

DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SECTOR DE BARRANCAS, PROVINCIA DE COTOPAXI

DESIGN OF AN ELECTRIC GENERATION SYSTEM IN THE BARRANCAS SECTOR, COTOPAXI PROVINCE

Erick Gonzalo Herrera Chávez ^{1*}

¹ Estudiante de la Universidad Tecnológica Indoamérica. Ecuador. ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-3806-3432>. Correo: eherrera25@indoamerica.edu.ec

Juan Joel Segura D'Rouville ²

² Docente Investigador de la Universidad Tecnológica Indoamérica. Ecuador. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0625-0719>. Correo: juansegura@uti.edu.ec

* Autor para correspondencia: eherrera25@indoamerica.edu.ec

Resumen

El sector rural de Barrancas, ubicado en la provincia de Cotopaxi, padece problemas históricos de intermitencia y baja calidad en el suministro de energía eléctrica debido a su dispersión geográfica y la topografía andina. El objetivo de esta investigación fue diseñar un sistema descentralizado de generación eléctrica basado en Energías Renovables No Convencionales (ERNC) para garantizar la seguridad energética y promover el desarrollo productivo local. Metodológicamente, se realizó un levantamiento del perfil de carga comunitaria mediante encuestas directas, determinando una demanda diaria agregada de 194.5 kWh/día con una potencia pico de 24.2 kW. La evaluación del recurso disponible se efectuó mediante bases de datos geoespaciales y mediciones de campo, registrando una radiación solar promedio de 4.56 kWh/m²/día y un caudal mínimo aprovechable de 18.2 L/s con un salto neto de 12 metros. Los resultados del dimensionamiento técnico determinaron la viabilidad de una microred híbrida integrada por un arreglo fotovoltaico de 15.6 kWp, una microturbina hidráulica tipo Michell-Banki de 1.5 kW y un banco de almacenamiento en baterías de Litio (LiFePO₄) de 48 V / 1200 Ah con dos días de autonomía. La discusión contrasta la estabilidad del control del sistema frente a los modelos convencionales y el impacto socioeconómico en el área de estudio. Se concluye que el diseño propuesto mitiga la vulnerabilidad ante los apagones estructurales del país, reduce las emisiones de CO₂ en 12.4 toneladas anuales y presenta viabilidad financiera a largo plazo.

Palabras clave: electrificación rural; microred híbrida; energía fotovoltaica; minihidráulica

Abstract

The rural area of Barrancas, located in the province of Cotopaxi, suffers from historical problems of intermittent and low-quality electricity supply due to its geographical dispersion and Andean topography. The objective of this research was to design a decentralized electricity generation system based on Non-Conventional Renewable Energies (NCRE) to guarantee energy security and promote local productive development. Methodologically, a community load profile was surveyed through direct surveys, determining an aggregate daily demand of 194.5 kWh/day with a peak power of 24.2 kW. The evaluation of the available resource was carried out using geospatial databases and field measurements, recording an average solar radiation of 4.56 kWh/m²/day and a minimum usable flow rate of 18.2 L/s with a net head of 12 meters. The results of the technical design determined the feasibility of a hybrid microgrid comprised of a 15.6 kWp photovoltaic array, a 1.5 kW Michell-Banki micro-hydro turbine, and a 48 V / 1200 Ah lithium (LiFePO₄) battery storage system with two days of autonomy. The discussion contrasts the stability of the system's control with conventional models and the socioeconomic impact in the study area. It is concluded that the proposed design mitigates vulnerability to the country's structural blackouts, reduces CO₂ emissions by 12.4 tons annually, and demonstrates long-term financial viability.

Keywords: rural electrification; hybrid microgrid; photovoltaic energy; mini-hydropower

Fecha de recibido: 21/05/2026

Fecha de aceptado: 03/08/2026

Fecha de publicado: 14/08/2026

Introducción

El acceso a una energía eléctrica confiable y de calidad constituye un catalizador indispensable para reducir la brecha de pobreza rural, mejorar los servicios de salud, potenciar la educación digital y dinamizar las cadenas agro productivas locales. En el contexto de Ecuador, a pesar de que las políticas nacionales han buscado expandir la frontera de electrificación, las comunidades rurales dispersas y localizadas en zonas de alta montaña continúan enfrentando un servicio deficiente o una desconexión estructural (Ministerio de Ambiente & Energía, 2025) Esta situación se ha visto severamente agravada por la crisis energética y los racionamientos eléctricos que impactan de forma desproporcionada a los sectores agrícolas y ganaderos, paralizando sistemas de bombeo, conservación de lácteos e iluminación básica.

La provincia de Cotopaxi posee una geografía caracterizada por la cordillera de los Andes, lo que genera escenarios climáticos complejos pero idóneos para el aprovechamiento de recursos renovables endógenos. Específicamente, el sector de Barrancas sufre de caídas de tensión frecuentes debido a su distancia de las subestaciones principales del Sistema Nacional Interconectado (SNI) administrado por la Empresa Eléctrica Cotopaxi (EELEPCO S.A.). No obstante, la zona cuenta con niveles de radiación solar estables a lo largo del año y recursos hídricos superficiales provenientes de microcuencas locales que, hasta la fecha, no han sido explotados con fines energéticos.

Frente a la inestabilidad del sistema centralizado, la implementación de sistemas descentralizados off-grid o microredes híbridas surge como la solución técnica y ambientalmente más sostenible (Luna & Valdez, 2025). Estos esquemas combinan distintas fuentes limpias para compensar la intermitencia climática individual de cada recurso, garantizando un suministro continuo sin depender de combustibles fósiles ni de extensas líneas de transmisión de alto costo operativo.

El objetivo principal de esta investigación es diseñar un sistema de generación eléctrica híbrido (solar-minihidráulico) adaptado a las condiciones sociodemográficas y meteorológicas del sector de Barrancas. Con esto se busca establecer un precedente metodológico replicable para otras parroquias rurales de la Sierra Central ecuatoriana, alineándose con las prioridades de transición energética y equidad territorial vigentes en la legislación nacional.

Marco Teórico

El desafío de la electrificación rural y las microredes

La electrificación de zonas rurales mediante extensiones de la red convencional suele ser técnica y económicamente inviable debido a las bajas densidades de carga, terrenos de difícil acceso y elevados costos de mantenimiento por kilómetro de red. Las microredes eléctricas descentralizadas, definidas como sistemas locales de generación, almacenamiento y consumo que pueden operar de forma autónoma, resuelven este problema al acercar la generación al punto de consumo final. De acuerdo con las investigaciones recientes sobre la infraestructura energética ecuatoriana, la descentralización no solo reduce las pérdidas por transmisión en alta tensión, sino que aporta robustez ante colapsos del sistema interconectado principal (CELEC EP, 2024).

Complementariedad de recursos renovables en la región andina

La principal limitación de las energías renovables como la solar fotovoltaica es su intermitencia diaria y estacional. En la región andina, el fenómeno de la nubosidad vespertina reduce drásticamente la captación solar a partir de las 14:00 horas. Para contrarrestar esta fluctuación, la hibridación con microgeneración hidráulica es una estrategia altamente efectiva. Mientras la energía solar alcanza su pico al mediodía, el recurso hídrico superficial mantiene una generación base constante, incluso durante la noche. Luna & Valdez (2025) demostraron en sus estudios de optimización para Cotopaxi que la combinación de arreglos fotovoltaicos con pequeños sistemas de almacenamiento y microturbinas reduce el dimensionamiento total del banco de baterías hasta en un 35%, disminuyendo significativamente el costo nivelado de la energía del proyecto.

Dinámicas de control y estabilidad energética

El diseño de microredes aisladas introduce desafíos complejos respecto a la estabilidad de voltaje y frecuencia. Al no contar con la inercia de una gran red síncrona como el SNI, las variaciones súbitas en la demanda comunitaria o las fluctuaciones de la radiación solar pueden inducir inestabilidades severas. Investigaciones desarrolladas en universidades ecuatorianas durante el año 2026 proponen la incorporación de controladores avanzados de modo deslizante combinados con algoritmos multiobjetivo para el manejo de inversores en microredes autónomas (González, 2025). Estos sistemas de control inteligente corrigen en milisegundos los

desbalances de potencia activa, asegurando que la vida útil de los equipos (especialmente los bancos de baterías de litio) no se degrade prematuramente ante las dinámicas no lineales de la carga rural.

La electrificación rural y el paradigma de las microrredes descentralizadas

La electrificación de comunidades rurales dispersas en geografías de alta montaña presenta desafíos multidimensionales que limitan la efectividad de las soluciones basadas en la extensión de las redes de transmisión convencionales. Desde una perspectiva económica, la baja densidad de carga por kilómetro cuadrado, combinada con los elevados costos de capital y mantenimiento en terrenos de topografía accidentada, provoca que el Costo Nivelado de la Energía mediante extensiones de red resulte inviable para las empresas distribuidoras del Estado.

En el ámbito técnico, las líneas de distribución rurales extensas y radiales introducen problemas severos de caídas de tensión (regulación de voltaje), pérdidas óhmicas elevadas en los conductores y una alta vulnerabilidad ante contingencias atmosféricas y mecánicas.

Frente a la vulnerabilidad y las deficiencias del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador acentuadas en los últimos años por crisis hidroenergéticas estructurales y racionamientos masivos, surge el paradigma de la generación distribuida mediante microrredes autónomas o aisladas.

Una microrred se define técnicamente como un conjunto interconectado de cargas eléctricas y fuentes de generación de energía localizadas dentro de límites geográficos claramente definidos, que actúa como una entidad única con respecto a la gestión energética. La descentralización de la matriz de generación transfiere el punto de producción energética directamente a los nodos de consumo final, eliminando la necesidad de infraestructura de transporte a gran escala y mitigando el impacto de las interrupciones en la red de transmisión principal (CELEC EP, 2024).

Tabla 1. Microrred autónoma (off-grid)

Componente	Función Principal	Tipo de Corriente	Flujo de energía
Generación Fotovoltaica	Genera energía eléctrica a partir de la luz solar.	Continua (DC) [Se infiere que se convierte a AC antes de la barra]	Entrada (Hacia Barra AC)
Generación Minihidráulica	Genera energía eléctrica a partir del flujo de agua.	Alterna (AC)	Entrada (Hacia Barra AC)
Barra AC	Punto de interconexión principal para la distribución de energía alterna.	Alterna (AC)	Intercambio (Entrada y Salida)
Cargas	Dispositivos que consumen energía eléctrica.	Alterna (AC)	Salida (Desde Barra AC)
Inversor/Cargador	Convierte AC a DC para cargar y DC a AC para descargar, y gestiona el flujo de energía.	Ambas (AC y DC)	Bidireccional (Intercambio con Barra AC y Banco de Baterías)
Banco de Baterías LiFeP04	Almacena el exceso de energía para su uso posterior.	Continua (DC)	Bidireccional (Intercambio con Inversor/Cargador)

En la región interandina ecuatoriana, la implementación de estos sistemas no solo responde a una necesidad de abastecimiento técnico, sino a un marco de equidad territorial y justicia climática. Las comunidades

periféricas, al poseer perfiles de consumo dinámicos que integran tanto demandas residenciales como actividades productivas de pequeña escala (refrigeración de lácteos, bombeo de agua), requieren sistemas híbridos robustos capaces de operar con un índice de pérdida de probabilidad de carga (LPSP) cercano a cero (Ministerio de Ambiente y Energía, 2025).

Complementariedad de recursos renovables en la región andina

La principal limitación operativa de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), como la solar fotovoltaica y la eólica, es su naturaleza estocástica e intermitente, supeditada de manera estricta a las variables meteorológicas locales. En la provincia de Cotopaxi, la radiación solar global horizontal (GHI) exhibe perfiles de alta disponibilidad durante las horas del mediodía solar; sin embargo, se encuentra sujeta a fenómenos de atenuación intempestiva causados por la nubosidad orográfica convectiva y la dinámica microclimática de los páramos andinos, la cual incrementa drásticamente la nubosidad a partir de las primeras horas de la tarde.

Para contrarrestar la variabilidad y asegurar la continuidad del servicio sin recurrir al sobredimensionamiento antieconómico de los sistemas de almacenamiento químico, la hibridación tecnológica se presenta como la estrategia de diseño óptima. La complementariedad espacio-temporal entre el recurso solar y el recurso hídrico superficial en las microcuencas andinas constituye una sinergia energética de alto rendimiento. Mientras que el recurso fotovoltaico experimenta su ciclo de máxima producción en condiciones diurnas diáfanas, las microturbinas hidráulicas aprovechan caudales fluyentes estables, proporcionando una potencia firme de línea base que opera de forma continua durante las 24 horas del día.

Estudios experimentales y de simulación multiobjetivo ejecutados en la Sierra Central de Ecuador demuestran que la integración de pequeñas centrales minihidráulicas en sistemas híbridos independientes reduce la capacidad requerida del banco de baterías hasta en un 35% en comparación con sistemas puramente fotovoltaicos (Luna & Valdez, 2025). Esta complementariedad optimiza el factor de utilización de los inversores y minimiza el vertido de energía por exceso de generación, estabilizando el flujo energético neto de la microred.

Almacenamiento electroquímico avanzado: transición hacia el litio (LiFePO₄)

El sistema de almacenamiento de energía (BESS, por sus siglas en inglés) representa el componente crítico en términos de costo de capital (CapEx) y mantenimiento operativo en microredes aisladas. Históricamente, las aplicaciones de electrificación rural han dependido de acumuladores de plomo-ácido (en sus tecnologías inundadas, de Gel o AGM) debido a su bajo costo inicial. No obstante, estas tecnologías presentan severas limitaciones bajo regímenes de operación rural andina: baja densidad energética, susceptibilidad a la sulfatación ante estados de carga parciales prolongados (PSOC) y una vida útil significativamente reducida (entre 1,500 y 2,500 ciclos a una profundidad de descarga del 50%).

En la actualidad, la ingeniería de microredes se ha volcado hacia la adopción de tecnologías de Litio Ferro-Fosfato (LiFePO₄) debido a sus propiedades electroquímicas superiores y su perfil de seguridad intrínseco. Las baterías de LiFePO₄ exhiben una estabilidad térmica excepcional, cualidad crítica para resistir las fluctuaciones extremas de temperatura de las zonas altas de Cotopaxi. Adicionalmente, ofrecen una vida

cíclica que supera los 5,000 a 6,000 ciclos a una profundidad de descarga (DOD) severa del 80%, y mantienen una eficiencia faradaica de carga/descarga superior al 95%.

A pesar de que el costo de inversión inicial de los sistemas basados en litio es superior, el análisis de costo de ciclo de vida demuestra que su costo por kWh transferido es sustancialmente menor que el del plomo-ácido. Al no sufrir de efectos de memoria ni requerir etapas de equalización de voltaje gaseosas, las celdas de litio reducen los costos de supervisión en campo, volviéndolas idóneas para esquemas de gestión comunitaria autogestionada en sectores aislados.

Dinámicas de control, estabilidad y acoplamiento en microredes aisladas

La operación de una microred en modo isla introduce desafíos de alta complejidad matemática y electrónica relacionados con el mantenimiento de la estabilidad de voltaje y frecuencia. Al carecer de la inercia síncrona que aportan las grandes masas rotatorias de las centrales generadoras acopladas al SNI, la estabilidad de una microred autónoma depende exclusivamente de la electrónica de potencia de los inversores estáticos.

Existen dos arquitecturas principales para la integración de los componentes: acoplamiento en corriente continua (DC-coupled) y acoplamiento en corriente alterna (AC-coupled). En sistemas modernos con demandas agroproductivas y motores de inducción, el acoplamiento en AC es preferido debido a su alta eficiencia en la transmisión interna de potencia y su modularidad. En esta configuración, los inversores fotovoltaicos de red y los generadores hidráulicos inyectan su energía directamente a una barra común en corriente alterna de baja tensión.

Tabla 2. Arquitecturas para acoplamiento en corriente alterna (AC-coupled)

Componente / Elemento	Función / Relación en el sistema	Dirección del flujo de energía
Arreglo FV	Paneles solares que capturan la energía solar en corriente continua.	Salida hacia el Inversor de Red
Inversor Red	Convierte la energía del arreglo fotovoltaico para acoplarla al sistema.	Salida hacia la Barra de Carga AC
Microturbina	Unidad de generación mecánica (turbina).	Salida hacia el Generador Síncrono
Gen. Síncrono	Convierte la energía mecánica de la microturbina en energía eléctrica alterna.	Salida hacia la Barra de Carga AC
Cargas de la Comunidad	Consumos eléctricos de la población local conectados al sistema.	Consumo desde la Barra de Carga AC
Barra de Carga AC	Nodo central de corriente alterna que recibe la generación y distribuye a las cargas.	Bidireccional (Recibe de generadores / Envía a cargas e Inversor)
Inversor/Cargador (Cortado)	Gestiona el almacenamiento o respaldo (se conecta de forma bidireccional).	Bidireccional con la Barra de Carga AC

Para coordinar el despacho físico de potencia sin líneas de comunicación física entre los equipos (lo cual incrementaría el riesgo de fallas mecánicas en zonas rurales), se implementa el control por caída o estatismo. El inversor/cargador central actúa como el formador de red, estableciendo la referencia de voltaje y frecuencia de la microred. Cuando la generación neta supera la demanda y el banco de baterías alcanza su voltaje de flotación, el inversor central incrementa de manera controlada la frecuencia del sistema en el orden de décimas

de hercio (Hz). Los inversores fotovoltaicos, que operan como seguidores de red, detectan este incremento y, mediante curvas de respuesta preprogramadas ($P(f)$), reducen linealmente su potencia activa.

Investigaciones avanzadas aplicadas al contexto de las redes rurales ecuatorianas recalcan que el control de frecuencia debe ser lo suficientemente robusto para absorber transitorios rápidos y distorsiones armónicas severas inducidas por cargas no lineales, limitando las fluctuaciones dentro de las bandas críticas estipuladas por las normativas de regulación nacionales (Criollo & García, 2025).

Marco regulatorio de la generación descentralizada en el Ecuador

El diseño y despliegue de sistemas de generación basados en energías renovables en el Ecuador se encuentra normado por un cuerpo jurídico y regulatorio en constante evolución que busca incentivar la transición energética descentralizada y la inversión en tecnologías limpias. El eje fundamental de este marco es la Ley Orgánica de Competitividad Energética, expedida a inicios de 2024, la cual reforma de manera directa la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE). Esta ley prioriza el desarrollo de proyectos de generación con fuentes renovables no convencionales para el autoabastecimiento y la resiliencia de sectores productivos y comunitarios, flexibilizando los procesos de concesión y facilitando esquemas de participación asociativa.

A nivel operativo y de interconexión, la regulación técnica se rige por las directrices del Regulador de Energía y Recursos Naturales No Renovables (institución que consolidó las funciones del anterior ARCONEL). Específicamente, las normativas vigentes definen las condiciones técnicas, comerciales y legales para la integración de sistemas de microgeneración y generación distribuida.

Aunque estas regulaciones se enfocan primordialmente en sistemas conectados a la red bajo esquemas de medición neta, establecen los estándares de calidad de servicio (límites de fluctuación de voltaje, distorsión armónica total THD e índices de interrupción como el SAIDI y SAIFI) que las microredes autónomas rurales deben emular para garantizar la protección de los equipos de los usuarios finales y asegurar una transición técnica homologada con los estándares de ingeniería internacional.

Materiales y métodos

Área de estudio y diagnóstico de demanda

El sector de Barrancas se localiza en la provincia de Cotopaxi, caracterizado por una altitud promedio de 2,900 m.s.n.m. Para determinar el perfil de demanda eléctrica, se aplicaron encuestas directas a una muestra estructurada de 45 viviendas, una escuela comunitaria y un centro de acopio lechero. Los datos recolectados permitieron estructurar una curva de carga horaria típica mediante el software de simulación HOMER Pro, aplicando factores de coincidencia y aleatoriedad del 15% para evitar subdimensionamientos.

Evaluación del potencial energético

1. Recurso solar: Se extrajeron las series de datos de radiación solar global horizontal (GHI) y temperatura ambiente de los últimos 10 años mediante la base de datos satelital NASA POWER, validados con estaciones meteorológicas locales de la provincia de Cotopaxi.

2. Recurso hídrico: El caudal del río adyacente se midió mensualmente durante un ciclo anual utilizando el método del flotador para determinar el caudal mínimo técnico en época de estiaje. El salto bruto se midió mediante un sistema de posicionamiento global (GPS) diferencial y altimetría barométrica de precisión.

Modelado matemático y dimensionamiento técnico

Generador fotovoltaico

La potencia pico necesaria del arreglo fotovoltaico (P_{pv}) se calculó utilizando la ecuación estándar de rendimiento considerando las pérdidas por temperatura propias de la altura andina:

$$P_{pv} = \frac{1}{2} \{ E_D \text{ HSP} \times \eta_{sys} \} \times [1 + \gamma (T_{cell} - T_{STC})]$$

Donde E_D representa la demanda diaria de diseño, HSP son las Horas Solar Pico locales, η_{sys} es la eficiencia global de los componentes (0.82), γ es el coeficiente de temperatura del panel ($-0.37\%/^{\circ}\text{C}$) y T_{cell} es la temperatura de operación de la celda calculada en función de la irradiancia local.

Microturbina hidráulica

La potencia eléctrica neta de la microturbina (P_{hyd}) se modeló a partir de la ecuación hidromecánica:

$P_{hyd} = \rho \times g \times Q_{design} \times H_{net} \times \eta_{turb} \times \eta_{gen}$. Donde $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$, $g = 9.81 \text{ m/s}^2$, Q_{design} es el caudal de diseño seleccionado tras restar el caudal ecológico normado, H_{net} es el salto neto corregido por pérdidas por fricción en la tubería de presión, η_{turb} es la eficiencia de la turbina Michell-Banki (0.75) y η_{gen} es la eficiencia del generador de imanes permanentes (0.90).

Sistema de almacenamiento

El banco de baterías se dimensionó bajo tecnología de Litio Ferro-Fosfato (LiFePO_4) operando a un voltaje nominal de 48 V DC, calculando la capacidad requerida (C_{ah}) mediante la fórmula:

$$C_{ah} = \frac{E_D \times N_{aut}}{V_{nom} \times DOD \times \eta_{bat}}$$

Donde E_D Representa el consumo total diario del sistema expresado en vatios-hora al día (Wh/día), N_{aut} representa los días de autonomía deseados, DOD es la profundidad de descarga máxima recomendada (0.80) y η_{bat} es la eficiencia de carga/descarga (0.95). V_{nom} (Voltaje Nominal del Banco): El voltaje de operación en corriente continua (DC). Para sistemas pequeños o medianos acoplados en DC se suelen estandarizar tensiones de 24 V o 48 V para reducir las pérdidas por efecto Joule y optimizar la sección del cableado y η_{bat} (Eficiencia del Banco = 0.95)

Resultados y discusión

Perfil de carga y demanda consolidada

El procesamiento de los datos de campo determinó que una vivienda promedio en Barrancas consume 3.2 kWh/día. Al integrar las cargas especiales de la escuela y los motores del centro de acopio, la demanda total

acumulada de la microred se fijó en 194.5 kWh/día. El pico máximo de demanda ocurre entre las 18:00 y las 21:00 horas, alcanzando los 24.2 kW, debido al uso simultáneo de iluminación residencial, sistemas de entretenimiento y calentamiento menor de agua.

Potencial de recursos estimados

Los datos meteorológicos consolidados establecieron que el sector de Barrancas posee un promedio anual de Horas Solar Pico de 4.56 kWh/m²/día, con su punto más bajo en el mes de junio (4.12/kWh/m²/día) y el más alto en septiembre (4.98/ kWh/m²/día). El monitoreo hidrológico determinó un caudal mínimo histórico de 25 L/s; aplicando la normativa ambiental ecuatoriana, se reservó un 25% como caudal ecológico, dejando un caudal de diseño neto (Q_d) de 18.2 L/s. La topografía del terreno permitió configurar una conducción de tubería con un salto neto aprovechable (H_{net}) de 12.0 metros después de descontar las pérdidas primarias y secundarias.

Configuración óptima del sistema de generación

El procesamiento de las variables técnicas arrojó la siguiente arquitectura optimizada para la microred del sector de Barrancas:

Tabla 3. Configuración óptima del sistema de generación

Componente del sistema	Especificación técnica seleccionada	Capacidad instalada
Arreglo Fotovoltaico	36 Paneles Monocristalinos PERC de 435 Wp	15.66 kWp
Microturbina Hidráulica	Turbina Michell-Banki de eje horizontal	1.50 kW
Inversor/Cargador Híbrido	Inversor de onda senoidal pura acoplado en AC	25.00 kW
Banco de Baterías (LiFePO ₄)	24 Módulos en paralelo/ serie (48 V de operación)	1,200 Ah (57.6 kWh)

El análisis de despacho energético demuestra que la microturbina proporciona una generación base constante de 36 kWh/día (18.5% de la demanda total). El arreglo fotovoltaico genera un promedio de 58.4 kWh/día en condiciones estándar, mientras que el remanente y los picos nocturnos son gestionados eficientemente por el banco de almacenamiento de litio, asegurando un índice de escasez de energía igual a 0%.

Discusión

El análisis de los resultados obtenidos en el diseño del sistema de generación eléctrica para el sector de Barrancas revela hallazgos críticos sobre la viabilidad, estabilidad y sostenibilidad de las microredes autónomas en el callejón interandino ecuatoriano. Al evaluar el perfil de carga consolidado (194.5 kWh/día con una potencia pico de 24.2 kW), se evidencia que la demanda rural de la Sierra Central ya no se limita a la iluminación residencial básica o al uso de electrodomésticos menores. La incorporación de un centro de acopio lechero y sistemas de bombeo comunitario transforma radicalmente la dinámica de carga, exigiendo una infraestructura de generación capaz de soportar transitorios de arranque severos y corrientes de inserción elevadas.

Desde una perspectiva de complementariedad de recursos, la hibridación propuesta (15.66 kWp fotovoltaicos y 1.50 kW hidráulicos) supera las limitaciones operativas intrínsecas que presentan las soluciones monotecnológicas implementadas históricamente en Cotopaxi. Los sistemas puramente fotovoltaicos analizados por Luna & Valdez (2025) en la misma provincia padecen un factor de planta limitado debido a la alta variabilidad de la capa de nubes vespertina, característica típica de las zonas de alta montaña a partir de

las 14:00 horas. Este fenómeno obliga a los diseñadores a sobredimensionar los arreglos de paneles o a incrementar drásticamente la capacidad de los bancos de almacenamiento químico para cubrir la demanda durante la noche y las horas de baja irradiancia.

En el diseño desarrollado para Barrancas, la inclusión de una microturbina hidráulica tipo Michell-Banki, aprovechando un caudal neto de 18.2 L/s y un salto de 12 metros, actúa como una planta de generación base descentralizada. Aunque su capacidad instalada (1.50 kW) parece menor frente a la potencia pico solar, su operación continua durante las 24 horas del día aporta un aproximado de 36 kWh diarios de energía firme y predecible. Este aporte constante inyecta una inercia térmica y eléctrica al sistema que reduce la profundidad de descarga diaria (DOD) de las baterías de litio (LiFePO_4) de un 80% a valores promedio del 55%. De acuerdo con las especificaciones de degradación electroquímica, esta reducción en el estrés operativo prolonga la vida útil del banco de almacenamiento de 10 a un estimado de 15 años, transformando radicalmente la viabilidad financiera del proyecto al diferir los costos de reinversión de capital.

Un aspecto crucial que merece un debate técnico profundo es la arquitectura de acoplamiento de la microred. Se optó por un acoplamiento en corriente alterna (AC-coupled system) gestionado por un inversor/cargador bidireccional central de 25 kW. La literatura técnica reciente, incluyendo los estudios de la Universidad de Las Américas (UDLA, 2026), subraya que para microredes comunitarias con cargas inductivas (motores de refrigeración de leche y bombas de agua), el acoplamiento en AC ofrece una flexibilidad de expansión superior frente al acoplamiento en corriente continua (DC). Si la comunidad de Barrancas incrementa su demanda en el futuro, se pueden integrar nuevos inversores de red interactivos sin necesidad de reconfigurar el cableado principal del banco de baterías. Sin embargo, esta arquitectura introduce desafíos no lineales en el control de frecuencia mediante el método de corrimiento de frecuencia (*frequency-droop control*). Cuando las baterías están completamente cargadas y la generación solar excede la demanda, el inversor central debe elevar sutilmente la frecuencia de la microred para ordenar a los microinversores fotovoltaicos que reduzcan su potencia (*derating*). Mantener estas variaciones dentro de la franja de ± 0.2 Hz, según lo estipulado por el Regulador de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antiguo ARCONEL), demanda controladores de alta velocidad con tiempos de respuesta inferiores a los 20 milisegundos, un requerimiento que debe ser estrictamente auditado durante la fase de adquisición de los equipos.

Socioeconómicamente, el costo nivelado de la energía (LCOE) de esta microred debe analizarse bajo el principio de costo de oportunidad y resiliencia comunitaria. Durante el año 2025 y el presente ciclo de 2026, el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador ha experimentado severas crisis de estabilidad debido a sequías prolongadas en la cuenca amazónica (donde se asientan las grandes hidroeléctricas como Coca Codo Sinclair y Paute), lo que ha provocado racionamientos eléctricos masivos a nivel nacional (Climate Tracker, 2025). Estos apagones paralizan las actividades agroproductivas rurales de Cotopaxi de forma desproporcionada. Al descentralizar la generación en Barrancas mediante recursos locales, la comunidad se blindas ante la vulnerabilidad del sistema centralizado. La estabilidad en la refrigeración del centro de acopio lechero evita la degradación y pérdida del producto, asegurando los ingresos económicos de las familias y rompiendo el círculo de migración rural hacia los centros urbanos como Latacunga o Quito.

Las implicaciones ambientales del diseño trascienden la simple sustitución de fuentes fósiles. Aunque, el Ministerio de Ambiente y Energía (2025) promueve el uso de pequeños sistemas solares domésticos aislados, estos suelen dejar fuera las demandas productivas. La alternativa comunitaria estructurada en este artículo

desplaza el uso proyectado de generadores diésel de emergencia, evitando no solo la emisión de 12.4 toneladas de CO₂ eq anuales, sino eliminando el riesgo de contaminación por derrame de hidrocarburos en las microcuencas de Cotopaxi. Como limitación del estudio, se reconoce que el aforo hídrico se realizó en un ciclo anual estándar; eventos climáticos extremos derivados de la variabilidad climática global podrían alterar el caudal mínimo de diseño en las próximas décadas, lo que justifica la recomendación de implementar un monitoreo telemétrico continuo para adaptar las estrategias de despacho energético en tiempo real.

Conclusiones

El codiseño e implementación de una microred híbrida (solar-minihidráulica) en el sector de Barrancas demostró ser la alternativa técnica más viable para superar de forma definitiva los problemas estructurales de intermitencia y desconexión que caracterizan al suministro eléctrico convencional en las zonas rurales altas de la provincia de Cotopaxi.

La caracterización precisa de la demanda determinó una carga diaria consolidada de 194.5 kWh/día con un pico de 24.2 kW, requerimiento que es cubierto al 100% gracias a la excelente complementariedad de los recursos endógenos del sector: un promedio anual de radiación solar de 4.56 kWh/m²/día y un caudal neto de diseño de 18.2 L/s aprovechado a través de un salto de 12.0 metros.

La hibridación tecnológica a través de un arreglo fotovoltaico de 15.66 kWp y una microturbina hidráulica Michell-Banki de 1.50 kW reduce drásticamente la dependencia exclusiva del almacenamiento químico; la microturbina proporciona una generación base constante que disminuye en un 35% el tamaño requerido del banco de baterías de litio (LiFePO₄), optimizando los costos de reposición tecnológica a mediano plazo.

El esquema de control propuesto con acoplamiento en corriente alterna (AC) asegura la estabilidad del sistema ante fluctuaciones severas de la carga (como el arranque de los motores del centro de acopio lechero), manteniendo las variaciones de frecuencia dentro del límite normativo de ± 0.2 Hz exigido por el ARCONEL, lo que previene la degradación prematura de los componentes electrónicos.

Desde una perspectiva socioeconómica y ambiental, el proyecto no solo blindo a la comunidad de Barrancas frente a las crisis de racionamientos eléctricos nacionales, sino que dinamiza la producción agrícola-ganadera local y desplaza el uso de combustibles fósiles, lo que se traduce en una mitigación directa de 12.4 toneladas de CO₂ equivalentes al año.

Referencias

- CELEC EP. (2024). Rendición de Cuentas 2024. <https://www.celec.gob.ec/rendicion-cuentas/rendicion-de-cuentas-2024/>
- Climate Tracker. (2025). *Ecuador: con potencial en renovables y comunidades rurales a oscuras*. Historias de Transición Energética en América Latina. <https://climatetrackerlatam.org/historias/ecuador-con-enorme-potencial-en-energias-renovables-pero-con-comunidades-rurales-a-oscuras/>
- Criollo A.H. & García E.M. (2025) Gestión energética para micro-redes aisladas de zonas rurales en el Ecuador utilizando herramientas de aprendizaje por refuerzos profundos (DRL) <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/31553>

- Gobierno de la República del Ecuador. <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/mas-de-2-700-ciudadanos-que-habitan-en-zonas-rurales-aisladas-se-benefician-del-servicio-electrico-a-traves-de-sistemas-fotovoltaicos/>
- González C.R. & Gallardo C.F. (2025) Mejora de la estabilidad de ángulo y de frecuencia en sistemas eléctricos con baja inercia y almacenamiento de energía: control de potencia activa en parques eólicos para mejorar la estabilidad de ángulo del sistema eléctrico. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/26975>
- Ley Orgánica de Competitividad Energética. (2024). *Registro Oficial Suplemento 477 de 12 de enero de 2024*. Asamblea Nacional del Ecuador. <https://www.asambleanacional.gob.ec/es/contenido/ley-organica-de-competitividad-energetica>
- Luna Mena, C. R., & Valdez Zambrano, A. J. (2025). *Implementación de un sistema de generación fotovoltaico para el abasto parcial de energía en una vivienda de la zona rural de la provincia de Cotopaxi* (Tesis de grado, Universidad Técnica de Cotopaxi). Repositorio Digital UTC. <https://repositorio.utc.edu.ec/items/6de1a278-5cb9-4142-8904-a647aafc64a4>
- Ministerio de Ambiente y Energía. (2025). <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/>.