la carga no atendida, el déficit de capacidad y las horas de operación del generador. Finalmente, como indicadores



ambientales se incluyeron el consumo anual de combustible y las emisiones de CO₂, CO, hidrocarburos no quemados, material particulado, SO₂ y NO_x. Estos resultados permitieron comparar el desempeño del sistema híbrido frente al sistema diésel aislado bajo la misma demanda anual de referencia [21], [27].

3. RESULTADOS

3.1 Recurso solar del sitio

La Tabla 1 presenta los principales parámetros utilizados para la caracterización del recurso solar fotovoltaico en la zona de estudio. Se incluyen la ubicación general del emplazamiento, la altitud, la fuente de los datos, el periodo analizado y el número de registros considerados, así como los valores extremos de irradiancia global horizontal (GHI). Estos indicadores permiten describir las condiciones del recurso solar disponibles en el sitio y constituyen la base para la estimación del potencial energético y el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 1: Resumen del recurso solar del sitio de estudio	
Parámetro	Valor
Ubicación del emplazamiento	Quisapincha, Tungurahua, Ecuador
Altitud aproximada	3003,49 m s. n. m.
Fuente de datos	NASA/POWER
Periodo analizado	01/01/2024–31/12/2024
Número de registros analizados	8784
GHI máximo	1062 Wh/m²
GHI mínimo	0 Wh/m²

3.2 Caracterización de la demanda energética de la comunidad

La Tabla 2 resume los parámetros considerados para la caracterización de la demanda energética de la comunidad analizada. Para el cálculo se consideraron 20 usuarios residenciales rurales como beneficiarios directos del sistema. A partir del cuadro de cargas estimado para una vivienda tipo, se determinó un consumo diario de 1,5815 kWh por usuario, equivalente a una demanda diaria agregada de 31,63 kWh/día para el conjunto de viviendas. Considerando un horizonte anual de 366 días, correspondiente al periodo de análisis, la demanda energética total fue de 11 576,58 kWh/año. Este valor se utilizó como referencia para el dimensionamiento técnico del sistema y para la posterior simulación energética en HOMER Pro.

Tabla 2: Resumen de la demanda energética de la comunidad	
Parámetro	Valor
Número de usuarios beneficiarios	20
Tipo de usuario	Residencial rural
Consumo diario por usuario	1,5815 kWh/día
Consumo diario total de la comunidad	31,63 kWh/día
Consumo promedio mensual por usuario	48,24 kWh/mes
Consumo anual total	11 576,58 kWh/año
Consumo anual total equivalente	11,58 MWh/año
Potencia pico requerida para dimensionamiento FV	9,91 kW

Nota. El consumo anual total fue estimado a partir del consumo diario agregado de los 20 usuarios durante 366 días. La potencia pico requerida corresponde al valor utilizado para el dimensionamiento del campo fotovoltaico.

La Fig. 3 presenta el consumo promedio histórico de energía por período de facturación en la comunidad analizada. Se observa que el consumo mensual promedio se mantuvo relativamente estable durante el periodo evaluado, con valores que oscilaron entre 35,76 kWh/mes y 53,94 kWh/mes. El menor consumo se registró en el periodo junio–julio de 2025, mientras que el mayor correspondió a agosto–septiembre de 2025. En términos generales, la distribución de los valores evidencia una variabilidad moderada del consumo, lo que permite describir el comportamiento del consumo para fines de dimensionamiento del sistema.

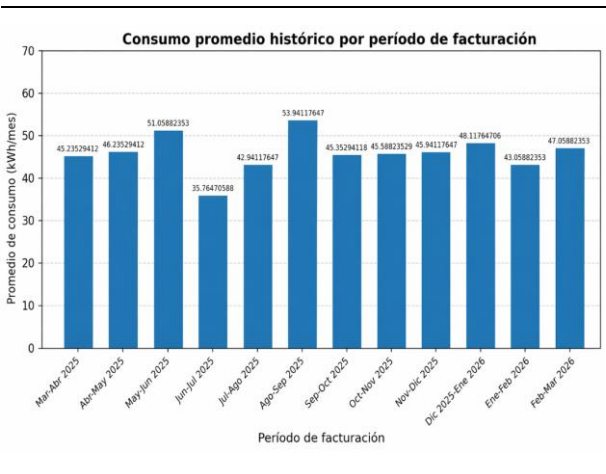


Figura 3: Consumo promedio histórico por período de facturación



3.3 Dimensionamiento del sistema híbrido propuesto

La Tabla 3 presenta la configuración técnica final del sistema híbrido solar–diésel propuesto para el abastecimiento energético de la comunidad estudiada. En esta tabla se detallan las especificaciones principales de los componentes seleccionados, incluyendo el campo fotovoltaico, los controladores de carga, el sistema de almacenamiento, el inversor y el generador diésel de respaldo.

El dimensionamiento se realizó a partir de la potencia pico requerida del sistema y de los criterios técnicos de operación establecidos. La potencia total del campo fotovoltaico (10,8 kW) se determinó a partir del proceso de dimensionamiento del sistema. Inicialmente, el cálculo de la potencia requerida (9905,51 W) permitió estimar una cantidad de 16,5 módulos fotovoltaicos de 600 W, la cual fue aproximada a 17 paneles. Posteriormente, debido a las configuraciones necesarias de los controladores de carga, se incorporó un módulo adicional, estableciendo un total de 18 paneles. Como resultado, la potencia instalada final del sistema fotovoltaico corresponde a 10,8 kW.

Tabla 3: Configuración final del sistema híbrido solar–diésel

Componente	Especificación
Panel fotovoltaico seleccionado	600 W por módulo
Número final de paneles	18
Potencia total del campo fotovoltaico	10,8 kW
Controladores de carga	2 controladores 250/100
Sistema de almacenamiento	Banco de baterías
Autonomía del banco de baterías	48 horas
Inversor	10,3 kW
Generador de respaldo	Grupo electrógeno diésel

Nota. La cantidad final de paneles se presenta como 18 módulos, considerando el ajuste requerido por la configuración de los controladores de carga.

La Figura 4 muestra la arquitectura general del sistema híbrido solar–diésel propuesto para la electrificación de la comunidad estudiada. El esquema integra un campo fotovoltaico de 18 paneles de 600 W, conectado a dos controladores de carga 250/100, un banco de baterías con autonomía de 48 horas y un inversor de 10,3 kW encargado de suministrar energía a las cargas de la comunidad. De manera complementaria, se incorpora un generador diésel de respaldo, destinado a operar en condiciones de insuficiencia del recurso solar o cuando el nivel de carga del sistema de almacenamiento no sea suficiente para garantizar la continuidad del

suministro. Esta configuración evidencia la integración funcional de los principales componentes del sistema y su lógica de operación bajo un esquema de generación renovable con respaldo convencional.

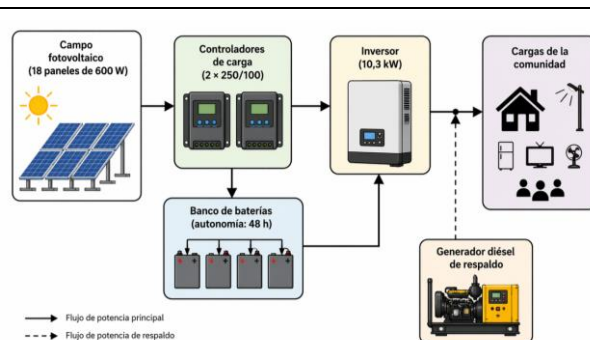


Figura 4: Arquitectura del sistema híbrido solar–diésel para electrificación rural

3.4 Simulación del sistema híbrido mediante HOMER Pro

La simulación en HOMER Pro permitió comparar el desempeño anual de dos configuraciones: el sistema híbrido FV–diésel–batería y un sistema basado exclusivamente en generación diésel. En ambos escenarios se consideró una carga eléctrica anual de 11 570 kWh/año, valor coherente con la demanda energética estimada para la comunidad. La Tabla 4 presenta los principales indicadores energéticos, ambientales y operativos obtenidos para cada escenario.

Los resultados muestran que el sistema híbrido cubre la carga anual simulada mediante una combinación de generación fotovoltaica y generación diésel. La producción fotovoltaica fue de 6 977 kWh/año, equivalente al 60,3 % de la generación total, mientras que el generador diésel aportó 4 596 kWh/año, correspondiente al 39,7 %. En ambos escenarios se obtuvo 0 % de carga no atendida y 0 % de déficit de capacidad. En comparación con el sistema exclusivamente diésel, el sistema híbrido redujo el consumo de combustible de 7 531 L/año a 3 754 L/año, lo que representa una disminución de 3 777 L/año, equivalente al 50,2 %. De forma similar, las emisiones de CO₂ disminuyeron de 19 675 kg/año a 9 807 kg/año, con una reducción de 9 868 kg/año. Asimismo, las horas de operación del generador se redujeron de 8 760 h/año en el sistema diésel a 5 082 h/año en el sistema híbrido. La electricidad excedente del sistema híbrido fue de 2 581 kWh/año, equivalente al 22,3 % de la producción anual.

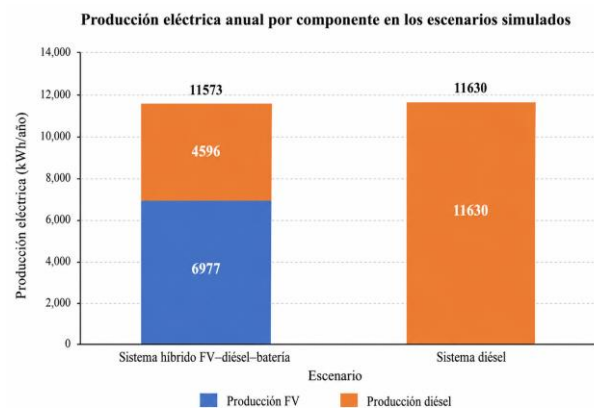
Tabla 4: Comparación de indicadores energéticos entre sistema híbrido y sistema diésel

Indicador	Sistema híbrido (FV–diésel–batería)	Sistema diésel
Carga eléctrica anual simulada (kWh/año)	11 570	11 570
Producción fotovoltaica (kWh/año)	6 977	0
Producción diésel (kWh/año)	4 596	11 630
Producción total de energía (kWh/año)	11 573	11 630
Generación renovable (%)	60,3	0
Generación diésel (%)	39,7	100
Electricidad excedente (kWh/año)	2 581	59,9
Electricidad excedente (%)	22,3	0,515
Carga no atendida (%)	0	0
Déficit de capacidad (%)	0	0
Horas de operación del generador (h/año)	5 082	8 760
Consumo de combustible (L/año)	3 754	7 531
Consumo promedio de combustible (L/día)	10,28	20,6
Emisiones de CO ₂ (kg/año)	9 807	19 675
Emisiones de CO (kg/año)	74,2	149
Emisiones de hidrocarburos no quemados (kg/año)	2,70	5,42
Emisiones de material particulado (kg/año)	4,50	9,02
Emisiones de SO ₂ (kg/año)	24,1	48,3
Emisiones de NO _x (kg/año)	84,3	169
Fracción renovable	0,60	0,00

Nota. Los valores corresponden a los resultados anuales obtenidos mediante HOMER Pro. La

electricidad excedente corresponde a la energía no aprovechada por la carga primaria según el balance horario del modelo. Las pequeñas diferencias entre la suma de componentes y la producción total responden al redondeo de los valores exportados por el software.

La Figura 5 presenta la distribución de la producción eléctrica anual por componente para los escenarios simulados. En el sistema híbrido se diferencia la energía aportada por el campo fotovoltaico y por el generador diésel, mientras que en el sistema diésel la producción corresponde exclusivamente al grupo electrógeno.



Nota. Los valores corresponden a la producción anual reportada por HOMER Pro para cada componente de generación.

Figura 5. Producción eléctrica anual por componente en los escenarios simulados

4. DISCUSIÓN

Los resultados deben interpretarse a partir de las condiciones particulares del sector Quisapincha, donde la demanda corresponde a un conjunto reducido de usuarios residenciales rurales y el sistema debe operar bajo una lógica aislada del sistema nacional interconectado. En este tipo de contextos, la literatura señala que la electrificación mediante sistemas híbridos resulta pertinente cuando la extensión de red presenta limitaciones territoriales, técnicas o de continuidad del servicio [25], [32], [33]. Desde esta perspectiva, el dimensionamiento obtenido no solo responde a una estimación de carga, sino a la necesidad de integrar una fuente renovable, almacenamiento y respaldo convencional para sostener el suministro en una comunidad rural dispersa.

La comparación entre el sistema híbrido FV–diésel–batería y el sistema exclusivamente diésel evidencia que la integración fotovoltaica modifica de manera importante la estructura de generación. En el escenario híbrido, la fracción renovable alcanzó el 60,3 %, lo que indica que la fuente solar asume el rol principal del abastecimiento, mientras que el generador diésel conserva una función complementaria de respaldo. Este comportamiento coincide con estudios previos que muestran que las configuraciones PV–diésel–batería

reducen la dependencia del combustible fósil sin eliminar la seguridad operativa que aporta el generador en sistemas aislados [9], [15], [34], [35]. En este sentido, el resultado no debe interpretarse como sustitución total del diésel, sino como redistribución del suministro hacia una matriz con mayor participación renovable.

La reducción del consumo de combustible y de las emisiones confirma el aporte ambiental del sistema híbrido frente al sistema diésel aislado. La disminución del consumo anual de combustible de 7 531 L/año a 3 754 L/año y la reducción de CO₂ de 19 675 kg/año a 9 807 kg/año muestran que el respaldo diésel opera con menor intensidad cuando se combina con generación fotovoltaica y almacenamiento. Este resultado es consistente con investigaciones que destacan el papel de las baterías en la reducción de la operación continua del generador y en la mejora del desempeño ambiental de los sistemas híbridos rurales [15], [16]. Además, se alinea con estudios aplicados en comunidades aisladas de África, Asia y América Latina, donde la integración de fuentes renovables ha mostrado beneficios técnicos y ambientales frente a esquemas basados exclusivamente en diésel [17], [18].

La electricidad excedente del sistema híbrido, estimada en 2 581 kWh/año, equivalente al 22,3 % de la producción anual, constituye un aspecto relevante del diseño. Este excedente no necesariamente implica inviabilidad del sistema, sino una diferencia temporal entre la disponibilidad de generación fotovoltaica, la demanda horaria y la capacidad de almacenamiento. En sistemas híbridos aislados, estos desajustes son frecuentes cuando la generación renovable se dimensiona para garantizar cobertura bajo condiciones variables de recurso y demanda [19], [20], [21]. No obstante, el valor obtenido sugiere que futuras optimizaciones podrían evaluar ajustes en la capacidad fotovoltaica, en el banco de baterías o en la estrategia de despacho. También podría analizarse el aprovechamiento del excedente en usos productivos locales, siempre que dichos consumos sean incorporados explícitamente en el perfil de carga.

Desde el punto de vista de confiabilidad, el sistema híbrido mantuvo 0 % de carga no atendida y 0 % de déficit de capacidad, lo que indica que la demanda simulada fue cubierta bajo las condiciones modeladas. La reducción de las horas de operación del generador, de 8 760 h/año en el sistema diésel a 5 082 h/año en el sistema híbrido, muestra que el generador sí participa en la operación, pero con menor dependencia que en el escenario convencional. Este resultado es coherente con el principio de diseño de los sistemas híbridos, en los que el almacenamiento y el respaldo diésel permiten compensar la variabilidad de la generación solar y mantener la continuidad del suministro [9], [35], [36]. Por tanto, el sistema propuesto puede interpretarse como una solución híbrida efectiva, y no como un sistema exclusivamente fotovoltaico con almacenamiento.

Pese a estos aportes, el estudio presenta limitaciones.

En primer lugar, el recurso solar fue modelado a partir de un año de datos, por lo que no se incorporó variabilidad interanual ni escenarios climáticos alternativos. En segundo lugar, no se realizó un análisis de sensibilidad frente al crecimiento de la demanda, degradación de paneles y baterías, variaciones del recurso solar o cambios en las condiciones de operación del generador. Asimismo, el estudio se delimitó a una evaluación técnico-energética y ambiental, por lo que no incluye análisis económico de inversión, operación, mantenimiento, costo presente neto o costo nivelado de energía. Finalmente, los resultados provienen de simulación, por lo que el desempeño real del sistema deberá validarse mediante monitoreo operativo. Futuros estudios podrían complementar este análisis mediante optimización técnico-económica, evaluación de sensibilidad y validación en campo, tal como recomiendan los trabajos sobre herramientas de modelado y optimización de sistemas híbridos [21], [27].

5. CONCLUSIONES

El estudio permitió diseñar y evaluar técnicamente un sistema híbrido solar-diésel con almacenamiento para una comunidad rural aislada del sector Quisapincha, Ambato. Los resultados muestran que la configuración FV-diésel-batería es técnicamente viable para cubrir la demanda energética estimada de los 20 usuarios considerados, equivalente a 11 576,58 kWh/año.

La simulación en HOMER Pro evidenció que el sistema híbrido alcanza una fracción renovable del 60,3 %, con una producción fotovoltaica de 6 977 kWh/año y una generación diésel de 4 596 kWh/año. Además, el sistema presentó 0 % de carga no atendida y 0 % de déficit de capacidad, lo que indica que la demanda simulada fue cubierta bajo las condiciones modeladas.

En comparación con el sistema basado exclusivamente en generación diésel, la configuración híbrida redujo el consumo de combustible de 7 531 L/año a 3 754 L/año y las emisiones de CO₂ de 19 675 kg/año a 9 807 kg/año. Estos resultados muestran que la incorporación de generación fotovoltaica y almacenamiento permite disminuir la dependencia del diésel y mejorar el desempeño ambiental del suministro eléctrico.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Reuter, M. K. Patel, W. Eichhammer, B. Lapillonne, and K. Pollier, "A comprehensive indicator set for measuring multiple benefits of energy efficiency," *Energy Policy*, vol. 139, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111284.
- [2] O. S. Santillán and K. G. Cedano, "Energy Literacy: A Systematic Review of the Scientific Literature," 2023. doi: 10.3390/en16217235.



- [3] Banco Mundial, *Tracking SDG7: The Energy Progress Report 2022*. 2022. doi: 10.1596/29812.
- [4] E. Nolasco-Benitez and O. Gomis-Bellmunt, "Acceso a la electricidad y desarrollo rural," *CienciAmérica*, vol. 10, no. 3, 2021, doi: 10.33210/ca.v10i3.371.
- [5] Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial Rural de Quisapincha, "Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial de la Parroquia Rural Quisapincha 2023–2027," Ambato, 2023. Accessed: Jun. 30, 2026. [Online]. Available: <https://gadquisapincha.gob.ec/wp-content/uploads/2025/07/PDYOT2023-2027.pdf>
- [6] Ministerio de Ambiente y Energía del Ecuador, "Más de 2700 ciudadanos que habitan en zonas rurales aisladas se benefician del servicio eléctrico a través de los sistemas fotovoltaicos instalados por laEEQ." Accessed: Jun. 30, 2026. [Online]. Available: <https://www.eeq.com.ec/w/mas-de-2700-ciudadanos-que-habitan-en-zonas-rurales-aisladas-se-benefician-del-servicio-electrico-a-traves-de-los-sistemas-fotovoltaicos-instalados-por-la-eeq-1>
- [7] M. R. Gualoto Iza, "Sistemas Híbridos De Generación De Energía Eléctrica.," *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952., 2020.
- [8] L. J. Calzada Cano, J. A. López Arcos, F. M. García Reyes, L. A. García Reyes, S. Lerma Ledezma, and G. G. Suárez Velázquez, "Soluciones de Almacenamiento para Integración de Energías Renovables," *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 9, no. 3, 2025, doi: 10.37811/cl_rcm.v9i3.18220.
- [9] J. M. P. Q. Delgado and B. P. Costa, "Optimisation of Photovoltaic Generation and Energy Storage Systems in Portuguese Semi-Detached Households in Social-Housing Neighbourhoods to Mitigate Energy Poverty," *Applied Sciences* 2026, Vol. 16, Page 3657, vol. 2026, p. 3657, Apr. 2026, doi: 10.3390/APP16083657.
- [10] M. A. Omar, "Techno-economic analysis of PV/diesel/battery hybrid system for rural community electrification: A case study in the Northern West Bank," *Energy*, vol. 317, p. 134770, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.energy.2025.134770.
- [11] A. Halim, A. Fudholi, K. Sopian, and S. J. Phillips, "Performance of hybrid solar photovoltaic–diesel generator and battery storage design for rural electrification in Malaysia," *International Journal of Sustainable Development and Planning*, vol. 16, no. 5, 2021, doi: 10.18280/ijstdp.160509.
- [12] D. Kang and T. Y. Jung, "Renewable energy options for a rural village in North Korea," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, no. 6, 2020, doi: 10.3390/su12062452.
- [13] S. M. N. Hasan *et al.*, "Techno-Economic Performance and Sensitivity Analysis of an Off-Grid Renewable Energy-Based Hybrid System: A Case Study of Kuakata, Bangladesh," *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 6, 2024, doi: 10.3390/en17061476.
- [14] E. E. E. Ahmed, A. Demirci, and S. M. Tercan, "Optimal sizing and techno-enviro-economic feasibility assessment of solar tracker-based hybrid energy systems for rural electrification in Sudan," *Renew. Energy*, vol. 205, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.02.022.
- [15] A. O. Salau, S. K. Maitra, A. Kumar, A. Mane, and R. W. Dumicho, "Design, modeling, and simulation of a PV/diesel/battery hybrid energy system for an off-grid hospital in Ethiopia," *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 8, 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100607.
- [16] D. Yamegueu, H. T. Nelson, and A. S. Boly, "Improving the performance of PV/diesel microgrids via integration of a battery energy storage system: the case of Bilgo village in Burkina Faso," *Energy Sustain. Soc.*, vol. 14, no. 1, 2024, doi: 10.1186/s13705-024-00480-1.
- [17] F. Rinaldi, F. Moghaddampoor, B. Najafi, and R. Marchesi, "Economic feasibility analysis and optimization of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Peru," *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 23, no. 3, 2021, doi: 10.1007/s10098-020-01906-y.
- [18] S. Yakubu *et al.*, "Hybrid energy system as driver of sustainable rural development: An optimization and impact analysis of Tulefa Energy Village, Ethiopia," *Energy Nexus*, vol. 18, 2025, doi: 10.1016/j.nexus.2025.100434.
- [19] A. S. Aziz, M. F. N. Tajuddin, T. E. K. Zidane, C. L. Su, A. J. K. Alrubaie, and M. J. Alwazzan, "Techno-economic and environmental evaluation of PV/diesel/battery hybrid energy system using improved dispatch strategy," *Energy Reports*, vol. 8, 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.05.021.
- [20] M. Thirunavukkarasu, H. Lala, and Y. Sawle, "Techno-economic-environmental analysis of off-grid hybrid energy systems using honey badger optimizer," *Renew. Energy*, vol. 218, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.119247.

- [21] S. Sinha and S. S. Chandel, "Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems," 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.05.040.
- [22] S. Rehman, M. Mahbub Alam, J. P. Meyer, and L. M. Al-Hadhrami, "Feasibility study of a wind-pv-diesel hybrid power system for a village," *Renew. Energy*, vol. 38, no. 1, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.06.028.
- [23] S. C. Bhattacharyya, "Energy access programmes and sustainable development: A critical review and analysis," 2012. doi: 10.1016/j.esd.2012.05.002.
- [24] D. Nasa Power, "NASA POWER Data Access Viewer (DAV)," <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [25] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu, and E. Colombo, "Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review," 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.338.
- [26] J. K. Kaldellis, M. Kapsali, and K. A. Kavadias, "Energy balance analysis of wind-based pumped hydro storage systems in remote island electrical networks," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 8, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.02.016.
- [27] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," 2010. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [28] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2005. doi: 10.1002/0471668826.
- [29] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and W. M. Worek, "Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd ed.," *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 116, no. 1, 1994, doi: 10.1115/1.2930068.
- [30] E. M. Nfah, J. M. Ngundam, and R. Tchinda, "Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon," *Renew. Energy*, vol. 32, no. 5, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.03.010.
- [31] D. K. Lal, B. B. Dash, and A. K. Akella, "Optimization of PV/Wind/Micro-Hydro/diesel hybrid power system in homer for the study area," *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 3, no. 3, 2011, doi: 10.15676/ijeei.2011.3.3.4.
- [32] M. Alanazi, "Optimal sizing of stand-alone hybrid energy system for development of rural and remote areas in Saudi Arabia," *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, vol. 12, 2025, doi: 10.1016/j.cscee.2025.101257.
- [33] A. M. Samatar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, M. Kermadi, and O. Alshammari, "Optimal design of a hybrid energy system considering techno-economic factors for off-grid electrification in remote areas," *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 27, no. 5, 2025, doi: 10.1007/s10098-024-02939-3.
- [34] O. D. T. Odou, R. Bhandari, and R. Adamou, "Hybrid off-grid renewable power system for sustainable rural electrification in Benin," *Renew. Energy*, vol. 145, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.032.
- [35] A. K. Awopone, "Feasibility analysis of off-grid hybrid energy system for rural electrification in Northern Ghana," *Cogent Eng.*, vol. 8, no. 1, 2021, doi: 10.1080/23311916.2021.1981523.
- [36] Y. T. Mekonnen, E. A. Mekonnen, H. L. Allasi, S. J. Arul, and M. V. Soosaimariyan, "Optimal design of a photovoltaic-diesel-battery hybrid renewable energy system for sustainable off-grid electrification of a village in Ethiopia," *Energy Informatics*, 2026, doi: 10.1186/s42162-026-00625-w.



José Miguel Lascano Arias es Ingeniero Mecánico por la Universidad Técnica de Ambato y actualmente cursa una Maestría en Energías Renovables en la Universidad Indoamérica. Cuenta con experiencia en mantenimiento industrial, supervisión de proyectos y sistemas energéticos, incluyendo participación en proyectos hidroeléctricos e infraestructura. Sus intereses se centran en el diseño y evaluación de sistemas híbridos de generación eléctrica para electrificación rural.



Paúl Andrés Masache Almeida es Ingeniero Eléctrico y Magíster en Electricidad con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia. Se desempeña como docente en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE y ha desarrollado investigación en sistemas eléctricos de potencia, modelado energético y energías renovables. Su experiencia académica y científica incluye publicaciones en análisis de sistemas eléctricos y optimización de redes. Sus intereses se centran en modelado de sistemas eléctricos, energías renovables y operación eficiente de redes de potencia.