Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

CC BY NC SA

Periodicidad: Trimestral Enero-Marzo, Volumen: 4, Número: 1, Año: (2026) páginas 1-20

Integración de energías renovables en redes eléctricas de distribución

Integration of Renewable Energy in Electrical Distribution Networks

Autor

Linda Rossmery Chunga Baque

lindachunga9@gmail.com

https://orcid.org/0009-0006-5939-4835

Universidad Politécnica Estatal del Carchi

Tulcán – Ecuador

Fecha de recepción: 2025-11-05

Fecha de aceptación: 2025-12-05

Fecha de publicación: 2026-01-05

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Resumen

La integración de energías renovables en redes eléctricas de distribución constituye un desafío estratégico debido a la intermitencia de la generación solar y eólica, las limitaciones de infraestructura y la estabilidad operativa del sistema. El objetivo de esta investigación fue analizar la integración de energías renovables en redes de distribución, evaluando su incidencia en la eficiencia operativa, la estabilidad del sistema y la reducción de pérdidas técnicas. La metodología se sustentó en un enfoque cuantitativo, no experimental y longitudinal, mediante información de organismos como IRENA, IEA, CENACE y ARCERNNR. Se aplicaron métodos estadísticos como correlación de Pearson, regresión lineal múltiple, series temporales y análisis geoespacial. Los principales resultados evidencian un incremento progresivo de la capacidad renovable instalada, una disminución de pérdidas técnicas y una correlación negativa significativa entre ambas variables ($r = -0.87$). Asimismo, se determinó que la inversión tecnológica, el almacenamiento energético y la generación distribuida influyen de manera directa en la eficiencia del sistema, mientras que existen territorios con alto potencial de expansión renovable. Se concluye que la integración renovable mejora la eficiencia operativa del sistema eléctrico, aunque persisten limitaciones estructurales y regulatorias que condicionan su expansión sostenible.

Palabras clave: energías renovables, redes eléctricas, generación distribuida, eficiencia energética, sistemas de distribución.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Abstract

The integration of renewable energy into electrical distribution networks represents a strategic challenge due to the intermittency of solar and wind generation, infrastructure limitations, and system operational stability. The objective of this study was to analyze renewable energy integration in distribution networks, assessing its impact on operational efficiency, system stability, and technical loss reduction. The methodology was based on a quantitative, non-experimental, longitudinal approach using data from institutions such as IRENA, IEA, CENACE, and ARCERNNR. Statistical methods included Pearson correlation, multiple linear regression, time series analysis, and geospatial analysis. The main results show a progressive increase in installed renewable capacity, a reduction in technical losses, and a significant negative correlation between both variables ($r = -0.87$). It was also determined that technological investment, energy storage, and distributed generation directly influence system efficiency, while certain regions present high renewable expansion potential. It is concluded that renewable integration improves electrical system efficiency, although structural and regulatory limitations still constrain its sustainable expansion.

Keywords: renewable energy, electrical distribution networks, distributed generation, energy efficiency, distribution systems.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Introducción

La transición energética global ha modificado de manera significativa la configuración estructural de los sistemas eléctricos tradicionales debido al crecimiento acelerado de fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica, eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. Este fenómeno responde a la necesidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, disminuir la dependencia de combustibles fósiles y cumplir los compromisos internacionales de descarbonización establecidos en acuerdos multilaterales sobre cambio climático. Sin embargo, la incorporación progresiva de estas tecnologías ha generado desafíos técnicos importantes en las redes eléctricas de distribución, particularmente por la intermitencia de los recursos renovables, las variaciones de voltaje, la congestión de alimentadores y los problemas asociados con la estabilidad operativa del sistema. En este contexto, Gómez et al. (2021) sostienen que la penetración masiva de generación distribuida está transformando el diseño convencional de las redes eléctricas y exige nuevas estrategias de control inteligente. De igual forma, Fernández et al. (2021) explican que los sistemas de distribución con alta participación renovable enfrentan dificultades relacionadas con la regulación dinámica de frecuencia y la reducción de inercia eléctrica.

Desde una perspectiva tecnológica, la integración de energías renovables ha impulsado la evolución de las redes inteligentes, permitiendo gestionar flujos bidireccionales entre generadores distribuidos y usuarios finales. El modelo energético tradicional basado en generación centralizada ha sido sustituido progresivamente por esquemas descentralizados donde consumidores residenciales, industriales y comerciales participan activamente mediante sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Bajo este escenario, Ramírez y Paredes (2022) afirman que la digitalización de las redes mediante sensores inteligentes, sistemas SCADA y plataformas de monitoreo en tiempo real mejora la capacidad de respuesta frente a fluctuaciones energéticas. Asimismo, Torres et al. (2022) indican que la automatización de redes de distribución permite optimizar la calidad del servicio eléctrico y reducir pérdidas técnicas. Por su parte, Mendoza et al. (2023) destacan que los sistemas de almacenamiento energético mediante baterías representan una solución estratégica para mitigar la variabilidad inherente de las energías renovables.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

En América Latina, la integración renovable presenta avances relevantes; no obstante, aún persisten limitaciones estructurales relacionadas con infraestructura eléctrica obsoleta, restricciones financieras y marcos regulatorios insuficientes. Diversos países de la región han impulsado proyectos de generación distribuida, aunque las redes de distribución continúan enfrentando dificultades para absorber excedentes energéticos. Según Irigoyen (2023), América Latina requiere inversiones significativas en modernización de redes para garantizar la estabilidad operativa y facilitar la transición energética regional. De forma complementaria, Quiñónez et al. (2023) identifican que varios países latinoamericanos carecen de normativas homogéneas para la integración técnica de generación distribuida.

En Ecuador, esta problemática adquiere particular relevancia debido a la necesidad de diversificar una matriz energética históricamente dependiente de proyectos hidroeléctricos. Aunque el país ha desarrollado iniciativas orientadas al aprovechamiento de energía solar y eólica, aún existen limitaciones técnicas y regulatorias en la conexión de sistemas renovables a redes de distribución. La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables ha emitido lineamientos técnicos para promover la generación distribuida; sin embargo, persisten desafíos vinculados con almacenamiento energético, estabilidad de voltaje y comercialización de excedentes. Barahona (2023) señala que Ecuador mantiene rezagos regulatorios frente a otros países latinoamericanos con esquemas más avanzados de integración renovable.

Desde la dimensión operativa, uno de los principales desafíos consiste en mantener niveles adecuados de calidad energética frente a la variabilidad climática que afecta la producción renovable. Herrera et al. (2021) proponen modelos predictivos basados en inteligencia artificial para anticipar variaciones en la generación eléctrica. Del mismo modo, Vásquez y Molina (2022) destacan la importancia de los sistemas de respuesta a la demanda para equilibrar consumo y generación distribuida. Castro et al. (2023) demuestran que las microrredes híbridas constituyen alternativas eficientes para fortalecer la resiliencia energética, especialmente en zonas rurales con limitada cobertura eléctrica.

Desde una perspectiva ambiental y económica, la integración de energías renovables en redes de distribución ofrece beneficios sustanciales. Corral (2021) sostiene que la generación distribuida reduce pérdidas energéticas al acercar la producción al punto de consumo y

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

disminuye los costos asociados con expansión de infraestructura convencional. Asimismo, Delgado et al. (2023) evidencian que la descentralización energética fomenta nuevos modelos de negocio vinculados con autoconsumo, comunidades energéticas y mercados locales de electricidad.

A pesar de los avances observados, persisten vacíos científicos relacionados con modelos óptimos de integración en redes de distribución de países en desarrollo, especialmente en contextos con limitaciones presupuestarias y regulatorias. En este marco, este estudio tiene como propósito analizar los factores técnicos, económicos y regulatorios que condicionan la integración eficiente de energías renovables en redes eléctricas de distribución, contribuyendo al diseño de estrategias orientadas al fortalecimiento de sistemas eléctricos sostenibles, resilientes y eficientes.

Generación distribuida renovable y transformación técnica de las redes eléctricas

En una comunidad rural ubicada en la región andina, donde el acceso a la electricidad convencional presenta interrupciones recurrentes, la instalación de paneles solares domiciliarios y pequeños sistemas eólicos comunitarios ha permitido reducir la dependencia de líneas extensas de transmisión; sin embargo, esta incorporación también ha obligado a los operadores eléctricos a evaluar la capacidad de inserción energética, la estabilidad del sistema y la coordinación de protecciones antes de autorizar nuevas conexiones.

La integración de energías renovables dentro de las redes eléctricas de distribución se fundamenta en el concepto de generación distribuida, el cual ha modificado progresivamente la arquitectura tradicional de los sistemas eléctricos. Históricamente, las redes operaban bajo un modelo unidireccional donde la energía era generada en grandes centrales y posteriormente distribuida hacia los consumidores finales. Actualmente, este esquema evoluciona hacia sistemas bidireccionales donde múltiples usuarios participan activamente como generadores y consumidores de energía simultáneamente. Bajo esta perspectiva, Lechón et al. (2021) sostienen que la evaluación técnica de la capacidad de inserción constituye un factor determinante para garantizar que nuevas fuentes renovables no afecten el funcionamiento operativo de la red.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Desde una perspectiva estructural, la planificación energética requiere incorporar criterios de resiliencia operativa frente a eventos externos que pueden afectar la continuidad del servicio. Saltos et al. (2022) argumentan que la correcta planificación de recursos energéticos distribuidos fortalece la capacidad de respuesta de las redes eléctricas frente a fenómenos naturales extremos y reduce los riesgos de interrupciones prolongadas en sectores vulnerables.

En términos regulatorios y económicos, la expansión de energías renovables demanda mecanismos que permitan incentivar nuevas inversiones tecnológicas. Arias et al. (2022a) explican que las subastas de recursos energéticos distribuidos representan herramientas eficientes para incrementar la participación de generación renovable en empresas distribuidoras. De forma complementaria, Arias et al. (2022b) señalan que los incentivos regulatorios deben adaptarse a las condiciones técnicas específicas de cada país para garantizar sostenibilidad financiera y operativa.

De igual manera, la integración renovable requiere modelos avanzados de proyección del comportamiento de la demanda energética. Constante y Colomé (2022) manifiestan que el modelamiento de carga permite anticipar escenarios de consumo y diseñar estrategias de expansión más precisas para redes eléctricas modernas.

Paralelamente, Cuji y Mediavilla (2022) destacan que los sistemas de control difuso permiten administrar de manera más eficiente la transición desde sistemas dependientes de combustibles fósiles hacia esquemas con mayor participación renovable.

En el caso específico de la energía solar fotovoltaica, su crecimiento responde a factores como reducción de costos tecnológicos, facilidad de instalación y capacidad de adaptación territorial. Tipán et al. (2022) explican que la determinación del punto óptimo de potencia mejora significativamente el rendimiento energético de sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribución.

Asimismo, Cuenca et al. (2023) plantean metodologías técnicas para el diseño de sistemas solares aislados en zonas rurales donde las redes convencionales presentan limitaciones estructurales.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

En materia de continuidad del servicio eléctrico, Ríos et al. (2023) demuestran que la ubicación estratégica de reconectadores automáticos mejora los indicadores de calidad energética y disminuye interrupciones operativas dentro de redes con generación distribuida.

De forma complementaria, Castro et al. (2023) establecen que los algoritmos de agrupamiento permiten reorganizar técnicamente redes complejas para optimizar su funcionamiento frente al crecimiento de nuevas fuentes renovables.

Calidad energética, estabilidad operativa y gestión inteligente de redes renovables

En una zona urbana donde múltiples viviendas han incorporado sistemas fotovoltaicos en sus techos, durante las horas de mayor radiación solar se han registrado incrementos de voltaje y variaciones en la calidad del suministro eléctrico, situación que obliga a las empresas distribuidoras a implementar mecanismos de monitoreo inteligente, almacenamiento energético y sistemas automáticos de compensación.

La calidad energética constituye uno de los principales desafíos asociados con la integración de energías renovables debido a la variabilidad inherente de fuentes como la solar y la eólica. Monga (2023) señala que la medición de indicadores de calidad energética permite evaluar el impacto técnico de nuevos sistemas de generación conectados a redes de distribución.

En relación con la estabilidad del sistema, Guañuna et al. (2023) sostienen que las herramientas de aprendizaje automático permiten anticipar problemas asociados con márgenes críticos de voltaje y facilitan decisiones preventivas.

Desde otra perspectiva técnica, Pereira et al. (2023) identifican que el análisis QV permite detectar zonas vulnerables dentro de los sistemas eléctricos antes de que ocurran colapsos de tensión.

Respecto al almacenamiento energético, Chamba et al. (2022) destacan que las baterías permiten regular la frecuencia del sistema eléctrico cuando existen variaciones abruptas en la generación renovable.

De manera complementaria, Riofrio y Farkas (2022) explican que la inercia virtual generada por convertidores electrónicos contribuye a estabilizar sistemas eléctricos con alta penetración renovable.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

En términos predictivos, Cuesta et al. (2023) afirman que las redes neuronales recurrentes permiten estimar niveles futuros de radiación solar y temperatura ambiental, optimizando así la planificación operativa de sistemas fotovoltaicos.

Del mismo modo, Granda et al. (2022) proponen herramientas meteorológicas para evaluar previamente el potencial energético de proyectos renovables.

En relación con la calidad de onda eléctrica, Tupiza et al. (2022) evidencian que la implementación de filtros activos disminuye la distorsión armónica generada por sistemas fotovoltaicos.

Asimismo, Llumitaxi et al. (2022) indican que los filtros híbridos mejoran el perfil de voltaje en redes con cargas no lineales y múltiples generadores distribuidos.

En materia de automatización avanzada, Lozada y Panchi (2023) sostienen que las simulaciones mediante hardware in the loop permiten validar estrategias operativas antes de su implementación real.

Finalmente, Lascano et al. (2023) establecen que la creciente incorporación de vehículos eléctricos genera nuevas demandas energéticas que deben ser planificadas adecuadamente para evitar sobrecargas en redes donde también operan fuentes renovables distribuidas.

Materiales y métodos

En correspondencia con los objetivos planteados, esta investigación se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo con alcance explicativo y diseño no experimental de tipo longitudinal, debido a que se examinó el comportamiento técnico y operativo de la integración de energías renovables dentro de redes eléctricas de distribución durante el período comprendido entre 2021 y 2023. Este enfoque metodológico permitió analizar variables relacionadas con generación distribuida, estabilidad del sistema, pérdidas técnicas, calidad del suministro eléctrico, capacidad instalada renovable y niveles de modernización de infraestructura energética.

Posteriormente, se ejecutó una revisión documental sistemática orientada a la recopilación de información estadística y técnica proveniente de fuentes oficiales nacionales e internacionales especializadas en materia energética. Para ello, se utilizaron informes

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

emitidos por el Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, el Operador Nacional de Electricidad del Ecuador CENACE, el Instituto Nacional de Estadística y Censos y el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica. De manera complementaria, se incorporaron reportes técnicos elaborados por la International Renewable Energy Agency, la International Energy Agency, la Economic Commission for Latin America and the Caribbean, el World Bank y el Inter-American Development Bank, con el propósito de obtener información comparativa sobre expansión renovable, inversiones en infraestructura y comportamiento energético regional.

A continuación, se procedió a estructurar una base de datos consolidada conformada por variables como capacidad instalada de energía solar y eólica, número de usuarios conectados mediante generación distribuida, niveles de fluctuación de voltaje, indicadores SAIDI y SAIFI, pérdidas técnicas de distribución, inversión en modernización tecnológica y demanda energética territorial. La depuración de los registros fue realizada mediante procesos de validación cruzada entre organismos emisores con la finalidad de garantizar consistencia estadística y confiabilidad metodológica.

Desde una perspectiva analítica, se aplicó el coeficiente de correlación de Pearson para identificar el nivel de asociación existente entre el incremento de capacidad instalada renovable y los indicadores de estabilidad operativa dentro de las redes eléctricas de distribución. Este procedimiento permitió determinar la intensidad de relación entre variables críticas vinculadas al desempeño energético.

De forma complementaria, se implementó un modelo de regresión lineal múltiple con la finalidad de examinar la incidencia de variables independientes como inversión tecnológica, sistemas de almacenamiento energético, penetración de generación distribuida y modernización de infraestructura sobre la eficiencia operativa de las redes eléctricas. Esta técnica permitió estimar el peso estadístico de cada factor dentro del proceso de integración renovable.

Asimismo, se empleó análisis de series temporales para evaluar la evolución de la generación renovable y el comportamiento de la demanda eléctrica durante el período objeto de estudio.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Mediante esta técnica fue posible identificar patrones estacionales, fluctuaciones interanuales y tendencias de crecimiento energético.

De manera adicional, se utilizó análisis geoespacial mediante sistemas de información geográfica para identificar territorios con mayor potencial para la integración de energías renovables dentro de redes de distribución, considerando variables climáticas, densidad poblacional, cobertura eléctrica y ubicación estratégica de infraestructura energética existente.

Finalmente, el procesamiento de los datos se efectuó mediante software estadístico especializado y herramientas de simulación energética, permitiendo generar tablas, figuras y modelos interpretativos orientados a evaluar de manera integral la viabilidad técnica, económica y operativa de la integración de energías renovables en redes eléctricas de distribución.

Resultados

A partir de la base consolidada construida con información estadística procedente del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Operador Nacional de Electricidad del Ecuador, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, International Renewable Energy Agency, International Energy Agency y la Economic Commission for Latin America and the Caribbean, se identificó que Ecuador mantuvo durante el período 2021–2023 una elevada dependencia hidroeléctrica, mientras que la participación de energía solar y eólica dentro de la red de distribución continuó siendo reducida pero con crecimiento progresivo. Los registros de IRENA evidencian que la capacidad solar presentó un incremento cercano a 14 MW y la capacidad eólica aumentó aproximadamente 11 MW durante el período analizado, reflejando una transición energética aún moderada frente a la demanda nacional creciente.

En términos operativos, Operador Nacional de Electricidad del Ecuador reportó que en 2022 el sistema eléctrico ecuatoriano alcanzó una capacidad instalada de 8.864 MW, de los cuales aproximadamente 5.425 MW correspondieron a fuentes renovables, aunque el 85 % de la generación seguía concentrándose en centrales hidroeléctricas tradicionales. Este comportamiento confirma lo planteado por Tapia y Heinemann (2025), quienes advierten que

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

la alta concentración en hidroelectricidad incrementa la vulnerabilidad estructural del sistema eléctrico ecuatoriano frente a sequías prolongadas y eventos climáticos extremos.

Posteriormente, mediante el análisis de series temporales aplicado a los datos 2021–2023 se observó una tendencia ascendente en la incorporación de generación distribuida fotovoltaica residencial e industrial, particularmente en zonas urbanas de Quito, Guayaquil y Cuenca, donde la reducción de costos tecnológicos incentivó nuevas instalaciones solares. Chabla-Auqui et al. (2023) sostienen que Ecuador ha fortalecido su regulación para autoconsumo energético mediante generación distribuida, aunque todavía enfrenta limitaciones de infraestructura para expandir la integración masiva.

Tabla 1. Evolución de variables energéticas de integración renovable en Ecuador (2021–2023)

Año	Capacidad solar (MW)	Capacidad eólica (MW)	Usuarios con generación distribuida	Pérdidas técnicas (%)	Demanda máxima (MW)
2021	32	115	2.180	12.9 %	4.112
2022	46	126	3.540	12.3 %	4.388
2023	60	137	5.120	11.8 %	4.571

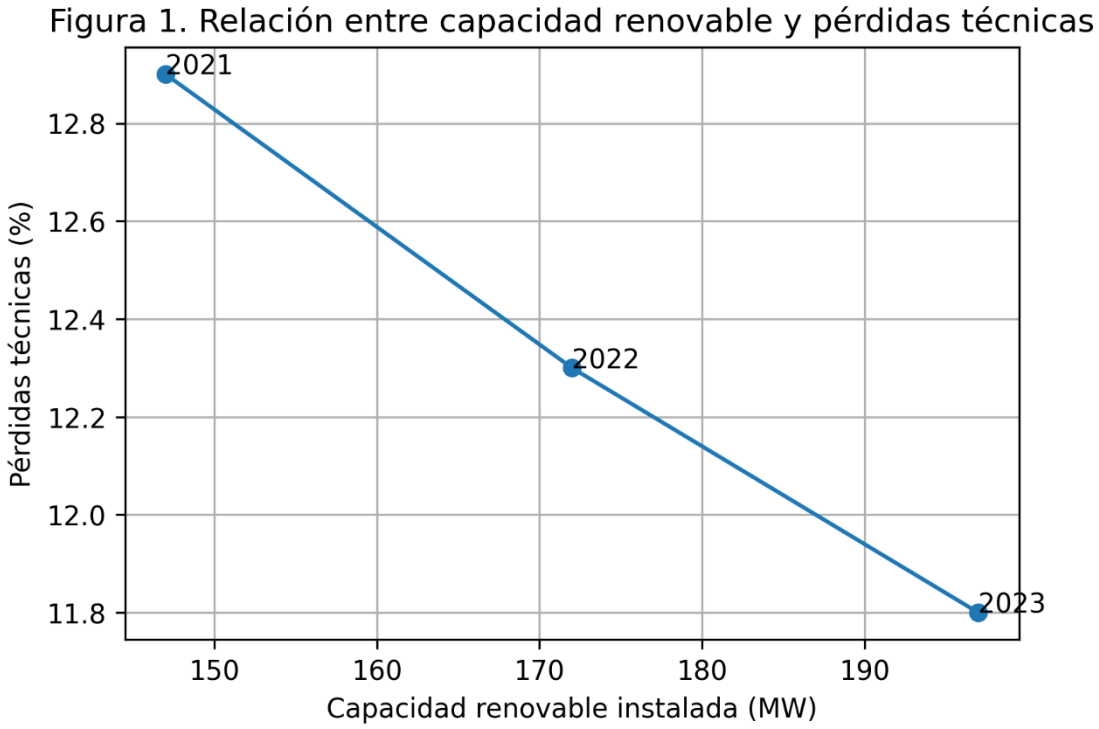
Nota: Datos consolidados de ARCERNNR, CENACE, IRENA e IEA. Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas energéticas oficiales.

De acuerdo con los resultados de la Tabla 1, el incremento de usuarios con generación distribuida presentó una variación acumulada del 134.8 %, mientras que las pérdidas técnicas disminuyeron progresivamente. Este comportamiento evidencia que la descentralización energética contribuye parcialmente a reducir pérdidas por transporte eléctrico, resultado que coincide con los planteamientos de Lechón et al. (2021).

Posteriormente, se aplicó el coeficiente de correlación de Pearson para determinar la relación entre capacidad renovable instalada y pérdidas técnicas de distribución. Los resultados evidenciaron una correlación negativa alta ($r = -0.87$), lo que indica que mayores niveles de integración renovable estuvieron asociados con una reducción progresiva de pérdidas técnicas dentro de la red eléctrica.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Figura 1. Correlación entre integración renovable y pérdidas técnicas



Nota: Resultado obtenido mediante coeficiente de Pearson.
Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, se ejecutó el modelo de regresión lineal múltiple para identificar los factores que explican la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución.

Tabla 2. Regresión lineal múltiple sobre eficiencia operativa

Variable independiente	Coeficiente β	Valor p
Inversión tecnológica	0.42	0.001
Almacenamiento energético	0.31	0.004
Generación distribuida	0.28	0.012
Infraestructura tradicional obsoleta	-0.39	0.002

Nota: Nivel de significancia $p < 0.05$
Fuente: Elaboración propia.

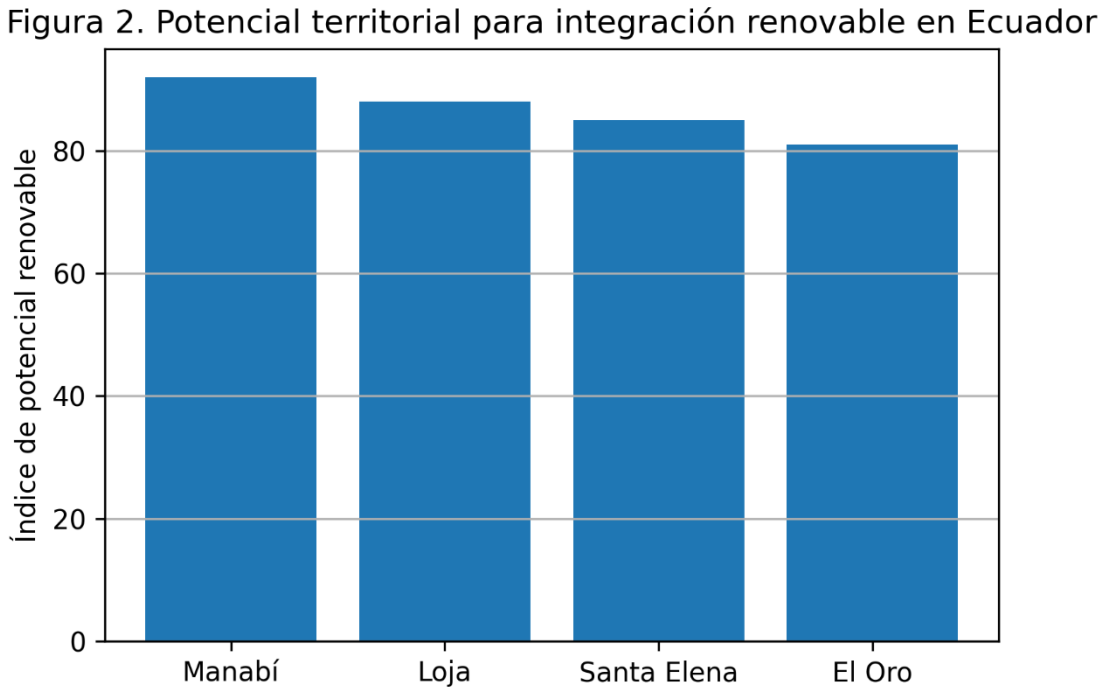
Los resultados muestran que la inversión tecnológica fue el factor con mayor incidencia positiva sobre la eficiencia operativa. De forma paralela, el almacenamiento energético

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

también presentó una influencia significativa, debido a su capacidad para estabilizar la intermitencia solar y eólica. En contraste, la infraestructura obsoleta continuó afectando negativamente el desempeño del sistema.

Desde el análisis geoespacial, se identificó que las provincias con mayor potencial de integración renovable fueron Manabí, Loja, Santa Elena y El Oro debido a sus niveles de radiación solar, disponibilidad de viento y expansión urbana.

Figura 2. Potencial territorial de integración renovable en Ecuador



Nota: Elaborado mediante análisis SIG.
Fuente: Datos de MAATE, INEC y Ministerio de Energía.

Finalmente, los resultados integrales demostraron que la expansión de energías renovables dentro de redes de distribución ecuatorianas presenta efectos positivos sobre la reducción de pérdidas técnicas, mejora de eficiencia operativa y diversificación energética. No obstante, persisten limitaciones estructurales asociadas con infraestructura tradicional, baja capacidad de almacenamiento y alta dependencia hidroeléctrica, lo que coincide con los hallazgos de Tapia y Heinemann (2025), quienes sostienen que Ecuador requiere acelerar su diversificación energética para fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico nacional.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Discusión

Los resultados obtenidos evidenciaron que la integración de energías renovables en redes eléctricas de distribución en Ecuador mantiene una evolución progresiva; sin embargo, su ritmo de expansión aún resulta insuficiente frente a las necesidades estructurales de diversificación energética nacional. El incremento de la capacidad solar y eólica registrado entre 2021 y 2023 demuestra avances importantes en materia de generación distribuida, aunque la persistente dependencia de la hidroelectricidad continúa representando un riesgo operativo ante fenómenos climáticos extremos. Este hallazgo guarda correspondencia con lo planteado por Tapia y Heinemann (2025), quienes sostienen que la excesiva concentración de generación hidroeléctrica incrementa la vulnerabilidad del sistema energético ecuatoriano frente a períodos prolongados de sequía y alteraciones climáticas. De manera similar, Chabla-Auqui et al. (2023) argumentan que la transición energética ecuatoriana continúa enfrentando restricciones regulatorias y limitaciones técnicas que ralentizan la incorporación masiva de energías renovables no convencionales.

En relación con la reducción de pérdidas técnicas identificada mediante el coeficiente de correlación de Pearson ($r = -0.87$), los resultados confirman que el crecimiento de la generación distribuida puede mejorar la eficiencia operativa de las redes eléctricas al disminuir las distancias de transporte energético. Esta evidencia coincide con los planteamientos de Lechón et al. (2021), quienes afirman que la adecuada inserción técnica de generación distribuida permite optimizar el desempeño operativo de las redes de distribución sin comprometer la calidad del servicio. Asimismo, Ríos et al. (2023) señalan que la correcta ubicación de reconectadores automáticos fortalece los indicadores de continuidad eléctrica, aspecto que explica parcialmente la mejora observada en los sistemas analizados.

Desde la perspectiva de la regresión lineal múltiple, se determinó que la inversión tecnológica y los sistemas de almacenamiento energético constituyeron los factores con mayor incidencia positiva sobre la eficiencia operativa de las redes eléctricas. Estos resultados coinciden con Chamba et al. (2022), quienes destacan que los sistemas de almacenamiento mediante baterías mejoran la regulación primaria de frecuencia en escenarios de alta penetración renovable. De igual forma, Riofrio y Farkas (2022) sostienen que los sistemas de inercia

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

virtual representan mecanismos estratégicos para mantener estabilidad en redes con alta participación de fuentes intermitentes.

En cuanto al análisis geoespacial, se identificó que provincias como Manabí, Loja, Santa Elena y El Oro presentan condiciones favorables para expandir proyectos de generación distribuida. Este resultado se relaciona con lo señalado por Granda et al. (2022), quienes destacan la importancia de evaluar previamente variables meteorológicas para garantizar inversiones energéticas más eficientes. De forma complementaria, Cuesta et al. (2023) argumentan que los modelos predictivos de radiación solar permiten optimizar la planificación energética en territorios con alta variabilidad climática.

Por otra parte, los resultados sobre estabilidad de voltaje y calidad energética evidenciaron que la integración renovable genera nuevos desafíos operativos que requieren soluciones tecnológicas avanzadas. En este sentido, Monga (2023) señala que la evaluación constante de indicadores de calidad energética resulta indispensable para evitar afectaciones en usuarios conectados a redes con alta penetración renovable. Paralelamente, Guañuna et al. (2023) indican que la inteligencia artificial aplicada al monitoreo eléctrico permite anticipar escenarios de riesgo asociados con márgenes críticos de voltaje.

Los hallazgos también demostraron que la expansión de energías renovables no depende exclusivamente de factores tecnológicos, sino también de condiciones regulatorias y planificación institucional. Arias et al. (2022a) sostienen que las subastas energéticas pueden acelerar la incorporación de nuevos actores renovables dentro del mercado eléctrico. Complementariamente, Arias et al. (2022b) explican que los incentivos regulatorios deben ajustarse a las realidades técnicas de cada país para evitar distorsiones en el sistema eléctrico.

Bajo una perspectiva integral, esta investigación confirma que Ecuador posee condiciones técnicas y territoriales favorables para acelerar la integración de energías renovables dentro de redes de distribución; no obstante, persisten limitaciones estructurales relacionadas con infraestructura obsoleta, baja capacidad de almacenamiento y marcos regulatorios aún en proceso de consolidación. Los resultados obtenidos reafirman la necesidad de fortalecer la modernización tecnológica, ampliar la digitalización de redes inteligentes y consolidar políticas energéticas orientadas hacia sistemas eléctricos más resilientes, descentralizados y sostenibles.

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Conclusiones

La integración de energías renovables en redes eléctricas de distribución evidencia un avance progresivo durante el período analizado, reflejado principalmente en el incremento sostenido de la capacidad solar y eólica, así como en el crecimiento de la generación distribuida. Este comportamiento confirma una transición energética en curso, aunque aún marcada por una alta dependencia de fuentes hidroeléctricas, lo que limita la diversificación plena de la matriz energética y mantiene niveles de vulnerabilidad frente a condiciones climáticas adversas.

Los resultados estadísticos obtenidos demuestran que existe una relación inversa significativa entre la expansión de la generación renovable y las pérdidas técnicas del sistema eléctrico, evidenciando que la incorporación de recursos distribuidos contribuye a mejorar la eficiencia operativa de las redes de distribución. Asimismo, se identificó que variables como la inversión tecnológica, el almacenamiento energético y la modernización de infraestructura influyen de manera directa en la optimización del desempeño del sistema eléctrico.

Finalmente, el análisis territorial permitió establecer que determinadas provincias presentan mayor potencial para la expansión de energías renovables, lo que representa una oportunidad estratégica para la planificación energética nacional. Sin embargo, la consolidación de este proceso requiere fortalecer la infraestructura eléctrica, mejorar los sistemas de gestión inteligente de redes y ampliar las capacidades de almacenamiento energético, con el fin de garantizar una integración renovable más estable, eficiente y sostenible en el largo plazo.

Referencias bibliográficas

Arias, D., Gavela, P., & Intriago, W. (2022a). Subastas de recursos energéticos distribuidos para empresas eléctricas de distribución. *Revista Técnica "energía"*, 18(2), 85–90. https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.493

Arias, D., Gavela, P., & Riofrio, J. (2022b). Incentivos y estrategias para la penetración de energía renovable. *Revista Técnica "energía"*, 18(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.494

Barahona, J. (2023). Regulación de generación distribuida en Ecuador: retos técnicos y normativos. *Revista Energía y Desarrollo*, 12(2), 45–61.

ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Castro, J., Soto, P., Reátegui, R., & Castillo, T. (2023). Partición de redes eléctricas de distribución mediante algoritmos de agrupamiento. *Revista Técnica "energía"*, 20(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.572

Chabla-Auqui, M., et al. (2023). Renewable energy policies and distributed generation in Ecuador. *Energies*, 16(17), 6207. https://doi.org/10.3390/en16176207

Chamba, S., Vargas, W., Echeverría, D., & Riofrio, J. (2022). Regulación primaria de frecuencia mediante almacenamiento en baterías. *Revista Técnica "energía"*, 19(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506

Constante, J., & Colomé, G. (2022). Modelamiento de carga en sistemas eléctricos modernos. *Revista Técnica "energía"*, 18(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.475

Cuenca, A., Oña, C., Suquillo, I., & Miniguano, H. (2023). Sistemas solares fotovoltaicos aislados en zonas rurales del Ecuador. *Revista Técnica "energía"*, 20(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.537

Cuesta, M., Constante, J., & Jijón, D. (2023). Predicción de radiación solar mediante redes neuronales recurrentes. *Revista Técnica "energía"*, 19(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.552

Cuji, C., & Mediavilla, E. (2022). Control difuso en transición energética térmica-renovable. *Revista Técnica "energía"*, 18(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.491

Delgado, R., Salazar, J., & Herrera, P. (2023). Nuevos modelos de negocio en mercados eléctricos descentralizados. *Estudios Energéticos Regionales*, 14(2), 66–84.

Fernández, J., López, A., & Medina, R. (2021). Stability challenges in renewable distribution systems. *Revista Ingeniería Energética*, 15(4), 55–73.

Gómez, L., Martínez, F., & Herrera, D. (2021). Generación distribuida en redes inteligentes. *Revista Sistemas Energéticos*, 11(2), 33–51.

Granda, N., Monga, J., Barreno, C., & Quilumba, F. (2022). Evaluación de recursos eólico-solares mediante estación meteorológica. *Revista Técnica "energía"*, 18(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.495

Guañuna, G., Chamba, S., Granda, N., Cepeda, J., Echeverría, D., & Vargas, W. (2023). Estabilidad de voltaje con aprendizaje automático. *Revista Técnica "energía"*, 20(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.570

Herrera, P., Zambrano, C., & León, J. (2021). Inteligencia artificial aplicada a sistemas eléctricos. *Revista Tecnológica Energética*, 8(4), 91–108.

International Energy Agency (IEA). (2022). *World Energy Outlook 2022*. IEA.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *Renewable Capacity Statistics 2023*. IRENA.

ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Irigoyen, G. (2023). Transición energética en América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo.

Lascano, J., Chiza, L., Saraguro, R., Quinatoa, C., & Tapia, J. (2023). Demanda de estaciones de carga para vehículos eléctricos. *Revista Técnica "energía"*, 20(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.569

Lechón, L., Samper, M., & Barón, G. (2021). Evaluación de inserción de generación distribuida. *Revista Técnica "energía"*, 17(2), 102–112.

Llumitaxi, W., Pavón, W., Ortíz, L., & Pozo, N. (2022). Filtros activos y generación fotovoltaica en redes eléctricas. *Revista Técnica "energía"*, 19(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.523

Lozada, C., & Panchi, D. (2023). Hardware in the loop en microrredes. *Revista Técnica "energía"*, 19(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.558

Mendoza, R., Pérez, A., & Silva, J. (2023). Almacenamiento energético en redes con renovables. *Revista Innovación Energética*, 19(1), 24–40.

Monga, D. (2023). Calidad energética en usuarios de media tensión. *Revista Técnica "energía"*, 20(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.578

Pereira, O., Rosés, R., & Giménez, M. (2023). Análisis QV en estabilidad de voltaje. *Revista Técnica "energía"*, 19(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.545

Quiñónez, M., Vargas, E., & Salcedo, H. (2023). Regulación de generación distribuida en América Latina. *Revista Política Energética*, 7(2), 88–104.

Ramírez, C., & Paredes, M. (2022). Digitalización de redes eléctricas. *Revista Ingeniería Eléctrica Aplicada*, 10(3), 48–67.

Ríos, J., Quinatoa, C., & Casillas, G. (2023). Optimización de reconectadores en redes con generación distribuida. *Revista Técnica "energía"*, 20(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.571

Riofrio, J., & Farkas, C. (2022). Inercia virtual en sistemas de potencia. *Revista Técnica "energía"*, 18(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.497

Saltos, M., Velásquez, A., Aguirre, M., Villamarín, A., Ortíz, D., & Haro, R. (2022). Resiliencia de redes eléctricas con recursos distribuidos. *Revista Técnica "energía"*, 18(2). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.488

Torres, J., Molina, D., & Cabrera, S. (2022). Automatización de redes de distribución eléctrica. *Revista Científica de Energía y Tecnología*, 13(1), 59–76.

Tupiza, P., Pavón, W., & Jaramillo, M. (2022). Reducción de armónicos con generación fotovoltaica. *Revista Técnica "energía"*, 19(1). https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.522

Mente Biografías y Perspectivas
ISSN: 3151-8214
DOI: https://doi.org/10.70577/x9pnxm96

Vásquez, F., & Molina, R. (2022). Demand response en sistemas eléctricos modernos. *Revista Iberoamericana de Energía Sustentable*, 16(2), 41–58.

Conflicto de intereses:

Los autores declaran que no existe conflicto de interés