

Ciencia e Ingeniería

Revista Interdisciplinaria de Estudios en Ciencias

Básicas e Ingenierías

ISSN 2389-9484

Año 2025, enero-junio, Vol. 12, N.º 1, e14533400

Facultades de Ciencias Básicas y Aplicadas e Ingeniería.

Universidad de La Guajira

La Guajira, Riohacha, Colombia

<http://revistas.uniguajira.edu.co/index.php/cei>

Este documento fue depositado en Zenodo. DOI:

<https://www.doi.org/10.5281/zenodo.14533400>

Para cita prefiera el ARK:

<https://n2t.net/ark:/60540/14533400>

**Frank Vladimir Lliguicota
Fernández***

<https://orcid.org/0009-0000-1957-2373>

fliguicota@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo,

Quevedo, Ecuador.

Yadyra Monserrath Ortiz González

<https://orcid.org/0000-0001-8696-7463>

yortizg@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo.

Quevedo, Ecuador.

Danner Anderson Figueroa Guerra

<https://orcid.org/0000-0003-1040-5485>

dfigueroag@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo.

Quevedo, Ecuador.

Jonathan David Coveña Rosado

<https://orcid.org/0009-0003-2984-1284>

jcovenar@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo.

Quevedo, Ecuador.

Kenneth David Chiriboga Triviño

<https://orcid.org/0009-0006-0870-7707>

kchiribogat@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo.

Santiago Fabricio Torres Vacacela

<https://orcid.org/0009-0002-3413-3461>

storresv2@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo.

Quevedo, Ecuador.

Recibido: 9 de septiembre de 2024

Aceptado: 10 de diciembre de 2024

Publicado: 7 de enero de 2025

OPTIMIZACIÓN DE MICRORRED AISLADA EN LA COMUNIDAD INDIGENA DE TEWENO CON HOMER PRO Y EL MÉTODO MULTICRITERIO *ELECTRE*

Optimization of Isolated Microgrid in the indigenous community of Teweno with HOMER PRO and the *ELECTRE* Multicriteria Method

RESUMEN

La limitada oferta energética en Teweno, motiva la inclusión de microrredes híbridas, que converjan en los ODS 7 (energía asequible y no contaminante) y 13 (acción por el clima). El acceso a la energía, continúa siendo un desafío global; la ONU proyecta para 2030 que: 660 millones de personas carecerán de este servicio básico, mientras 2.000 millones seguirán dependiendo de combustibles fósiles, lo que empeorará los efectos del cambio climático, exhortando la transición hacia modelos energéticos sostenibles. Localmente, se evaluó un sistema aislado para solventar necesidades básicas insatisfechas (NBI); integrando energías renovables y almacenamiento en baterías, empleando el software HOMER PRO® y el método multicriterio *ELECTRE*. La metodología, consideró datos climáticos de irradiación solar, temperatura, viento e hidrología; así, como indicadores económicos como el costo nivelado de electricidad (COE) y el costo presente neto (NPC). Los resultados muestran que una arquitectura con generación fotovoltaica (29,2 kW) e hidráulica (5,49 kW) y 160 baterías, logra un COE competitivo de \$0,304 kWh⁻¹ y un NPC positivo de \$220.632 USD. Se excluye el generador diésel (GENSET), evitando emisiones nocivas. Este estudio valida la viabilidad del sistema, garantizando una producción de 121.738 kWh año⁻¹, con un excedente de 29.017 kWh que podría integrarse con medición neta.

Palabras clave: *ELECTRE*, energía renovable, HOMER PRO, indicadores económicos, indicadores técnicos, microrred aislada.

ABSTRACT

The restricted energy supply in Teweno motivates the inclusion of hybrid microgrids, which converge with SDG 7 (affordable and clean energy) and SDG 13 (climate action). Access to energy continues to be a global challenge; the UN projects that by 2030: 660 million people will lack this basic service, while 2 billion will continue to depend on fossil fuels, which will worsen the effects of climate change, urging the transition to sustainable energy models. Locally, an isolated system to solve unsatisfied basic needs (UBN) was evaluated; integrating renewable energies and battery storage, using HOMER PRO® software and the *ELECTRE* multi-criteria method. The methodology considered climatic data on solar irradiation, temperature, wind and hydrology, as well as economic indicators such as the leveled cost of electricity (COE) and the net present cost (NPC). The results show that an architecture with photovoltaic (29.2 kW) and hydro (5.49 kW) generation and 160 batteries achieves a competitive COE of \$0.304 kWh⁻¹ and a positive NPC of \$220,632 USD. The diesel generator (GENSET) is excluded, avoiding harmful emissions. This study validates the feasibility of the system, guaranteeing a production of 121,738 kWh year⁻¹, with a surplus of 29,017 kWh that could be integrated with net metering.

Keywords: economic indicators, *ELECTRE*, HOMER PRO, isolated microgrid, renewable energy, technical indicators.



INTRODUCCIÓN

La optimización de microrredes, es crucial para integrar energías renovables, en zonas urbanas y rurales, más aún cuando la sociedad, procura alinearse con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), con énfasis en los componentes 7 de energía asequible y no contaminante; y, 13 acción por el clima, ante el pronóstico de la Organización de las Naciones Unidas (2023), que estima para 2030, que 660 millones de personas no dispondrán de este servicio básico, mientras que 2.000 millones de personas emplearán como fuente principal de energía los combustibles derivados de hidrocarburos. Es sustancial recordar, que, en sus orígenes, la Tierra, disponía de un sistema climático en equilibrio dinámico, donde la radiación solar, circulación oceánica y la actividad tectónica, interactúan entre sí, para mantener una temperatura global promedio constante. Miller & Spoolman (2021) en su estudio manifiesta que la temperatura media de la Tierra sería de aproximadamente $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$. No obstante, Bazzaz, (1996) evidencia que favorablemente para los seres vivos que habitamos la Tierra, la temperatura media bordea los $33\text{ }^{\circ}\text{C}$, con una diferencia de $15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Como consecuencia de esto, en la atmósfera, existían reducidas concentraciones de vapor de agua ($0-2\text{ }%$), CO_2 ($0,03$ a $0,04\text{ }%$); así como otros gases que absorben parte de las radiaciones térmicas de la superficie terrestre e impiden la evasión al espacio exterior, constituyendo así el efecto invernadero natural del planeta. Por otra parte, la variabilidad climática según Mann et al., (1998) se debe a tres factores: concentración de gases de invernadero (GEI), actividad solar y volcánica. El cambio climático, según González et al., (2003) es causado por el incremento de GEI en la atmósfera, especialmente CO_2 derivado de actividades humanas como el uso de combustibles fósiles y la deforestación. The National Aeronautics and Space Administration (2024) revela un aumento de $1,17\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($2,11\text{ }^{\circ}\text{F}$) en la temperatura promedio global.

Panoramas prometedores para limitar el aumento de la temperatura global en $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ o $2\text{ }^{\circ}\text{C}$, es el propuesto por el International Renewable Energy Agency - IRENA (2023), organismo que asevera que la implementación de energías renovables (ER), escalará del $16\text{ }%$ (2020) hacia el $77\text{ }%$ (2050), por lo tanto, la electricidad se convertirá en el vector energético fundamental, sin embargo, existen limitaciones para una óptima transición energética, por la falta de infraestructura, carencia de marcos regulatorios; y, competencias técnicas del factor humano, que restringen la adopción eficaz del desarrollo sostenible. Para el escenario de cambio climático ($1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$); IRENA propone que la producción de electricidad bruta de 27 PWh, en 2020, compuesta por: combustibles fósiles ($62\text{ }%$), energías renovables ($28\text{ }%$) y energía nuclear ($10\text{ }%$); sea sustituida por un modelo de generación de 90 PWh en 2050, que se distribuya en energías renovables ($91\text{ }%$), una fracción reducida de combustibles de origen fósil ($5\text{ }%$) y energía nuclear ($4\text{ }%$).

Para Ecuador, el contexto preliminar es un desafío titánico, la Organización Latinoamericana de Energía, (2023) destaca en el análisis estadístico 2000-2022 del panorama energético nacional que la tasa de electrificación de la población sin acceso al servicio disminuyó del $96\text{ }%$ al $88\text{ }%$, ya que las políticas ecuatorianas a partir del 2009 se orientaron en minimizar fuentes de energía convencional basadas en el consumo de derivados de petróleo, según Campoverde et al., (2018), por tecnología ER, destacándose la hidroelectricidad con 24.624 GWh ($85,31\text{ }%$), de acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas, (2024). La creciente demanda en bornes de generación de 4.388 MW (2022), comparada con 4.208 MW (2021), incrementó en $4,30\text{ }%$, al compás con la población que bordea los 16'938.986 habitantes, factor que ejerce presión en la infraestructura eléctrica e incide en la diversificación de la matriz energética. En cuanto, a la cobertura eléctrica, seis provincias poseen un índice $<95\text{ }%$, siendo Bolívar ($93,79\text{ }%$), Napo ($92,11\text{ }%$), Pastaza ($91,23\text{ }%$), Santa Elena ($90,30\text{ }%$), Morona Santiago ($89,10\text{ }%$) y Esmeraldas ($89,09\text{ }%$), según el plan maestro de electricidad 2023-2032 del Ministerio de Energía y Minas de Ecuador (2024).

Es importante hacer hincapié, que la cobertura específica de Pastaza, concierne al área urbana y marginal periférica, no a la superficie geográfica de 29.520 km².

Adicionalmente, el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, (2024), revela en el VIII Censo de Población y VII Censo de Vivienda, que 6.713.750 habitantes (40,20 % hombres y 39,40 % mujeres) poseen necesidades básicas insatisfechas (NBI) por la falta de agua, energía eléctrica, recolección de desechos sólidos y sistemas de alcantarillado sanitario; denotándose que el 61,40 % de estas carencias se presenta en el sector rural y con un índice reducido de 27,10 % en el sector urbano.

En la última década, numerosos estudios se han enfocado en los sistemas energéticos renovables y en diversas herramientas tecnológicas, que facilitan la optimización y diseño de microrredes, para este caso, el modelamiento se desarrollará con HOMER PRO® (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) aplicando un método característico de evaluación horaria para sistemas híbridos de Homer Energy, (2024a). Es así, que múltiples autores, han complementado sus investigaciones, empleando esta aplicación, tales son los casos de: Barrozo et al., (2020) que en Colombia determinaron que Nazareth, Puerto Bolívar y Rancho Grande, son lugares propicios para producir energía renovable en un 95 %, con una combinación óptima de 441 paneles fotovoltaicos y 3 turbinas eólicas, dando un mínimo estimado de NPC de \$11,8 millones y una reducida producción de 244,1 toneladas de CO₂ año⁻¹. Deshmukh & Singh, (2019), se enfocaron en sistemas fotovoltaicos independientes (SA-SPV) una opción atractiva para la electrificación rural, evaluaron además el rendimiento energético de un sistema de 6,75 kWp, con un almacenamiento de 800 Ah, capaz de producir 11.086 kWh año⁻¹. Barco et al. (2022) presentan una metodología para la planificación y validación de una microrred en sincronismo con la red de distribución, optimizada con Homer Pro® y depurada en DlgSILENT© con base a la norma colombiana CREG 121-2017. Singh et al., (2015) abordan los sistemas híbridos incluyendo un grupo electrógeno gasificado de biomasa, con almacenamiento por batería, para una carga primaria CA de 101 kWh día⁻¹, con una demanda máxima de 5 kW, cuyo coste optimizado representa 15.064 Rs kWh⁻¹. Finalmente, Rahmat et al., (2022) evaluaron las mejores combinaciones de tecnología de energía renovable a partir de los recursos solares, eólicos, hidroeléctricos, de biomasa, entre otros, para escenarios establecidos en Malasia, Pekan, Pahang, Johor y Mersing, determinando que el sistema híbrido fotovoltaico-eólico tiene un mejor costo actual neto (NPC) de \$ 299.762,16 USD. En este sentido, la mayoría de estudios examinan factores técnicos, ambientales y económicos, sin embargo, no existe un análisis de fiabilidad y disponibilidad, por lo tanto, empleando la metodología de Smith (2022), se identificarán los componentes críticos que involucren posibles fallas en el sistema; y, los tiempos entre fallas y de reparación MTBF/MTTR, siguiendo el protocolo de *ELECTRE*; además se considerará que actualmente el sector energético ecuatoriano, experimenta diversas complicaciones, debido a factores climáticos y escenarios de sequía, por ello se evaluarán alternativas que diversifiquen la matriz energética, y se planteará la optimización de microrredes, en sectores aislados, que todavía carecen del servicio eléctrico. Por lo tanto, este artículo tiene como objetivo analizar un sistema híbrido aislado completamente de la red eléctrica convencional, que cumpla con parámetros de fiabilidad y disponibilidad, para garantizar la oferta y demanda de generación eléctrica en la comunidad de Teweno. La contribución de este trabajo corresponde a diseñar un sistema de vanguardia híbrido de energía renovable, aislado de la red, para resolver los desafíos de NBI de la comunidad de Teweno, considerando el marco normativo vigente en el Ecuador, es decir las Regulaciones Nro. ARCERNNR 006/21 y ARCERNNR 005/23. Dimensionamiento forzado de un sistema híbrido aislado de la red, compuesto por energía solar, fotovoltaica, hidráulica, eólica y generación electrógena y finalmente determinar el sistema híbrido óptimo, considerando aspectos económicos, técnicos y ambientales; y, los parámetros de fiabilidad y disponibilidad aplicando el método *ELECTRE*.

MATERIALES Y MÉTODOS

Ubicación del área de estudio

Teweno, se sitúa al suroeste de la Provincia y Cantón Pastaza, en la parroquia rural de Sarayacu, geográficamente en coordenadas de latitud -1,25121 y longitud -77,21743. En la Figura 1, se ilustra la zona de influencia, que de acuerdo con la Fundación Alejandro Labaka, (2024) no forma parte de otras comunidades conservacionistas y furtivas, de la región amazónica, como los pueblos indígenas en aislamiento voluntario (PIAV) *Tagaeri* y *Taromenane*, que habitan en el Parque Nacional Yasuní, territorio *Waorani* y la Zona Intangible *Tagaeri-Taromenane* (ZITT).

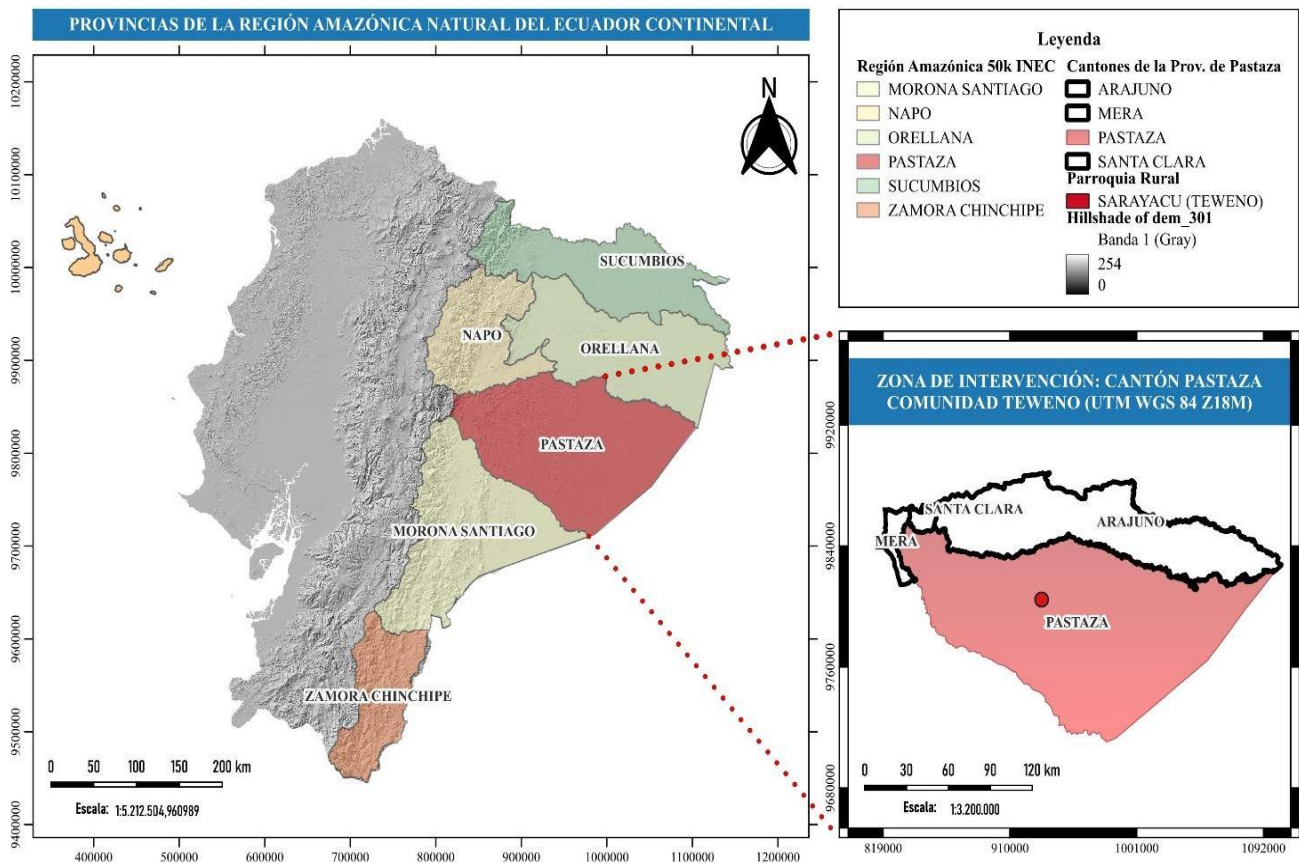


Figura 1. Ubicación de la comunidad *Waorani* de *Teweno* (UTM WGS84 Z18M). Fuente: Instituto Geográfico Militar, (2013).

Evaluación de los recursos energéticos renovables y demanda de carga

Los datos atmosféricos, se obtuvieron de la base de datos de meteorología superficial y energía solar de la plataforma *NASA Power v2.3.6*, por un período de 20 años (2002-2022). En la Tabla 1, se muestran la irradiación diaria media anual, la velocidad del viento y la temperatura que respectivamente corresponden a: 6,72 kWh m⁻² día⁻¹, 1,79 m s⁻¹ y 22,98 °C.

Tabla 1. Datos meteorológicos de la comunidad de Teweno. Fuente: NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources, (2022).

Mes	Índice de claridad atmosférica	Irradiación diaria (kWh m ⁻²)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento (m s ⁻¹)
Enero	0,68	6,96	23,49	1,80
Febrero	0,67	7,03	23,58	1,78
Marzo	0,66	6,95	23,36	1,75
Abril	0,66	6,75	23,15	1,72
Mayo	0,66	6,33	22,77	1,74
Junio	0,66	6,06	21,93	1,83
Julio	0,66	6,17	21,82	1,90
Agosto	0,66	6,46	22,48	1,92
Septiembre	0,67	6,90	23,05	1,86
Octubre	0,68	7,12	23,37	1,72
Noviembre	0,68	6,99	23,47	1,73
Diciembre	0,68	6,87	23,27	1,78

Proyección de carga

La energía eléctrica, se empleará para el funcionamiento de iluminación residencial, una estación de telecomunicación a pequeña escala, y además, el sistema eléctrico de un complejo ecoturístico; en la Tabla 2, se muestran las características técnicas y el tiempo de operación, se estima un consumo de potencia total optimizado de 29,10 kW, donde el 67,72 % corresponde al sistema de A/C y ventilación, 18,30 % electrodomésticos; en menor proporción la estación de telecomunicaciones representa el 9,21 %; los sistemas de iluminación residenciales y ecoturísticos corresponden al 4,65 %; y, finalmente los equipos de oficina con el 0,12 %.

Tabla 2. Resumen de equipos, carga conectada y tiempo de operación.

Área	Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Carga conectada (kW)	Tiempo de operación (h día ⁻¹)
Comunidad autóctona Teweno	Iluminación interior residencial 12W/6.500K	50	12	0,60	5
Estación de telecomunicaciones	Transceptor, antena (amplificador), sistema de refrigeración y sistema de control y gestión	1	3.600	3,60	24
Complejo ecoturístico: administración, habitaciones: 10 estándar doble, 5 máster y 5 suites (incluyen servicios sanitarios), restaurant, bar	Iluminación decorativa 5W/2.700K	10	5	0,05	7
	Iluminación interior 8,5W/2.200K	80	8,5	0,68	7
	Ventilador 3 aspas 60W	21	60	1,26	4
	Iluminación decorativa 18W/3.000K	26	18	0,47	7
	A/C 500 m ³ /h, 1.200W	21	1.200	25,20	4
	Señalética de emergencia 1,8W	9	1,8	0,02	7
	Licuada clásica, 3 velocidades 1kW	3	1.000	3,00	2
	Máquina de café expreso 1,8 L 1,6kW	2	1.600	3,20	4
	Congelador 414 L 300W	2	300	0,60	16
	Refrigerador 728L 175W	2	175	0,35	16
Laptop 1,3A/45W	1	45	0,05	2	

En la Figura 2 se muestra el perfil de carga diaria, se estimó un consumo promedio de 235,33 kWh, se puede apreciar que los picos de demanda se producen en 3 instancias, es decir alrededor de las 12:00 p.m., 15:00 p.m., y 19:00 p.m., posiblemente esto se deba a múltiples factores, que interactúan y contribuyen a la variabilidad de la demanda de energía, siendo algunas de estas razones: las condiciones climáticas, el crecimiento económico, cambios en la política energética, cambios en el comportamiento del consumidor; y, en casos extremos la compensación de la pérdida de suministro podría generar aumentos repentinos en la demanda, debido a fugas y fallas en el sistema eléctrico.

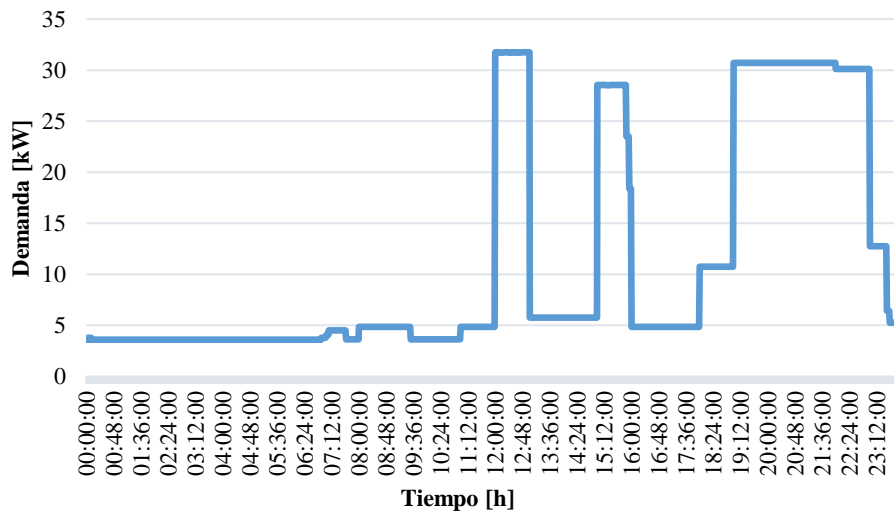


Figura 2. Perfil de carga diaria de la comunidad Waorani de Teweno.

Diseño del sistema

Siguiendo el protocolo de investigación, se evalúan los recursos energéticos renovables, sobre la zona de intervención y se estima la carga eléctrica. En el software HOMER Pro®, se ingresan los parámetros técnicos para determinar la combinación energética óptima. A través de la Figura 3, se describe la metodología general para el estudio de prefactibilidad, considerando las condiciones locales, costos de instrumentación, operación, mantenimiento y otros parámetros, para el sistema de generación eléctrica, en el estudio se hace referencia a la simulación de un año con pasos horarios, para satisfacer la demanda de energía con el NPC, se proyectan dos escenarios con escasez de capacidad al 0 % y 10 % debido a eventualidades no previstas y/o acciones de mantenimiento (Figura 4).

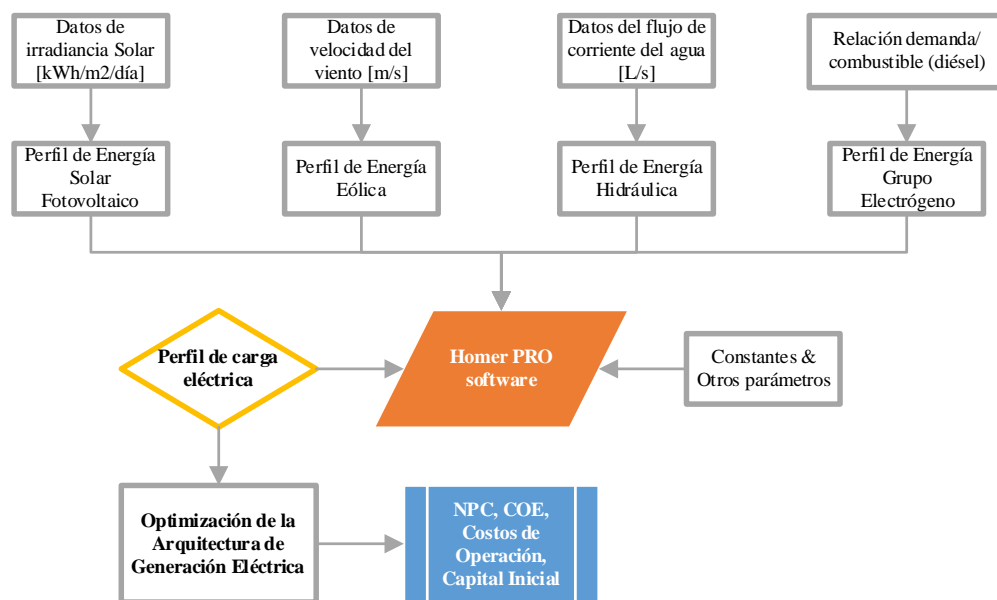


Figura 3. Diagrama de flujo del proceso de optimización en HOMER Pro.

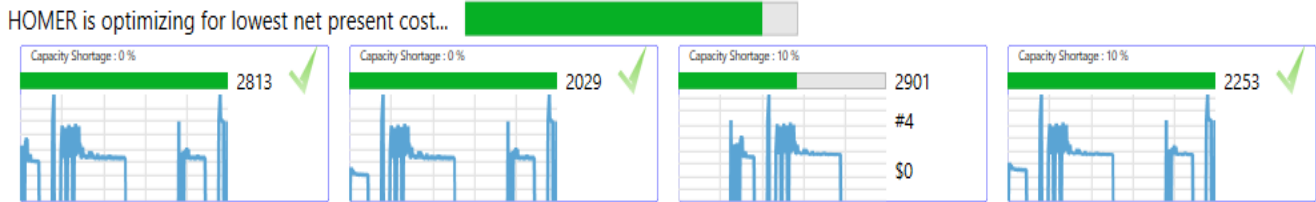


Figura 4. Proceso de optimización y cálculos técnicos, económicos y ambientales en HOMER Pro®.

En el diagrama esquemático de la Figura 5, se observa la propuesta de combinación integral de energía solar fotovoltaica, turbina eólica, grupo electrógeno a diésel, turbina hidráulica y un sistema de banco de baterías. Por lo tanto, se simuló un único escenario para definir la alternativa más viable.

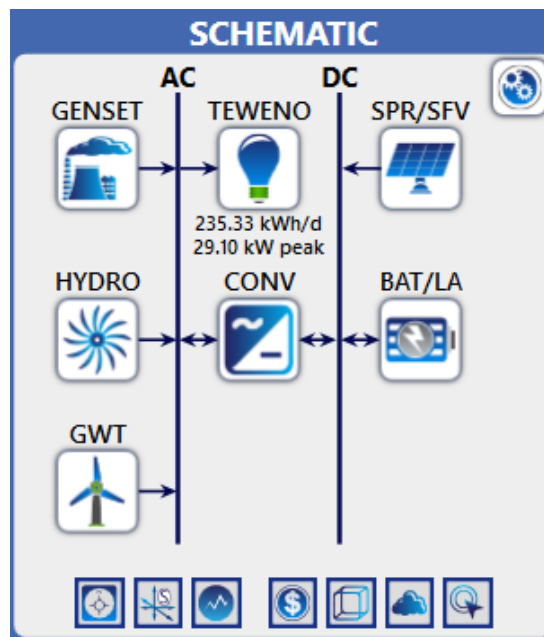


Figura 5. Diagrama esquemático aislado de la comunidad de Teweno.

Componentes del sistema modelado

Red eléctrica pública

Se descarta este componente, no se ingresaron parámetros en el software HOMER Pro®, por tratarse de una microrred aislada del sistema convencional; además, en el perímetro próximo, no existe infraestructura de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. Sin embargo, para el análisis económico, se hace constar que la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, (2023a), resuelve el análisis y acoge el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica, en el que consta el promedio del precio de la electricidad por kWh, fijado en \$0,096 USD en el sector residencial y de \$0,085 USD en los sectores comercial, industrial y otros, tasas que se contrastan con la información publicada por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, (2023b) y el portal Global Petrol Prices, (2024) y se observan en la Figura 6.

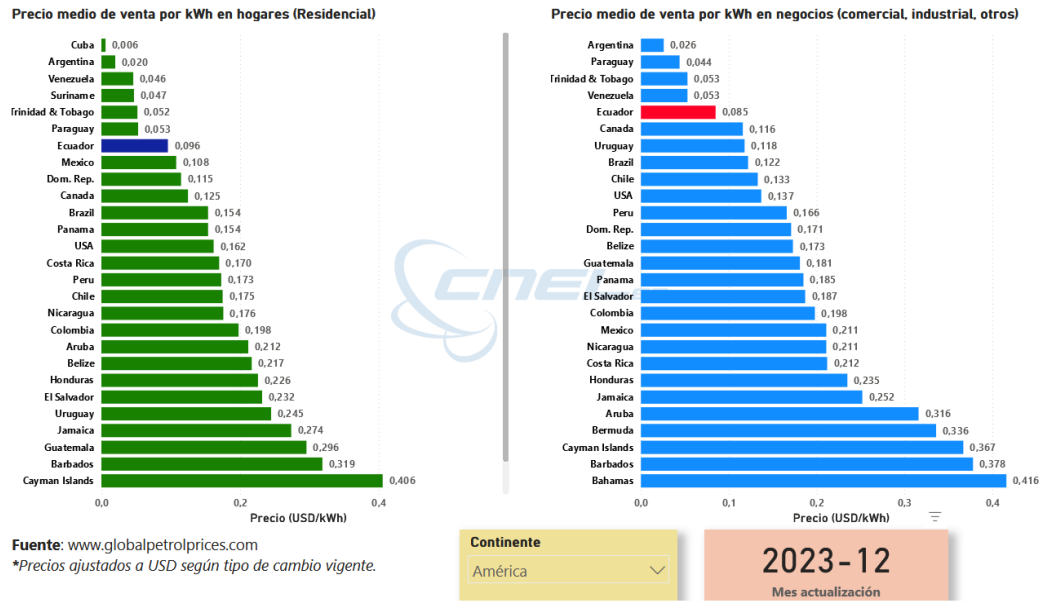


Figura 6. Precios promedio de venta internacional por kWh en los sectores residencial, comercial, industrial y otros. Fuente: Global Petrol Prices, (2024).

Sistema de generación fotovoltaico

En el Ecuador, el coste de un PV SUNPOWER, de silicio monocristalino, se estima en \$0,66 USD W⁻¹, por lo tanto, producir un kW cuesta alrededor de \$660 USD kW⁻¹, para el costo de reposición de un módulo solar se requiere \$220 USD, lo que implica que post instalación el costo disminuya. Además, se fijó en base al estudio del Ministerio de Energías del Estado Plurinacional de Bolivia (2018), el costo de operación y mantenimiento, que corresponde a \$31,19 USD año⁻¹. El tiempo de vida útil, para una funcionalidad óptima es de 25 años. Los módulos solares, de acuerdo con el sitio específico de estudio, tendrán un factor de reducción del 90 %. Para determinar la generación de energía solar, se utilizó la Ec. (1) planteada por Homer Energy, (2024).

$$P_{PV} = P_{pv,STC}(f_{PV}) \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P(T_C - T_{C,STC})] \quad (1)$$

Donde:

$P_{pv,STC}$ = capacidad nominal del sistema de generación fotovoltaico [kW]

f_{PV} = factor de reducción del panel fotovoltaico [%]

G_T = radiación solar incidente en el sistema de generación fotovoltaico (PV) [kW m⁻²]

$G_{T,STC}$ = radiación solar incidente en condiciones estándar en el sistema PV [1 kW m⁻²]

α_P = coeficiente de temperatura [% / °C], proporcionado por el fabricante

T_C = temperatura PV [1 kW m⁻²]

$T_{C,STC}$ = temperatura PV en condiciones estándar [25 °C]

Sistema de generación eólico

La energía eólica, es una de las formas de energía renovable de mayor crecimiento, por su versatilidad en la generación de electricidad a través de aerogeneradores de eje rotacional horizontal HAWT, expresa Basit et al. (2024). A nivel regional en Colombia, Realpe et al., (2012) proponen que el costo de producción por kWh, es de \$0,10 USD, para turbinas con capacidad >1 MW, para áreas aisladas del sistema eléctrico nacional. En el Ecuador, una turbina eólica con arranque moderado de $2,1 \text{ m s}^{-1}$ de 600 W con generador síncrono de imanes permanentes está valorado en \$747,50 USD, para implementar un sistema equivalente o superior a 1 kW para el caso de estudio y considerando las condiciones geográficas, de logística y de instalación se fijó un rubro de \$1.495 USD, mientras que, para efectuar el reemplazo el coste es equivalente a la inversión, para la operación y mantenimiento anual se fijó un valor de \$18,83 USD. La altura del buje se simuló a 17 m y la vida útil del aerogenerador se estimó en 20 años.

Sistema de generación hidráulico

Amano y colaboradores (2019) infieren que el principio de la energía hidroeléctrica es la extracción de energía cinética y potencial de un flujo para convertirla en energía mecánica y luego en energía eléctrica, es así que, para este estudio, de acuerdo con Abbas et al., (2020) se incorporó una turbina horizontal de micro dimensión de Kaplan tipo hélice de 5kW, con una tasa de flujo de $0,015\text{-}0,05 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ y un barraje eléctrico AC. Esta infraestructura demandará un costo capital de \$40.000 USD, el reemplazo de componentes de la turbina se fijó en \$20.000 USD, el costo de mano de obra y mantenimiento será de \$1.200 USD. Se estimó una vida útil de 25 años, con una pérdida de carga de la tubería del 15 %.

Sistema de generación electrógeno de diésel (GED)

De acuerdo con Noa et al., (2018) los grupos electrógenos diésel (GED) son característicos por operar en forma aislada (régimen isla) en los horarios picos cuando existe déficit de generación, particularidad que se ajusta a la zona de estudio, en donde se planificó incorporar un GENSET trifásico cabinado 208V/60Hz con alternador sin escobillas auto excitante, con una potencia estimada de 38 kVA/30 kW que cuente con un sistema de control automático del generador (automatic generator control AGC) que facilite las acciones de supervisión y monitorización de las variables operativas (VO) que inciden con el consumo del combustible que se almacenará en un tanque con capacidad de 73 L (19,28 galones), para el dimensionamiento Global Petrol Prices, (2024a) fijó en Ecuador el precio del diésel, considerando impuestos y subsidios gubernamentales en \$0,47 USD. En cuanto a rubros de instrumentación se demanda un capital inicial y variables de reemplazo por \$6.845,87 USD, además se estimó un costo de operación y mantenimiento por hora, de \$0,12 USD.

Controlador de carga y batería

Según Salas et al., (2006) es un componente esencial de los sistemas fotovoltaicos (SFV) autónomos, es el encargado de transferir la energía desde el módulo solar hacia la batería, evitando condiciones adversas de sobrecarga o sub-carga. De este dispositivo comúnmente, existen dos tipos: Pulse Width Modulation (PWM) y Máximo Power Point Tracking (MPPT), respectivamente el primero presenta una conexión directa con una eficiencia del 70 %, mientras que el segundo busca extraer la máxima potencia del panel mediante algoritmos. Para el caso de estudio, este dispositivo garantizará la regulación de energía. Para

determinar el número de baterías requerido para el banco de almacenamiento del sistema, se aplicará la Ec. (2).

$$N_{bat} = \frac{E_d(n_d)}{V_{bat}(A_h)(DoD)} \quad (2)$$

Donde:

E_d = energía demandada por día

n_d = número de días de autonomía del sistema

V_{bat} = nivel de voltaje nominal de la batería [V]

A_h = capacidad de almacenamiento eléctrico de una batería

DoD = profundidad de descarga [%] en relación con la capacidad total de la batería

Convertidor de potencia

La microrred diseñada se estructura de componentes, anclados en barrajes de CC y CA, que incluyen cuatro tipos de tecnología de generación, destacándose los sistemas de energía solar fotovoltaica, eólica, hidráulica y un grupo electrógeno, que además disponen de almacenamiento de energía en un banco de baterías, las características de este sistema híbrido, convierten al inversor en un componente de gran utilidad por su capacidad de transformación de una tensión de entrada, regularmente en corriente continua (CC) en una tensión simétrica de salida sinusoidal en corriente alterna (CA), su dimensionamiento se establece, al aplicar la Ec. (3).

$$P_{inv} = \frac{E_{L,máx}}{\eta_{dc/ac}} \quad (3)$$

Donde:

P_{inv} = capacidad del convertidor de potencia

$E_{L,máx}$ = demanda máxima de energía, requerida para la carga [Wh]

$\eta_{dc/ac}$ = eficiencia de conversión

Enfoque ELECTRE

El método multicriterio ELECTRE (ELimination Et Choix Traduisant la REalite), una solución propuesta por Beccali et al., (1998), en este caso de estudio, permitirá seleccionar la alternativa más adecuada frente a las características de oferta y demanda, aspectos que se gestionan a través de modelos matemáticos. Esta técnica (MCDM) proporciona una amplia gama de aplicaciones en áreas como ingeniería, economía, negocios, gestión ambiental, entre otras. Para el análisis del escenario planteado en HOMER PRO®, se aplican las directrices planteadas por Taherdoost & Madanchian, (2023) para la determinación de concordancias y discordancias.

Secuencia de pasos del MCDM ELECTRE I

En el enfoque ELECTRE I, el paso 1 contempla, la normalización vectorial de la matriz de decisión $n \times m$, por lo tanto, la matriz de decisión X , se observa en la Ec. (4).

$$X = [x_{11} \cdots x_{1m} \vdots \vdots x_{n1} \cdots x_{nm}]_{n \times m} \quad (4)$$

Esta etapa es similar en el método TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution), los atributos, adoptan escalas comparables, aplicando la Ec. (5). Esto hace que todos los atributos sean equivalentes en términos de longitud vectorial.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{j=1}^m x_{ij}^2}} \quad (5)$$

El paso 2, corresponde a la construcción de la matriz normalizada de ponderación (V), esta acción también presenta patrones similares a TOPSIS, se agregan las ecuaciones Ec. (6) y Ec. (7)

$$V = (v_{ij})_{n \times m} \quad (6)$$

$$\text{donde } v_{ij} = w_j r_{ij} \quad (7)$$

Para el paso 3, se establecen los conjuntos de concordancia y discordancia, para ello se procede a separar los criterios de decisión establecidos en dos subconjuntos distintos (C_{kl} (Concordancia) y D_{lk} (Discordancia): $l \neq k$) para cada par de alternativas. Es decir, cuando se consideran dos alternativas, estas se comparan en simultáneo dependiendo del tipo de criterio (costo o beneficio), en función de la superioridad o inferioridad, generalmente los conjuntos, son estructurados como:

$$C_{kl} = \{j | v_{ij} \geq v_{lj}\}$$

$$D_{kl} = \{j | v_{kj} < v_{lj}\} = J - C_{kl}$$

Continuando con la aplicación de ELECTRE I, en el paso 4, se construye la matriz de concordancia, posterior a la identificación de los conjuntos de concordancia y discordancia, la sumatoria de las ponderaciones normalizadas, son consideradas índice de concordancia, se aplica el método simple de la Ec. (8), aunque otros autores, recomiendan otras operaciones algebraicas.

$$C_{kl} = \sum_{J \in C_{kl}} w_j \quad (8)$$

Para la matriz C de concordancia general (no simétrica), se muestra como:

$$C = [-c_{12} \cdots c_{1n} \quad c_{21} \quad - \cdots c_{2m} \quad \vdots \vdots \vdots \quad c_{m1} \cdots c_{m(m-1)} \quad -] \quad (9)$$

En el paso 5 se debe construir la matriz de discordancia, en este apartado previamente es necesario determinar el grado de importancia de una alternativa, entre regular y malo (considerando los pares de alternativas), por lo tanto, para calcular este índice se emplea la Ec. (10).

$$d_{kl} = \frac{|v_{kj} - v_{lj}|}{|v_{kj} - v_{lj}|} \quad (10)$$

La matriz D de discordancia, se construye de forma similar a la matriz de concordancia:

$$D = [-d_{12} \cdots d_{1n} \ d_{21} \ - \cdots \ d_{2m} \ \vdots \ \vdots \ \vdots \ d_{m1} \ \cdots \ d_{m(m-1)} \ -] \quad (11)$$

En esta matriz, los valores más altos d_{kl} muestran que A_k es menos favorable que A_l para los criterios de discordancia. Por el contrario, los valores más bajos implican que A_k es favorable para A_l . Esta matriz d_{kl} contiene valores entre 0 y 1.

En el paso 6 se realiza la determinación de la matriz del índice de concordancia (dominancia), en este paso se considera un valor umbral para el índice de concordancia. Es decir, basándose en dicho valor umbral, se puede determinar si A_k tiene dominio sobre A_l , cuando C_{kl} excede al menos un cierto valor para el umbral (\underline{C}). Es decir, que:

$$C_{kl} \geq \underline{C}$$

$$\underline{C} = \sum_{k=1}^m \sum_{l=1, l \neq k}^m \frac{C_{kl}}{m(m-1)} \quad (12)$$

Normalmente se puede inferir que el umbral es 0,7. Entonces la matriz *bloomlean* F, se construye a partir de los siguientes elementos, considerando que cada valor para los elementos de la matriz significa, el dominio de una alternativa con respecto a otra.

$$f_{kl} = 1 \text{ si } C_{kl} \geq \underline{C}$$

$$f_{kl} = 0 \text{ si } C_{kl} < \underline{C}$$

En el paso 7 se realiza la determinación de la matriz del índice de discordancia (dominancia), similar al paso anterior, se realiza el proceso de construcción de la matriz G de discordancia (dominancia), también se considera un valor umbral como:

$$\underline{d} = \sum_{k=1}^m \sum_{l=1, l \neq k}^m \frac{d_{kl}}{m(m-1)} \quad (13)$$

Entonces \underline{d} puede asumir usualmente un valor de 0,3, donde los elementos de la matriz son:

$$g_{kl} = 1 \text{ si } d_{kl} \leq \underline{d}$$

$$g_{kl} = 0 \text{ si } d_{kl} > \underline{d}$$

En el paso 8, se realiza la determinación de la matriz de dominancia agregada, contempla la combinación de las matrices f y G ; y, el cálculo de la intersección de las matrices F y G denominadas Matriz de Dominancia Agregada (E) con elementos e_{kl} que se obtienen de la multiplicación de f_{kl} y g_{kl} .

$$e_{kl} = f_{kl} \times g_{kl} \quad (14)$$

En el paso 9 se eliminan las alternativas menos favorables, el orden de preferencia parcial de las alternativas se da en la matriz E . Es decir:

- Si $e_{kl} = 1$, para criterios de concordancia y discordancia A_k son preferidos para A_i , es importante señalar que A_k puede estar dominado por otras alternativas. Por lo tanto, se deben considerar otras condiciones integrales, para concluir que A_k no está dominado en su totalidad por el procedimiento ELECTRE. Estas condiciones son las siguientes:
- $e_{kl} = 1$ al menos para l
- $e_{il} = 0$ para i

En estas condiciones, por lo tanto $k \neq l, i \neq k, i \neq l, l \& i = 1, 2, \dots, m$.

Criterios de Evaluación de la Fiabilidad (MTBF) y Disponibilidad (MTTR) de la Microrred

Empleando la metodología de Smith (2022), se identificarán los componentes críticos que involucren posibles fallas en el sistema; y, los tiempos entre fallas y de reparación MTBF/MTTR, siguiendo el protocolo de *ELECTRE*, para ello se aplicarán las ecuaciones Ec. (15), Ec. (16) y Ec. (17)

$$MTBF = \frac{(T_D - T_M)}{P} \quad (15)$$

$$MTTR = \frac{T_M}{P} \quad (16)$$

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (17)$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para el análisis de caso, Castillo & Zhangallimbay (2021) determinan que, en Ecuador, así como en otros países de América Latina, se emplea una tasa fija de descuento, por lo general del 12 %, por lo tanto, con fines investigativos, se asume esta apreciación para proyectos de inversión. De acuerdo con los Indicadores Económicos del Banco Central del Ecuador, (2024), la variación mensual del IPC fue de 0,93 % (inflación). Se asigna un horizonte de vida de 25 años para la microrred, en esta sección se presenta el resultado para un sistema híbrido propuesto mediante simulación en el software *HOMER PRO®*, se considera un único escenario para el estudio, se seleccionó el mejor criterio utilizando el enfoque *ELECTRE*.

Los resultados de los escenarios se clasificaron en aspectos económicos, técnicos y ambientales como criterios principales del método de toma de decisiones multicriterio *ELECTRE*. En los aspectos económicos, se consideraron para los dos casos de sensibilidad el valor neto actual (NPC), el costo nivelado de la energía (COE), el capital inicial (IC) y el costo de operación (OpC). De manera similar, los aspectos técnicos incluyeron la producción de energía, estrategias de despacho y la escasez de capacidad. Lo que corresponde a los aspectos ambientales, la huella de factores de contaminación registra 0 kg año⁻¹ de emisiones de dióxido de carbono, monóxido de carbono, hidrocarburos no quemados, material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno, lo que deriva en un sistema híbrido netamente renovable. En la Tabla 3, se proporciona el resumen de resultados de optimización simulados en *HOMER PRO®*.

Tabla 3. Optimización de resultados, con escasez de capacidad del 0 % y 10 %

Escenario 1 (E1), con escasez de capacidad del 0 %										
Architecture							Cost			
SPR/SFV (kW)	GWT	GENSET (kW)	BAT/LA	HYDRO (kW)	CONV (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$ yr ⁻¹)	Initial capital (\$)
29,2			160	5,49	22,0	CC	\$220.632	\$0,304	\$12.924	\$111.532
29,5	1		158	5,49	23,2	CC	\$222.655	\$0,307	\$12.982	\$113.065
19,2		33,33	86	5,49	14,2	LF	\$407.461	\$0,562	\$11.838	\$307.534
19,2	1	33,33	84	5,49	14,2	LF	\$409.111	\$0,564	\$11.921	\$308.477
Escenario 2 (E2), con escasez de capacidad del 10 %										
20,9			68	5,49	11,3	CC	\$148.425	\$0,221	\$8.494	\$76.725
21,3	1		68	5,49	11,7	CC	\$150.791	\$0,225	\$8.554	\$78.582
19,2		33,00	86	5,49	14,2	LF	\$407.461	\$0,562	\$11.838	\$307.534
19,2	1	33,00	84	5,49	14,2	LF	\$409.111	\$0,564	\$11.921	\$308.477

Selección del mejor escenario utilizando MCDM

Enfoque crítico

Para los factores económicos, se aplicó la técnica de normalización directa e inversa, por lo tanto, se consideró como mejor opción el escenario E1 para los subcriterios NPC, COE, costo operativo y capital inicial, con la deducción de que menor es mejor. Para las cuestiones técnicas el valor superior de producción de energía se consideró el mejor escenario y la escasez de capacidad se consideró el peor escenario. Finalmente, de acuerdo con la clasificación neta superior E1, tiene la mayor puntuación es decir 7,74 vs 7,51 puntos, de acuerdo con los criterios de maximización y minimización empleados, respecto de E2; según se presenta en la Tabla 4 y Figura 7.

Tabla 4. Casos de sensibilidad, con escasez de capacidad del 0 % (E1) y 10 % (E2) respectivamente

Architecture							Cost			
SPR/SFV (kW)	GWT	GENSET (kW)	BAT/LA	HYDRO (kW)	CONV (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)
29,2			160	5,49	22,0	CC	\$220.632	\$0,304	\$12.924	\$111.532
20,9			68	5,49	11,3	CC	\$148.425	\$0,221	\$8.494	\$76.725

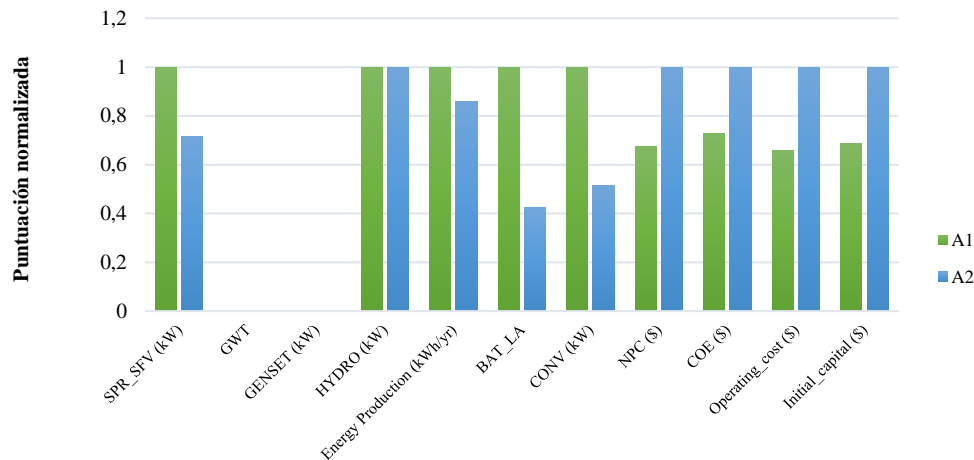


Figura 7. Comparativa de ponderaciones calculadas de los casos de sensibilidad, enfoque crítico.

Análisis del mejor escenario *ELECTRE*

A través del software HOMER PRO®, se simuló un único caso, compuesto por todas las tecnologías posibles de generación de energía eléctrica que pudiesen implementarse en la zona de estudio y los resultados se analizaron empleando enfoques MCDM Crítico – *ELECTRE*, por lo tanto, estos se categorizaron en cuantificaciones económicas, técnicas y ambientales. Los resultados mostraron que el escenario 1 es idóneo. La arquitectura del sistema ganador, está compuesta por un sistema de generación fotovoltaico con capacidad de 29,2 kW y una producción total de 60,38 kWh año⁻¹; una capacidad de generación hidroeléctrica de 5,49 kW y una producción total de 61,36 kWh año⁻¹; un sistema de almacenamiento compuesto por 160 celdas (*strings* en paralelo) con autonomía de 9,80 horas y capacidad nominal de 160 kWh, se estima que ingresarán al banco de baterías 23,51 kWh año⁻¹ y se despachará 18,87 kWh año⁻¹, con pérdidas de hasta 4,71 kWh año⁻¹ y una expectativa de vida de 6,07 años, que podría expandirse con acciones de mantenimiento programado; el convertidor del sistema tendrá una capacidad de 22 kW indistintamente para inversión y rectificación, los factores de capacidad se establecen en 17,5 % para inversión y 4,49 % para rectificación.

En esta microrred que requiere 235 kWh día⁻¹, con un pico de 29 kW, para el sistema propuesto, los resultados mostraron que el consumo de la carga en el barraje de corriente alterna (CA) es de 85.844 kWh año⁻¹ que representa el 100 %. La aportación de la energía solar fotovoltaica es de 60.380 kWh año⁻¹ con un factor de capacidad de 23,6 % durante 4.380 horas año⁻¹ de operación; y, la contribución del generador hidroeléctrico es de 61.358 kWh año⁻¹, con un factor de capacidad del 128 % durante 8.760 horas año⁻¹ de operación. En la Figura 8, se muestra la participación de cada componente en el sistema híbrido aislado de la red convencional, que satisface la carga propuesta, el mayor aporte a la producción de energía corresponde al generador hidroeléctrico con el 50,4 %, seguido del sistema fotovoltaico con 49,6 %, que representa en el componente de generación un total de 121.738 kWh año⁻¹.

El exceso de generación eléctrica del sistema es de 29.017 kWh/año, lo que representa un 23,8 % de la generación total. Este excedente de electricidad, resulta ventajoso porque puede permitir la incorporación de una carga adicional. Después de todo, no existe escasez de capacidad, ni carga eléctrica insatisfecha en el sistema.

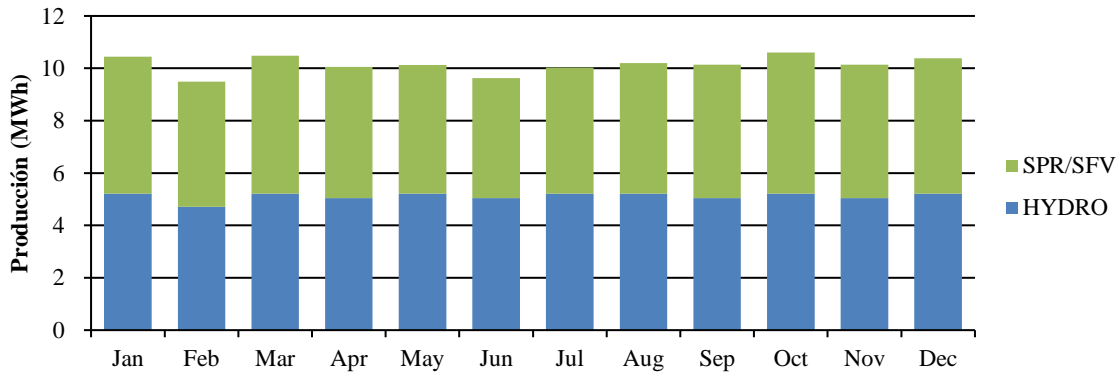


Figura 8. Generación eléctrica mensual para el sistema propuesto [MWh].

Energía solar fotovoltaica

La capacidad nominal de la energía solar fotovoltaica propuesta es de 29,2 kW, con una potencia de salida media de 6,89 kW y 165 kWh día⁻¹. La producción anual de energía solar fotovoltaica se estimó en 60.380 kWh, además el tiempo de operación se estimó en 4.380 horas año⁻¹. La producción de energía solar fotovoltaica durante el día, suele establecerse entre las 06:00 a.m. y las 18:00 p.m., como se ilustra en la Figura 9. El costo de capital requerido para implementar este sistema al complejo híbrido es de \$19.271,59 USD, con un costo anual de operación y mantenimiento de \$7.687 USD. El sistema fotovoltaico por sí solo presentó un costo nivelado de 0,0529 \$ kWh⁻¹.

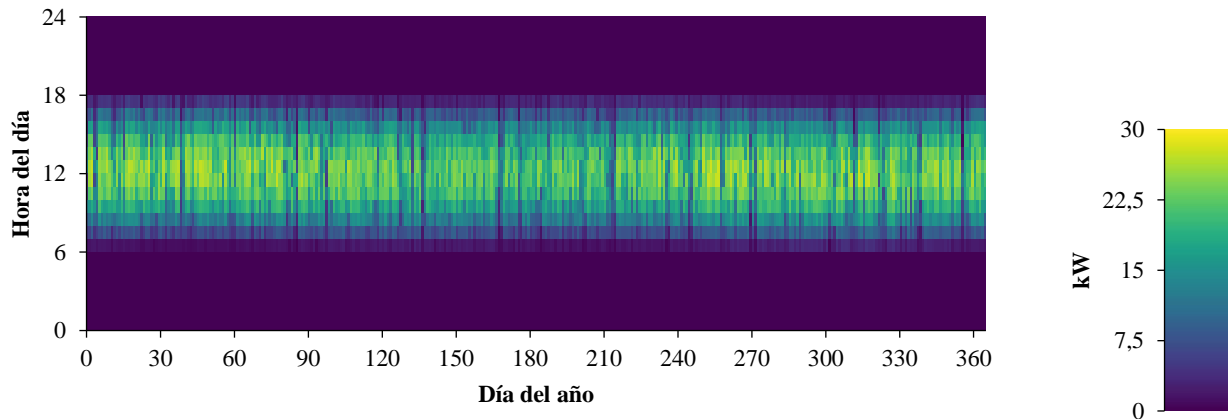


Figura 9. Rendimiento solar fotovoltaico diario

Energía hidroeléctrica

La capacidad nominal de la energía hidroeléctrica propuesta es de 5,49 kW, con una potencia de salida media de 7 kW. La producción de energía hidráulica se estimó en 61.358 kWh año⁻¹, además el tiempo de operación se estimó en 8.760 horas año⁻¹, como se ilustra en la Figura 10. El costo de capital requerido para implementar este sistema de generación renovable al complejo híbrido es de \$40.000 USD, con un costo anual de operación y mantenimiento de \$10.129,75 USD. El sistema hidro energético aislado presentó un costo nivelado de 0,0968 \$ kWh⁻¹.

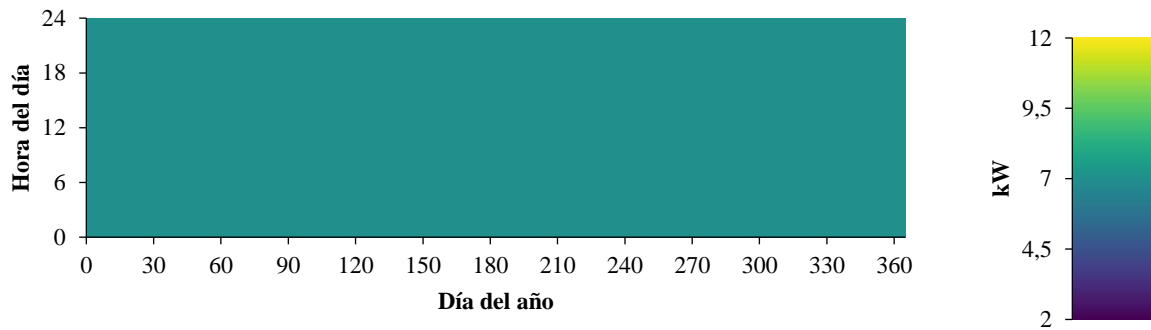


Figura 10. Rendimiento diario del generador hidroeléctrico.

Inversor de potencia del SFV

La capacidad nominal del convertidor propuesto es de 22 kW, con una potencia de salida media de 3,86 kW y una potencia de salida máxima de 22 kW. Los resultados simulados han demostrado que el factor de capacidad del sistema es de 17,5 % con un tiempo de operación de 5.965 horas año⁻¹. La entrada y salida de energía por año a través del convertidor se estimó en 35.597 kWh y 33.817 kWh respectivamente, lo que representaría 1.780 kWh de pérdidas. El capital requerido, los egresos por sustitución de equipos e instrumentación y el costo de operación y mantenimiento del inversor de potencia, durante toda la vida útil del proyecto se estimaron en \$8.099,92 USD, \$1.700,26 USD y \$7.396,78 USD respectivamente.

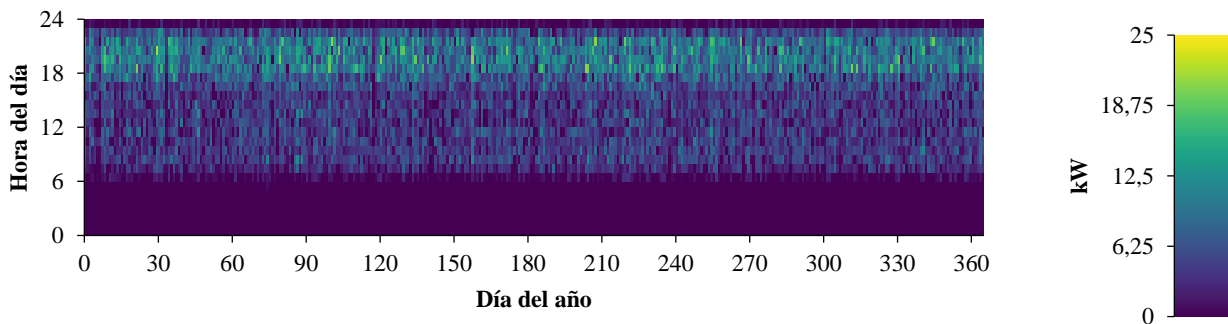


Figura 11. Rendimiento diario del inversor de potencia del sistema fotovoltaico.

Resumen financiero

El sistema óptimo requiere un costo capital inicial de \$111.532 USD. Los costos: actual neto (NPC) y operativo, se estimaron en \$220.632 USD y \$12.924 USD respectivamente. El costo nivelado de la electricidad (COE) se estimó en \$0.304 USD kWh⁻¹. Por lo tanto, la inversión inicial se verá compensada con los ingresos producto del alojamiento de turistas nacionales y extranjeros, el proyecto de energías renovables (ER), es económicamente viable, considerando que el valor presente neto (NPC) es positivo, lo que significa que, al descontar los flujos de caja futuros al valor presente, el proyecto generará un valor superior al inicialmente invertido. Además, el costo de energía producido (COE) en estos sectores aislados es competitivo, no representa un riesgo, considerando lo estipulado por el International Renewable Energy Agency, (2023a) que fijó costos nivelados de electricidad según el tipo de tecnología, tomándose la hidro generación en \$0,061 USD y la solar PV en \$0,049 USD, representando el 36,18% del COE, siendo el 63,82% el rubro correspondiente al banco de baterías equivalente a \$0,194 USD. Por otro lado, los costos operativos determinados son manejables y no representan una amenaza para la viabilidad del proyecto.

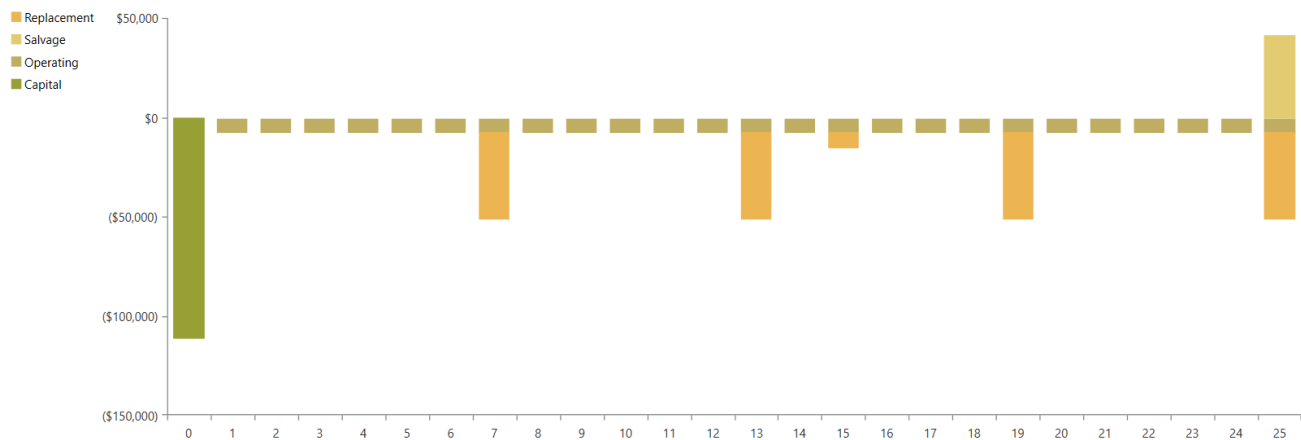


Figura 12. Sensibilidad financiera en la implementación de la microrred.

Enfoque de componentes críticos

En la Tabla 5, los criterios de evaluación de la fiabilidad (MTBF) y disponibilidad (MTTR) de la Microrred, demuestran que el Inversor, es el componente más crítico, debido a su bajo índice MTBF, alto impacto en el sistema y el mayor tiempo de inactividad proyectado para 25 años de vida útil. La turbina hidráulica y el generador, también se consideran críticos, un fallo en cualquiera de estos mecanismos impactaría sustancialmente la generación hidroeléctrica. El SFV y el banco de baterías, por su parte, son menos críticos, ya que exteriorizan índices MTBF superiores y reducidos ciclos de inactividad total.

Tabla 5. Criterios de evaluación MTBF y MTTR de la microrred eléctrica aislada.

Componente	MTBF (años)	MTTR (días)	Probabilidad de falla	TIE/25 años (días)	Disponibilidad	Impacto en el sistema	Costo de reparación
Paneles PV	25	1	0,040	1 día	96,15%	Bajo	Bajo
Inversor	5	2	0,200	10 días	71,43%	Alto	Medio
Batería	10	1	0,100	2,5 días	90,91%	Medio	Medio
Convertidor DC/AC	15	1,5	0,066	2,48 días	90,91%	Alto	Alto
Turbina hidráulica	25	3	0,040	3 días	89,29%	Alto	Alto
Generador	12	3	0,083	6,23 días	80,00%	Alto	Alto

CONCLUSIONES

Los sistemas híbridos de energía renovable han demostrado ser confiables para proporcionar un suministro eléctrico continuo, a pesar de su dependencia a múltiples factores y/o recursos naturales que presentan ciertas intermitencias. En este estudio, un sistema de energía híbrido aislado de la red tiene como objetivo abordar los problemas de electricidad y satisfacer la demanda existente en la comunidad de Teweno, para ello se consideraron recursos de energía renovable (solar fotovoltaica, eólica, hidráulica), diésel y un banco de baterías para el diseño y simulación en este entorno rural.

En este artículo, se consideró un único escenario combinado, de energía híbrida, aislada de la red convencional, acoplándose dos barrajes en CA y CC, respectivamente en el primero se dispusieron la turbina eólica e hidráulica, el grupo electrógeno y la carga del sistema; en el segundo se acoplaron el sistema solar fotovoltaico y el banco de baterías. Entre los barrajes se dispuso un conversor de potencia. En la simulación de los escenarios con escasez de capacidad predefinidos entre el 0 % y 10 %, se utilizó la herramienta de modelado HOMER PRO®, los resultados obtenidos, se clasificaron en tres perspectivas (económica, técnica

y ambiental). Estas derivaciones se analizaron para determinar la mejor combinación utilizando el enfoque multicriterio *ELECTRE*, se demostró que, aplicando criterios de maximización y minimización, con una puntuación normalizada entre las alternativas A1 y A2, que el escenario viable corresponde a (A1), compuesta por una combinación solar fotovoltaica e hidráulica, con el banco de baterías y el convertor de potencia.

La adición del grupo electrógeno de diésel en los escenarios 1 y 2 con escasez de capacidad predefinidos entre el 0 % y 10 %, para las alternativas A3 y A4, muestra un incremento de NPC respectivamente de \$407.461 USD y \$409.111 USD, con inversiones iniciales entre \$307.534 USD y \$308.477 USD. Esto seguramente se deba al coste del combustible. Por lo tanto, no es económicamente viable.

Aunque las alternativas A3 y A4, tienen un costo operativo menor que bordea entre los \$11.838 USD y los \$11.921 USD, no resultan viables, pues el COE incrementa para cada caso entre \$0,562 USD y \$0,564, lo que representa un coste superior de la electricidad, al fijado por ARCERNNR de \$0,096 USD en el sector residencial y \$0,085 USD en los sectores comercial, industrial y otros.

En términos ambientales, la alternativa A1, es la más viable pues no se registran emisiones de CO₂, CO, UHCs, PM, SO₂ y NO_x. Lo contrario ocurre con la alternativa A4, donde los índices de contaminación anuales son de 6.753 kg de CO₂, 42,6 kg de CO, 1,86 kg de UHCs, 0,258 kg de PM, 16,5 kg de SO₂ y 40 kg de NO_x.

El sistema propuesto, tiene un excedente anual de energía de 29.017 kWh, que podría transaccionar con el Sistema Nacional Interconectado, a través de medición neta que aún no se ha incorporado en la zona de estudio. Como alcance a futuro, se espera efectuar una medición real de la demanda de electricidad, conforme el comportamiento de los usuarios, para la estratificación y optimización, por zonas.

El modelamiento del sistema híbrido aislado en HOMER PRO®, facilitó el análisis de dos casos de sensibilidad, con optimización de resultados en base a parámetros de escasez de capacidad predefinidos entre el 0 % y 10 %, debido al déficit derivado entre la capacidad de explotación y el funcionamiento del sistema, se estableció la necesidad de una arquitectura combinada de generación fotovoltaica (29,2 kW) e hidráulica (5,49 kW), con el acoplamiento de un banco de 160 baterías para el almacenamiento de electricidad y un convertor de potencia (22 kW), lo que conllevó a establecer una inversión, con un capital inicial de \$111.532 USD, costos operativos anuales por \$12.924 USD y un costo presente neto de \$220.632 USD durante el ciclo de vida del sistema, que se fijó en 25 años; logrando así un costo nivelado de la electricidad (COE) de \$0,304 USD, para una producción anual de 121.738 kWh, con un excedente de 29.017 kWh.

LITERATURA CITADA

- Abbas, A. I., Qandil, M. D., Al-Haddad, M., & Amano, R. S. (2020). Investigation of Horizontal Micro Kaplan Hydro Turbine Performance Using Multi-Disciplinary Design Optimization. *Journal of Energy Resources Technology*, 142(5). <https://doi.org/10.1115/1.4045821>
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023a). *Resolución Nro. ARCERNNR-034/2023*.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023b). *Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica*.

- Amano, R., Qandil, M., Abbas, A., & Al-Haddad, M. (2019, January 7). Performance Investigation of Very-Low-Head Kaplan Hydro-Turbines. *AIAA Scitech 2019 Forum*. <https://doi.org/10.2514/6.2019-0241>
- Banco Central del Ecuador. (2024). *Boletín mensual de inflación*. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Notas/Inflacion/inf202410.pdf>
- Barco, J., Córdoba, A., Escobar, E., Pantoja, A., & Caicedo, E. (2022). Optimal sizing of a grid-connected microgrid and operation validation using HOMER Pro and DlgSILENT. *Scientia et Technica*, 27(1), 28–34. <https://doi.org/10.22517/23447214.24965>
- Barrozo, A., Valencia, G., Obregon, L., Arango, A., & Núñez, R. (2020). Energy, Economic, and Environmental Evaluation of a Proposed Solar-Wind Power On-grid System Using HOMER Pro®: A Case Study in Colombia. *Energies*, 13(7), 1662. <https://doi.org/10.3390/en13071662>
- Basit, A., Sarosh, A., Ahmed, O. A. A., Shuaib, H., & Khan, A. R. (2024). Performance Characterization of EEEEC (Eolic Energy Unit) for Horizontal Axis Wind Turbine. In *Proceedings of the First International Conference on Aeronautical Sciences, Engineering and Technology* (pp. 302–310). Springer Nature Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-99-7775-8_32
- Bazzaz, F. (1996). *Plants in Changing Environments: Linking Physiological, Population and Community Ecology* (Primera edición). Cambridge University Press.
- Beccali, M., Cellura, M., & Ardente, D. (1998). Decision making in energy planning: the ELECTRE multicriteria analysis approach compared to a FUZZY-SETS methodology. *Energy Conversion and Management*, 39(16–18), 1869–1881. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(98\)00053-3](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(98)00053-3)
- Campoverde, J., Naula, F., Coronel, K., & Romero, A. (2018). El cambio de la matriz energética en Ecuador; una perspectiva de su realidad. *Revista Acordes*, 8, 15–47.
- Castillo, J., & Zhangallimbay, D. (2021). La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el Ecuador. *Revista de La Comisión Económica Para América Latina y El Caribe*, 134, 77–98. <https://repositorio.cepal.org/entities/publication/641d0a9b-d2e6-40d7-b482-1c52b961157a>
- Deshmukh, M. K., & Singh, A. B. (2019). Modeling of Energy Performance of Stand-Alone SPV System Using HOMER Pro. *Energy Procedia*, 156, 90–94. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.100>
- Fundación Alejandro Labaka. (2024). *Pueblos en aislamiento voluntario*. <https://www.fundacionlabaka.org/index.php/proyectos/pueblos/53-pueblos-en-aislamiento-voluntario>
- Global Petrol Prices. (2024a, August 22). *Diesel prices, liter, 19-Aug-2024*. https://www.globalpetrolprices.com/diesel_prices/
- Global Petrol Prices. (2024b, August 24). *Ecuador fuel prices, electricity prices*. <https://www.globalpetrolprices.com/Ecuador/>
- González, M., Jurado, E., González, S., Aguirre, Ó., Jiménez, J., & Navar, J. (2003). Cambio Climático Mundial: Origen y Consecuencias. *Ciencia UANL*, VI(003). <https://www.redalyc.org/pdf/402/40260313.pdf>

- Homer Energy. (2024a, August 13). *HOMER Pro*. <https://homerenergy.com/products/pro/index.html>
- Homer Energy. (2024b, August 24). *Homer Pro 3.15. How HOMER Calculates the PV Array Power Output*. https://homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html
- Instituto Geográfico Militar. (2013). *Capas de Información Geográfica Básica (Codificación UTF-8)*. <https://www.geoportaligm.gob.ec/portal/index.php/cartografia-de-libre-acceso-escala-50k/>
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. (2024). *Boletín Técnico Nacional: CENSO ECUADOR 2022*. https://inec.censoecuador.gob.ec/public/Boletin_Nacional.html
- International Renewable Energy Agency. (2023a). *Renewable Power Generation Cost in 2022*. IRENA.
- International Renewable Energy Agency. (2023b). *World Energy Transitions Outlook 2023 1.5°C Pathway*. IRENA.
- Mann, M. E., Bradley, R. S., & Hughes, M. K. (1998). Global-scale temperature patterns and climate forcing over the past six centuries. *Nature*, 392(6678), 779–787. <https://doi.org/10.1038/33859>
- Miller, G., & Spoolman, S. (2021). *Living in the Environment* (20th ed.). Cengage.
- Ministerio de Energía y Minas de Ecuador. (2024). *Plan Maestro de Electricidad 2023-2032*. <https://www.rekursyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- Ministerio de Energías del Estado Plurinacional de Bolivia. (2018). *Estudio de determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en Energías Alternativas*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources. (2022). *Data Access Viewer (DAV): Climate Design Conditions*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Noa, A., Montero, R., Legrá, A., Reyes, A., & Maresma, D. (2018). Comportamiento operacional de grupos electrógenos: particularidades del índice de consumo específico de combustible. *Ingeniería Mecánica*, 21(1), 19–27.
- Organización de las Naciones Unidas. (2023). *Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2023: Edición Especial*. Naciones Unidas. <https://www.un-ilibrary.org/content/books/9789210024938/read>
- Organización Latinoamericana de Energía. (2023). *Panorama Energético de América Latina y El Caribe* (1st ed.). OLADE. <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/12/PANORAMA-2023.pdf>
- Rahmat, M. A. A., Abd Hamid, A. S., Lu, Y., Ishak, M. A. A., Suheel, S. Z., Fazlizan, A., & Ibrahim, A. (2022). An Analysis of Renewable Energy Technology Integration Investments in Malaysia Using HOMER Pro. *Sustainability*, 14(20), 13684. <https://doi.org/10.3390/su142013684>
- Realpe, A., Diazgranados, J., & Acevedo, T. (2012). Electricity Generation and Wind Potential Assessment in Regions of Colombia. *DYNA*, 79(171), 116–122.
-

- Salas, V., Olías, E., Barrado, A., & Lázaro, A. (2006). Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *90*(11), 1555–1578. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2005.10.023>
- Singh, A., Baredar, P., & Gupta, B. (2015). Computational Simulation & Optimization of a Solar, Fuel Cell and Biomass Hybrid Energy System Using HOMER Pro Software. *Procedia Engineering*, *127*, 743–750. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.11.408>
- Smith, D. (2022). *Reliability, Maintainability and Risk: Practical Methods for Engineers* (10th ed.). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2021-0-00257-1>
- Taherdoost, H., & Madanchian, M. (2023). A Comprehensive Overview of the ELECTRE Method in Multi Criteria Decision-Making. *Journal of Management Science & Engineering Research*, *6*(2), 5–16. <https://doi.org/10.30564/jmser.v6i2.5637>
- The National Aeronautics and Space Administration. (2024, August 13). *Temperatura Global*. <https://climate.nasa.gov/en-espanol/signos-vitales/temperatura-global/?intent=111>

BIODATA

Frank Vladimir Lliguicota Fernández: Estudiante de ingeniería en electricidad en la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador. Investigador en el área de sistemas eléctricos de potencia, energías renovables y transiciones energéticas. presidente ejecutivo de la rama estudiantil IEEE, miembro del IEEE Consultants Network e IEEE Education Society.

Yadyra Monserrath Ortíz González: Docente contratada en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Electricidad de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador. Candidata PhD en el programa de Doctorado en Avances en Ingeniería de los Materiales y Energías Sostenibles en la Universidad de Jaén, España. Máster en Ingeniería Energética y Ambiental, Politécnico de Leiria, Portugal, octubre 2017. Ingeniera eléctrica, Universidad de Cuenca, Ecuador, abril 2015. Autora de diversas publicaciones: "Recent Advances in Thermal Management Strategies for Lithium-Ion Batteries: A Comprehensive Review" y "Survey of Optimization Techniques for Microgrids Using High-Efficiency Converters", entre otras.

Danner Anderson Figueroa Guerra: Docente contratado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Electricidad de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador. Máster en Electricidad mención en Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador, noviembre 2022. Ingeniero eléctrico, Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador, diciembre 2020. Especialización en Energías Renovables y Sistemas Eléctricos, Electricidad y Electrónica Aplicada, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 2024. Autor de publicaciones como: "Application of a machine learning based optimization algorithm in the prediction of photovoltaic generation", 2024, entre otras.

Jonathan David Coveña Rosado: Estudiante de ingeniería en electricidad, Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador. Miembro del IEEE Student Branch UTEQ, Ecuador.

Kenneth David Chiriboga Triviño: Estudiante de ingeniería en electricidad, Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador. Miembro del IEEE Student Branch UTEQ, Ecuador.

Santiago Fabricio Torres Vacacela: Estudiante de ingeniería en electricidad, Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador.