

DOI: <https://doi.org/10.46296/ig.v8i15.0241>

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE AUTOCONSUMO EN CIRCUITOS URBANOS

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION THROUGH SELF-CONSUMPTION PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN URBAN CIRCUITS

Córdova-Guamanquispe Diego Fernando ¹; Marrero-Ramírez Secundino ²;
Pujos-Calapiña Deysi Gabriela ³

¹ Facultad de Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIYA), Ingeniería Eléctrica, Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador. Correo: diego.cordova8301@utc.edu.ec.
ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0005-1374-0299>.

² Facultad de Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIYA), Ingeniería Eléctrica, Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador. Correo: secundino.marrero@utc.edu.ec.
ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-5161-545X>

³ Facultad de Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CIYA), Ingeniería Eléctrica, Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador. Correo: deysi.pujos@utc.edu.ec.

Resumen

En la actualidad, los sistemas eléctricos de distribución enfrentan desafíos significativos como pérdidas técnicas, sobrecargas en las líneas y la creciente demanda energética. Por tanto, se centró en analizar cómo una red urbana se incide la generación distribuida, priorizando la eficiencia operativa y el cumplimiento de normativas técnicas. El estudio abordó el comportamiento de algunos sistemas al integrar generación distribuida y satisfacer la demanda en sectores específicos, especialmente en condiciones de sobrecarga que afectan la confiabilidad del sistema. La metodología empleada incluyó el análisis de flujo de potencia, la modelación de circuitos equivalentes y simulaciones computacionales para evaluar diversos escenarios de la red. Los hallazgos muestran la posibilidad de realizar gestión equilibrada de las potencias para optimizar el uso de activos existentes y el fortaleciendo la planificación de la transmisión de energía. Este estudio destaca la importancia de incorporar generación distribuida y su viabilidad técnica en un alimentador. Ello contribuye a su vez a la sostenibilidad energética y a la implementación de estrategias para asegurar un suministro confiable y escalable, que permita un desarrollo sostenible de las ciudades con la inyección de potencia en contextos de alta demanda, la reducción de pérdidas de energía al acercar la generación de energía al consumidor en las redes de distribución.

Palabras clave: Autoconsumo, Generación distribuida, sostenibilidad energética, red de distribución, energía renovable, sistema eléctrico.

Abstract

Today, electrical distribution systems face significant challenges such as technical losses, line overloads and increasing energy demand. Therefore, the study focused on analyzing how an urban network is affected by distributed generation, prioritizing operational efficiency and compliance with technical regulations. The study addressed the behavior of some systems when integrating distributed generation and meeting demand in specific sectors, especially under overload conditions that affect system reliability. The methodology used included power flow analysis, equivalent circuit modeling and computer simulations to evaluate various network scenarios. The findings show the possibility of performing balanced power management to optimize the use of existing assets and strengthening energy transmission planning. This study highlights the importance of incorporating distributed generation and its technical feasibility in a feeder. This in turn contributes to energy sustainability and the implementation of strategies to

Información del manuscrito:

Fecha de recepción: 16 de octubre de 2024.

Fecha de aceptación: 19 de diciembre de 2024.

Fecha de publicación: 10 de enero de 2025.



ensure a reliable and scalable supply, allowing sustainable development of cities with the injection of power in high demand contexts, the reduction of energy losses by bringing energy generation closer to the consumer in distribution networks..

Keywords: Self-consumption, distributed generation, energy sustainability, distribution network, renewable energy, electrical system.

1. Introducción

En el siglo XX, la generación de energía centralizada se distingue por su trayectoria desde la red hacia el usuario, aportando de esta manera un nuevo paradigma en el que conviven la generación centralizada con la generación descentralizada, que puede operar en ambas direcciones, del receptor a la red y a la inversa. La utilización masiva de energía fósil ha generado un efecto considerable en el medio ambiente a escala global, siendo las emisiones de dióxido de carbono la causa principal del cambio climático [1], por lo tanto, las energías renovables no tradicionales, en combinación con la generación distribuida (GD), están ganando popularidad a escala global. Este procedimiento utiliza instalaciones de tamaño reducido conectadas al sistema eléctrico, considerando factores como la localización, la potencia nominal, el nivel de voltaje y las particularidades del área de suministro, ofreciendo

alternativas adaptables en comparación con las instalaciones centralizadas.

Es posible observar experiencias de generación basadas en fuentes renovables cerca de los sitios de consumo a nivel mundial y regional, donde existen modelos de energía locales o comunitarios, basados en una dimensión social activa con esquemas de propiedad colectiva [2], que surgen como respuesta a los numerosos desafíos planteados por la crisis del cambio climático, donde los estados y organizaciones internacionales están promoviendo acuerdos para reducir y adaptarse. En este sentido se busca impulsar la transición hacia un modelo energético más sostenible mediante la firma de acuerdos, el diseño de hojas de ruta, los planes estratégicos y la implementación de normativas regulatorias para el desarrollo sostenible urbano.

En [3], se propone el empleo del aprendizaje automático para la

limpieza de los paneles solares en las instalaciones de energía solar que contribuye a una mayor eficiencia en la generación. Los especialistas en energía fotovoltaica están enfocándose en una intervención de limpieza óptima a través de la utilización de diferentes herramientas tecnológicas que puedan remplazar la revisión visual que comúnmente se hace para detectar la suciedad en la superficie de los paneles.

También autores como [4] plantean las escuelas la implementado de sistema de paneles solares escolares (SSPS) en contextos escolares con la doble finalidad de la enseñanza y el uso de fuentes renovables de energía. En estos centros educativos, los sistemas solares potencian la disponibilidad de electricidad para su funcionamiento e incluso en caso de interrupciones eléctricas, aseguran el abastecimiento de energía, garantizando la continuidad de sus funciones.

Según los datos recopilados en 2021, el sector industrial en Ecuador está experimentando un aumento en la demanda de energía asicada al sector residencial [5], en esta

investigación, se dimensionó un sistema fotovoltaico y se presentó una propuesta inicial que destaca el retorno de inversión por ahorros generados. La investigación evaluó la factibilidad de establecer generación distribuida utilizando energía renovable para suministrar a un usuario comercial con alta demanda de electricidad en el centro de Guaranda, Ecuador. El autor de [6] considera los beneficios y desventajas de integrar las tecnologías solares en el sistema eléctrico, con la aplicación de un diseño no experimental y un nivel de interpretación transversal, donde la red de distribución de media tensión presenta desafíos, como el ingreso de la GD, el incremento de la demanda de electricidad y la capacidad de las redes urbanas para recibir esta inyección de energía. Por lo tanto, su solución surge de la producción de energías renovables (solar, eólica) cerca de la carga de consumo del usuario final.

En Ecuador, resulta crucial segmentar a los consumidores regulados del sector residencial para detectar propuestas factibles de GD y esto se puede analizar a través de un modelo de rentabilidad como el

propuesto por [7], que toma en cuenta el consumo de energía, los costos regulados, la producción prevista y los incentivos tributarios, evaluando seis situaciones a corto y mediano plazo, los resultados indican que los usuarios de alto consumo obtienen una rentabilidad superior, lo que facilita la segmentación del mercado y la orientación de políticas públicas eficaces. Considerando lo expuesto anteriormente, se deduce que la GD puede ser un factor clave en las redes urbanas para reducir el impacto ambiental [8], utilizando la energía solar, que se vuelve cada vez más factible, debido a los progresos en tecnología fotovoltaica, el almacenamiento de energía y la electrónica de potencia. Estos progresos han disminuido los costos, lo que ha promovido su adopción por usuarios industriales, comerciales y residenciales. Además, en el caso particular de Ecuador existe la normativa ARCERNR 008/23 [9], que ofrece un esquema definido para la instalación y funcionamiento de estos sistemas, garantizando su factibilidad técnica y financiera, posibilitando que las energías renovables puedan satisfacer la necesidad en áreas urbanas y

también donde la infraestructura eléctrica convencional presenta dificultades.

Los circuitos urbanos, al igual que otras zonas de la región, brindan un ambiente favorable para la implementación de sistemas de autoconsumo, debido a su localización geográfica y a las condiciones meteorológicas propicias para la producción de energía fotovoltaica. Sin embargo, la problemática actual del país dentro de la falta de generación energética, la ausencia de estudios detallados sobre el impacto de la generación distribuida en la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica urbana, incrementa el riesgo de problemas como fluctuaciones de voltaje, sobrecargas y desequilibrios, que afectan la calidad del suministro eléctrico. Esto reviste mayor importancia en los momentos actuales debido a que las fuentes hídricas del país para la generación eléctrica enfrentan dificultades producto del cambio climático, donde el autoabastecimiento local mediante generación distribuida surge como una alternativa viable para atender la demanda energética.

Por lo tanto, el objetivo de la presente investigación consiste en evaluar el impacto de la GD de autoconsumo y su factibilidad técnica en un circuito urbano, estudiando su efecto en la eficiencia energética, estabilidad de la red y la sostenibilidad, al mismo tiempo que se mejora la calidad del abastecimiento eléctrico y se disminuyen los gastos relacionados con el mantenimiento y el crecimiento en la cobertura del servicio eléctrico.

2. Materiales y métodos

El autoabastecimiento de circuitos urbanos con la GD, permite integrar pequeños sistemas de energía renovable, como paneles solares en hogares, el comercio y las empresas productivas [10]. Esto reduce la dependencia de la red eléctrica centralizada, fomenta la sostenibilidad, mejora la eficiencia energética y promueve la autonomía energética local. Por ello en el desarrollo de la investigación se consideró la metodología cuantitativa [11], que implica proporcionar un método sistemático para recolectar, examinar e

interpretar datos con el objetivo de dar respuesta a preguntas concretas. Donde en una primera etapa se realiza una revisión de la información existentes diferentes fuentes internacionales y normativas nacionales, lo que permitió conocer sobre las estrategias públicas y privadas, las tecnologías predominantes en la actualidad, los actores involucrados y evolución de las experiencias en el tema.

Las energías renovables, como la generación fotovoltaica, eólica, las pequeñas plantas hidroeléctricas de paso, entre otras, emplean convertidores de potencia para conectarse a la red y obtener la máxima potencia posible. En la investigación de [12], se realiza un control de la potencia activa y reactiva en el inversor de cada panel fotovoltaico mediante un modelo de optimización no lineal, dado el carácter específico de la red.

Es posible regular la potencia reactiva con un factor de potencia invariable o con un factor de potencia constante, sin embargo, en [13] se deducen que el método de potencia reactiva/voltaje es más eficaz que el método típico del factor de potencia. Por ello el modelo propuesto consta

de las ecuaciones presentadas a continuación, que representan el área de operación de este tipo de control, ya que restringe el flujo de potencia reactiva adicional y las pérdidas de potencia activa en la red.

2.1 Hosting Capacity (HC), modelo matemático

Desde una perspectiva formal, HC se refiere a la cantidad de generación distribuida que puede incorporar en una red de distribución en un instante específico y en un nodo específico, bajo las condiciones operativas de la red, sin impactar de manera adversa en la seguridad, la calidad del abastecimiento, la fiabilidad y otros criterios operativos, evitando hacer inversiones en infraestructura de la red [14], la optimización de la HC se ha convertido en un elemento esencial en la actualidad, debido a la incursión inédita de la energía fotovoltaica, por ello la literatura refleja una gran variedad de técnicas de optimización asociadas para asegurar la estabilidad de la red, que es muy susceptible a perfiles de generación y consumo imprevistos. La optimización de la HC se basa en varios elementos, tales como la madurez de la tecnología utilizada, el

estudio de costos y beneficios, los códigos de red vigentes y los límites de congestión de la línea. Considerando los criterios de modelación actual y la evaluación de HC, entonces la tarea a realizar, se puede plantear como un problema de optimización, restringido por limitaciones de voltaje y corrientes que se muestra en la Ecuación 1 la como la maximización de la capacidad de GD:

$$\max \sum_{i \in N} P_i^g \quad (1)$$

En el que P_i^g es la potencia máxima otorgada al nodo i , y la totalidad de la potencia de todos los nodos simboliza el valor de HC de la red.

Las condiciones por tensión y corriente provienen de las Ecuaciones 2, 3 y 4 del flujo de potencia:

$$S_{ij} = V_i * I_{ij}^* \quad \forall (i,j) \in B \quad (2)$$

$$\underline{v}_i \leq |V_i|^2 \leq \overline{v}_i \quad \forall \in N \quad (3)$$

$$|I_{ij}| \leq \bar{I}_{ij} \quad \forall \in B \quad (4)$$

En lo cual \underline{v}_i , \overline{v}_i representan las tensiones en los nodos, las corrientes por las líneas son \bar{I}_{ij} , N son nodos y las líneas son representadas por B .

2.2 Modelación del sistema

En la simulación del sistema, se tomó en cuenta el generador de energía fotovoltaica (FV), disponible en OpenDSS (PVSystem), que opera a partir de sus parámetros internos [15], donde la potencia P se da en base a la irradiancia, temperatura y la potencia nominal P_{pmp} , donde se considera una temperatura de 25 oC para una irradiación de 1.0kW/m². Además, se considera la eficiencia del inversor, el voltaje de operación y el factor de potencia que se muestran en las Ecuaciones 5 y 6.

$$P_{DC}(t) = P_{pmp}(kW/m^2) * irradi(t) * IrradBase * P_{pmp}(T(t)) \quad (5)$$

$$P_{AC}(t) = P_{DC}(t) * irradi(t) * IrradBase * P_{pmp}(T(t)) \quad (6)$$

El sistema fotovoltaico utilizado tiene incorporado el inversor y las variables de irradiancia, máxima potencia nominal del panel (P_{pmp} , kW) asociada con la irradiancia, la temperatura, la adición de la curva de relación entre potencia y temperatura (P-TFactor) y la eficiencia del inversor.

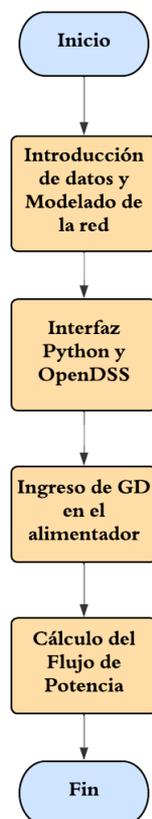
El incremento en la generación fotovoltaica, disminuye las emisiones al medio ambiente, y

reduce las pérdidas técnicas en la red [16]. No obstante, su incorporación a gran escala en el alimentador plantea desafíos técnicos para la red, los cuales deben ser examinados. Por ello en trabajos como [17], se evalúa la implementación de sistemas fotovoltaicos por los usuarios de forma estocástica empleando el método de Montecarlo, con el fin de evaluar la capacidad máxima de potencia asignada a la red, la metodología aplicada se muestra en la Figura 1, donde se detalla el procedimiento para incorporar paneles solares en la red de distribución eléctrica, que será utilizada. Aquí el primer paso a realizar, consiste en realizar la modelación de las líneas primaria en el formato OpenDSS con la inclusión de las líneas primarias, secundarias, transformadores y demanda.

Para la simulación se utiliza una interfaz python-openDSS, donde se introducen los datos para el modelado de la red y se ingresan las características de la red eléctrica a analizar. Luego, se establece una interfaz entre Python y OpenDSS [18]. Posteriormente, se realiza el ingreso de GD en el alimentador, lo

que sugiere la integración de fuentes de energía renovable o descentralizada en la red. Esta metodología sugerida, permite establecer la cantidad de recursos energéticos distribuidos provenientes de sistemas fotovoltaicos de bajas potencias, capaces de vincularse a la red sin provocar inestabilidad en el sistema o infringir las regulaciones de seguridad.

Figura 1. Metodológica utilizada



Previo a la evaluación del caso de estudio, se llevó a cabo la validación de la herramienta de simulación.

Para ello, se empleó el sistema de 13 barras IEEE [19], [20], que se caracteriza por su naturaleza radial, similar a las redes de distribución eléctrica que operan actualmente en Ecuador, aquí se verifican resultados similares a los obtenidos por este autor en las corridas de flujos de potencia con la incorporación de GD en los códigos desarrollados para la modelación y simulación de la red a ser estudiada.

En la herramienta diseñada el voltaje en los nodos y las corrientes en las líneas se medirá después de cada simulación, manteniendo los límites operativos del modelo. La experimentación se ha dividido en dos fases, donde la primera consistió en simular el sistema sin GD y posteriormente se aplica la inyección de potencia en un grupo de usuarios, escogidos de manera aleatoria a través del método de Montecarlo.

2.3 Incorporación de GD a la red.

En esta sección se lleva a cabo la incorporación de GD en distintos porcentajes según la cantidad de nodos disponibles, empleando N casos Montecarlo. Este procedimiento detecta las cargas y distribuye la GD en todos los nodos

de carga con las mismas propiedades de acuerdo al método mostrado y empleando los valores por unidad para determinar los voltajes.

En la simulación de la GD, se consideró que cada panel fotovoltaico puede generar 450 W en un espacio de 2.40 m², y teniendo en cuenta que las viviendas tienen un área de cubierta promedio de 85 m², entonces cada usuario podría instalar cerca de 40 paneles fotovoltaicos, representado una inyección de 18 kW de potencia para el autoconsumo de la vivienda.

El sistema eléctrico que será objeto de estudio es ilustrado en la Figura 2, en la cual podemos observar el alimentador, incluyendo sus componentes principales y la trayectoria de la energía que circula por él. El esquema muestra el sistema eléctrico del alimentador, observando las líneas de color rosado que son los conductores de media tensión, fundamentales para llevar energía a niveles intermedios y cubrir grandes distancias de manera eficaz, y con líneas de color amarillo los conductores de baja tensión, responsables de distribuir la energía transformada para su uso final en

viviendas, comercios y pequeñas industrias. También se aprecia la ubicación de los transformadores de distribución de energética en la red. Por este medio se da una perspectiva integral del sistema eléctrico, incluyendo tanto la infraestructura de transmisión y transformación de energía, así como las cargas vinculadas. Esto posibilita un estudio detallado de la relación entre la generación distribuida y el funcionamiento del sistema, valorando elementos como eficiencia, confiabilidad y balance energético.

Figura 2. Sistema eléctrico del Alimentador



En la Tabla 1, se detallan las características del alimentador, en relación a los kilómetros de líneas de media y baja tensión y la cantidad de transformadores para el servicio de 6275 usuarios de baja tensión, destacándose por la capacidad de abastecimiento y alcance. Estos datos reflejan la magnitud y la

complejidad del sistema eléctrico en esta zona.

Tabla 1. Datos del Alimentador

Líneas de Media Tensión	35861.86 km
Transformadores	294 unidades
Número de nodos	19998
Líneas de Baja Tensión	113180.92 km
Demandas de Baja Tensión	6275 usuarios

3. Resultados y discusión

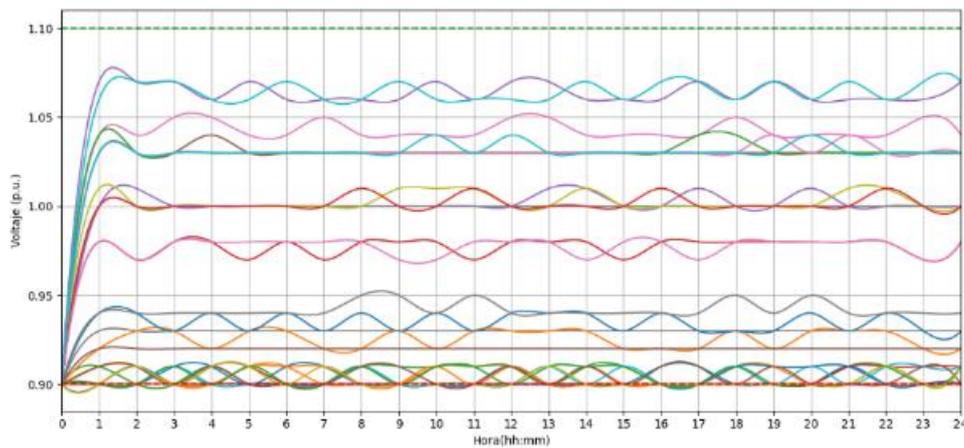
En la evaluación de la de la red de distribución se determina su capacidad de hospedaje para definir el nivel de inyección permitido en los diferentes nodos, es decir, la cantidad de GD que puede ser tolerada en la red sin modificar los parámetros eléctricos existentes en el sistema acorde las normativas vigentes de la empresa eléctrica distribuidora.

3.1 Simulación de la red sin la GD

De acuerdo con las normativas existentes en Ecuador, los voltajes en las redes de distribución eléctrica pueden oscilar entre $\pm 10\%$ en relación con el voltaje nominal de 13.8 kV. Como resultado de la simulación, en la Figura 3 se ilustran los voltajes en situaciones habituales, sin la GD, demostrando

que estos en los diferentes nodos, respetan la norma durante las 24 horas del día. Esta metodología evaluará la incorporación de la generación fotovoltaica para su ingreso permitido sin sobrepasar los límites establecidos de los parámetros de la red. El alimentador fue modelado con 19998 nodos, utilizando un modelo polinomial ZIP, esto demostró que ningún nodo se encuentra en condiciones inaceptables para la incorporación de la GD, teniendo una potencia nominal de 132.3 MW en la red. Sin embargo, el perfil de demanda e irradiación solar se incorpora en las cargas registradas. Como el sistema presenta un conjunto elevado de usuarios, no es posible representar todos los nodos en un solo gráfico y por ello se toman 30 nodos importantes del circuito para tener una visualización más clara de la gráfica con los nodos que logran cumplir los requerimientos y los que incumplen el voltaje al estar por encima de 1.1 pu.

Figura 3. Perfil de Voltaje sin Paneles Fotovoltaicos



3.2 Incorporación de GD a la red

A continuación, se muestran los resultados obtenidos al analizar los escenarios simulados con diferentes porcentos de GD. Los nodos de selección se definieron utilizando el método de Monte Carlo, aplicándolo en múltiples iteraciones para asegurar la aleatoriedad de la selección de los nodos en la red, permitiendo evaluar la capacidad del sistema eléctrico para integrar micro generación y su impacto en la potencia de la red. A medida que se incrementa esta participación, se observa una expansión lineal de la capacidad operativa, optimizando la utilización de los activos eléctricos. No obstante, cuando la incorporación alcanza el 60% en la red, presenta fluctuaciones en la estabilidad del sistema que tienden a incrementarse.

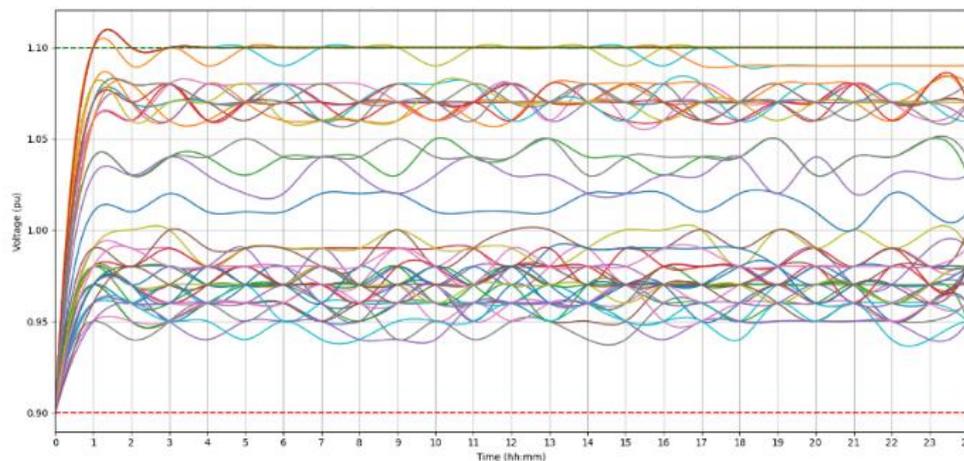
Este crecimiento de GD plantea la necesidad de fortalecer la infraestructura eléctrica, especialmente en las zonas donde la red presenta limitaciones para la inyección de energía renovable. A medida que la participación de GD se incrementa, es fundamental evaluar la capacidad de los transformadores y líneas de distribución, así como optimizar la configuración de la red para permitir una mayor integración sin comprometer la calidad del suministro eléctrico. Esto requiere inversiones en tecnologías de compensación reactiva, almacenamiento energético y dispositivos de regulación que mantengan la estabilidad del sistema frente a variaciones en la generación y el consumo. Además, el diseño de estrategias de operación flexible y la implementación de esquemas de

respuesta a la demanda pueden mejorar la eficiencia del sistema y permitir un uso óptimo de la generación local, impulsando una transición hacia un modelo energético más sustentable y resiliente.

Al alcanzar un 60% de GD como se muestra en la Figura 4, se reduce la transmisión de potencia en 52.92 MW a través de la red convencional, lo que representa una reducción significativa en las pérdidas técnicas causadas por la resistencia de las líneas y transformadores, sin generar afectaciones en la calidad

de servicio brindado por la empresa distribuidora. En un sistema convencional, la energía generada en plantas centralizadas debe recorrer largas distancias hasta los usuarios finales. Con una mayor penetración de GD, la generación ocurre en puntos más cercanos a la demanda, minimizando la caída de tensión y mejorando la eficiencia del sistema. No obstante, este nivel de integración también introduce nuevas dinámicas operativas, como la gestión de flujos bidireccionales de energía, que requieren una modernización de la infraestructura de distribución.

Figura 4. Perfil de Voltaje con Paneles Fotovoltaicos Instalados 0.60 % de Penetración



En los resultados de la simulación indican que existe violación de voltaje que no inciden en la estabilidad del sistema. Al implementar la GD se pueden reducir las pérdidas en la red porque

la energía se produce más cerca del punto de consumo, lo que minimiza la necesidad de transportar electricidad a largas distancias. Para mitigar estos efectos, es fundamental el desarrollo de

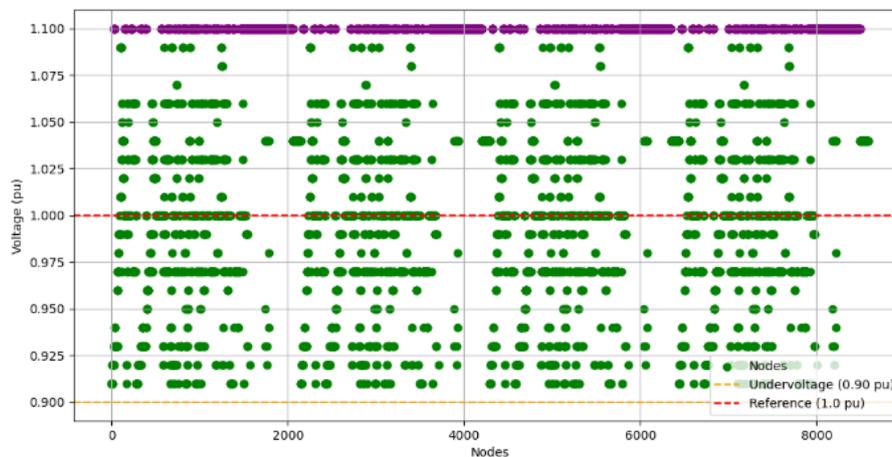
estrategias avanzadas de control y almacenamiento energético, así como la implementación de tecnologías de automatización y sistemas de respuesta rápida que aseguren un desempeño confiable y eficiente del sistema de distribución.

El mapa de tensión en p.u. de los nodos de la red para los N casos Monte Carlo evaluados se muestra en la Figura 5, estableciendo los límites operativos entre 0.90 y 1.10 pico. En base a los escenarios simulados, se observa que la potencia de la red presenta violaciones al límite de tensión máxima, lo que indica problemas de sobrevoltaje en ciertas áreas del sistema. Al analizar completamente el sistema simulado, se realiza un conteo detallado de los incidentes de

estas infracciones. Esto resalta la relevancia de cambiar el control de voltaje para mejorar la estabilidad de la red.

Al utilizar este método se evidencia que al alcanzar un 60% de inserción de GD, se presentan violaciones al incrementar el porcentaje en los parámetros operativos del sistema, como sobrecargas en líneas y desbalances de tensión. Estos resultados confirman que, superado el valor mencionado, la red no puede admitir una mayor inyección de GD sin comprometer la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Para una integración segura, es crucial optimizar la infraestructura y aplicar estrategias de control y compensación reactiva.

Figura 5. Método de Monte Carlo



Luego de haber simulado la implementación de GD, se

corroboran los resultados numéricos y visuales que coinciden con [21],

donde se determinó la viabilidad técnica de sistemas con la incorporación de GD en redes locales, prestando especial atención al sector residencial, donde se obtuvo un límite de 57% de aceptación, detectándose también infracciones por sobrecarga al ingreso de generación fotovoltaica a la red, al sobrepasar los límites de la normativa.

En el análisis de la cargabilidad en los nodos para valorar la reacción del sistema frente a diversos niveles de penetración de GD, se ha considerado los factores como la estabilidad y la calidad del abastecimiento. Se verifica que no se puede lograr la implementación en todo el sistema, debido a puntos críticos de sobrecarga y las restricciones en el alimentador. Esto permite un enfoque gradual facilitando la detección de mejoras en la distribución de carga y posibilita anticipar condiciones de operación ideales para futuros escenarios de GD. Como línea futura, se sugiere aplicar técnicas de optimización como se plantea en [22] y el análisis técnico económico, para determinar puntos óptimos en la inyección de energía, estableciendo las

ubicaciones más favorables para garantizar una operación eficiente y estable del sistema, como se plantea en la investigación realizada por [23] para determinar la viabilidad de la inyección a red de la micro generación.

4. Conclusiones

Conforme el estudio vinculado al abastecimiento de energía del alimentador, se llevó a cabo una simulación empleando el software OpenDSS y una interfaz Python, lo que proporcionó la incorporación de la GD en el sistema eléctrico. En las simulaciones, se producen fluctuaciones de voltaje en la red, lo que simplificó la detección de los puntos críticos donde el porcentaje de regulación se mide en un $\pm 10\%$. Por lo tanto, se inyectó gradualmente la generación fotovoltaica en la red, hasta establecer la capacidad máxima de alojamiento del alimentador.

El estudio permitió verificar la incorporación de GD en una red eléctrica, evaluando una incorporación de un 60% que representa un avance significativo en la eficiencia y estabilidad del sistema

eléctrico, al reducir las pérdidas técnicas en 52.92 MW y optimizar el uso de la infraestructura existente. La proximidad de la generación al punto de consumo minimiza la caída de tensión y mejora la calidad del suministro, disminuyendo la dependencia de la transmisión centralizada. Sin embargo, este nivel de integración también impone desafíos operativos, como la gestión de flujos bidireccionales de energía y la necesidad de modernizar la red. El análisis realizado confirma la factibilidad de integrar la GD en un porcentaje permisible sin afectar la calidad de suministro que permite fomentar la transición hacia una energía sustentable en la zona urbano.

Bibliografía

- [1] Y. Hu et al., "Research progress and prospects of ecosystem carbon sequestration under climate change (1992–2022)," *Ecol Indic*, vol. 145, p. 109656, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.ecolind.2022.109656.
- [2] J. Han, K. Han, T. Han, Y. Wang, Y. Han, and J. Lin, "Data-driven distributionally robust optimization of low-carbon data center energy systems considering multi-task response and renewable energy uncertainty," *Journal of Building Engineering*, p. 111937, Jan. 2025, doi: 10.1016/j.jobbe.2025.111937.
- [3] N. , Khadka, A. , Bista, B. , Adhikari, A. , Shrestha, D. , Bista, and B. Adhikary, "Current Practices of Solar Photovoltaic Panel Cleaning System and Future Prospects of Machine Learning Implementation," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 135948–135962, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3011553.
- [4] S. Dadi Riskiono, L. Oktaviani, and F. Mulya Sari, "IMPLEMENTATION OF THE SCHOOL SOLAR PANEL SYSTEM TO SUPPORT THE AVAILABILITY OF ELECTRICITY SUPPLY AT SDN 4 MESUJI TIMUR," *IJISCS (International Journal of Information System and Computer Science)*, Jan. 2021, Accessed: Oct. 22, 2024. [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:233254703>
- [5] G. Inca, D. Cabrera, D. Villalta, R. Bautista, and H. Cabrera, "Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas," *Ciencia Latina*

- Revista Científica Multidisciplinar, vol. 7, no. 3, pp. 9493–9509, Jul. 2023, doi: 10.37811/cl_rcm.v7i3.6835.
- [6] F. Morante, A. Mocelin, and R. Zilles, “Capacitación y transferencia tecnológica: Su importancia en la sostenibilidad de los proyectos basados en tecnología solar fotovoltaica,” *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 10, pp. 1–8, 2006, Accessed: Feb. 01, 2025. [Online]. Available: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/88527>
- [7] D. García, G. Benítez, A. Vázquez, and M. Gámez, “The distributed generation and its regulation in Ecuador,” *Brazilian Journal of Business*, vol. 3, no. 3, pp. 2018–2031, Jul. 2021, doi: 10.34140/bjbv3n3-001.
- [8] D. Pila, C. Quinatoa, L. Camacho, and J. Vaca, “Transient Stability Analysis of the Ecuadorian Electrical System: Case of the Southern Segment,” *WSEAS TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 19, pp. 360–373, Oct. 2024, doi: 10.37394/232016.2024.19.31
- [9] ARCERNNR, “Regulation No. ARCERNNR-008/23,” Quito, Nov. 2023. Accessed: Oct. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/11/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf>
- [10] F. Remache, J. Castillo, C. Quinatoa, and L. Camacho, “Simulation of Hybrid PV Solar System with Fuel Cell in MATLAB Simulink,” *WSEAS TRANSACTIONS ON CIRCUITS AND SYSTEMS*, vol. 23, pp. 172–183, Oct. 2024, doi: 10.37394/23201.2024.23.18.
- [11] C. Ramos and P. García, “Guía para realizar estudios de revisión sistemática cuantitativa,” *CienciAmérica*, vol. 13, no. 1, pp. 1–6, Jan. 2024, doi: 10.33210/ca.v13i1.444.
- [12] R. Medina, “Microrredes Basadas en Electrónica de Potencia: parte II: Control de Potencia Activa y Reactiva,” *Ingenius*, pp. 24–34, Oct. 2014, doi: 10.17163.ings.n12.2014.03.
- [13] J. Candelo, G. Caicedo, and F. Castro, “Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia,” *Información tecnológica*, vol. 19, no. 5, 2008, doi: 10.4067/S0718-07642008000500011.
- [14] S. , Kahrobaee and V. Mehr, “Probabilistic Analysis of PV

- Curtailment Impact on Distribution Circuit Hosting Capacity," in 2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2020, pp. 2210–2213. doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300440.
- [15] C. Vera and A. Marulanda, "OPENDSS aplicado al modelamiento y simulación dinámica de microrredes," *Visión electrónica*, vol. 12, no. 2, pp. 149–161, Oct. 2018, doi: 10.14483/22484728.13994.
- [16] F. Quevedo, V. Ortega, and L. Idrovo, "Generación de energía fotovoltaica en viviendas rurales en la provincia del Cañar," *Revista Científica y Tecnológica UPSE*, vol. 10, no. 2, pp. 35–49, Dec. 2023, doi: 10.26423/rctu.v10i2.748.
- [17] L. Panjón, "Implementación de Sistemas Fotovoltaicos en Zonas Rurales del Cantón Morona Santiago," *Revista Técnica "Energía"*, vol. 6, no. 1, Jan. 2010, doi: 10.37116/revistaenergia.v6.n1.2010.233.
- [18] A. Sánchez, J. Guarnizo, and F. Forero, "Sistema de gestión de energía descentralizado basado en multiagentes para operación de múltiples microrredes," *TecnoLógicas*, vol. 24, no. 51, p. e1880, Jun. 2021, doi: 10.22430/22565337.1880.
- [19] K. , Schneider et al., "Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3181–3188, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2760011.
- [20] M. , Quijano and G. González, "Study of the Penetration of Photovoltaic Energy at the Self-consumption Customer Level using the IEEE 13-Node Test Feeder adapted to Panama," in 2022 IEEE 40th Central America and Panama Convention (CONCAPAN), 2022, pp. 1–5. doi: 10.1109/CONCAPAN48024.2022.9997607.
- [21] D. Chango, "Distributed generation: opportunities and conditions for its development in Ecuador: analysis of the effects of the application of current regulations in Ecuador, focusing on residential customers.," EPN, Quito, 2023.
- [22] A. Matínez and Y. Llosas, "Techniques for the optimal location of distributed generation in electric power distribution networks," *Dominio de las Ciencias*, vol. 8, no. 1, pp. 503–520, Jan. 2022, doi: 10.23857/dc.v8i41.2506.

- [23] D. , Paredes, S. , Marrero, and C. Quinatoa, “Optimization of Investments in Photovoltaic Microgeneration for Self-Consumption with Grid Injection,” Latacunga, 2024. [Online]. Available: www.nano-ntp.com