



Doi: <https://doi.org/10.70577/asce.v5i1.617>

Recibido: 2025-12-23

Aceptado: 2026-01-08

Publicado: 2026-01-23

Análisis del impacto de generación distribuida en el alimentador 0602SR0T04 mediante simulación en openss

Analysis of the impact of distributed generation on feeder 0602SR0T04 through simulation in openss

Autores

Andy Israel Sarabia Chicaiza¹

andy.sarabia0505@utc.edu.ec

<https://orcid.org/0009-0006-7013-361X>

Universidad Técnica de Cotopaxi

Latacunga – Ecuador

Jefferson Israel Chicaiza Tandalla²

jefferson.chicaiza9592@utc.edu.ec

<https://orcid.org/0009-0002-2903-3634>

Universidad Técnica de Cotopaxi

Latacunga – Ecuador

Quinatoa Caiza Carlos Iván³

carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0001-6369-7480>

Universidad Técnica de Cotopaxi

Latacunga – Ecuador

Xavier Alfonso Proaño Maldonado⁴

Ingeniería en electricidad

xavier.proano@utc.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0002-8271-8838>

Universidad Técnica de Cotopaxi

Latacunga – Ecuador

Cómo citar

Sarabia Chicaiza, A. I., Chicaiza Tandalla, J. I., Carlos Iván, Q. C., & Proaño Maldonado, X. A. (2026). Análisis del impacto de generación distribuida en el alimentador 0602SR0T04 mediante simulación en openss. *ASCE MAGAZINE*, 5(1), 752–769.



Resumen

El presente trabajo analiza el impacto de inyectar generación distribuida (GD) en el alimentador 0602SR0T04 de la ciudad de Latacunga, Ecuador. El objetivo central de estudio es evaluar qué efectos produce la inserción estratégica de sistemas fotovoltaicos, y como estos influyen en variables de la red de distribución. La metodología parte de la recolección de datos técnicos de los elementos conectados a la red, y datos georreferenciales, proporcionados por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.), posteriormente estos fueron procesados mediante filtros de datos para construir una simulación de la red eléctrica de dicho alimentador en el software OpenDSS. Una vez construida la simulación, se incorporaron perfiles de irradiación solar obtenidos en línea, de la web POWER, de la NASA, para representar la radiación real de la zona. El modelo eléctrico permitió simular escenarios de penetración de generación distribuida con porcentajes escalonados (0, 25, 50, 75 y 100 por ciento), seleccionando al azar usuarios con distintos valores de consumo promedio. Se identificaron los beneficios operativos en las redes con generación distribuida asociados a la inyección de energía en niveles de baja tensión. Los resultados muestran un impacto favorable en los perfiles de tensión, reducción de corriente y reducción de pérdidas, que incrementan su efecto a medida que incrementa el porcentaje de GD. Se concluye que, si se implementa la red simulada, cumpliría la norma IEEE 1547-2018 si se inyecta GD al 100%. Se tiene disponible la simulación de la red eléctrica y los datos originales en la data suplementaria.

Palabras clave: Generación Distribuida; Opendss, IEEE 1547-2018; Simulación De Redes Eléctricas; Irradiación Solar.



Abstract

This paper analyzes the impact of injecting distributed generation (DG) into feeder 0602SR0T04 in the city of Latacunga, Ecuador. The central objective of the study is to evaluate the effects produced by the strategic insertion of photovoltaic systems and how these influence distribution network variables. The methodology begins with the collection of technical data from elements connected to the network and georeferenced data, provided by the Provincial Electric Company of Cotopaxi (ELEPCO S.A.); subsequently, these were processed using data filters to build a simulation of the electrical network of said feeder in OpenDSS software. Once the simulation was built, solar irradiation profiles obtained online from NASA's POWER website were incorporated to represent the actual radiation of the area. The electrical model allowed the simulation of distributed generation penetration scenarios with stepped percentages (0, 25, 50, 75, and 100 percent), randomly selecting users with different average consumption values. The operational benefits in networks with distributed generation associated with energy injection at low voltage levels were identified. The results show a favorable impact on voltage profiles, current reduction, and loss reduction, which increase their effect as the percentage of DG increases. It is concluded that, if the simulated network were implemented, it would comply with the IEEE 1547-2018 standard if DG is injected at 100%. The electrical network simulation and original data are available in the supplementary data.

Keywords: Distributed Generation; Opendss, IEEE 1547-2018; Power Grid Simulation; Solar Irradiation.



Introducción

Los sistemas eléctricos se encuentran en 2026 en un periodo de transición, de las redes de distribución con proveedores y usuarios a sistemas sostenibles de energías renovables donde los usuarios son a la vez proveedores. En redes que se diseñaron de manera previa a la existencia de la tecnología solar fotovoltaica, y fueron pensadas para un flujo de potencia unidireccional, no se contemplaron fenómenos como la aparición de la generación distribuida (GD), es decir que los usuarios de la red sean, al mismo tiempo, generadores de energía distribuidos en ella.

Esta transformación es también un desafío técnico significativo, especialmente para configuraciones radiales de zonas urbanas y rurales, donde se teoriza que la aparición de flujos bidireccionales en la red puede cambiar los perfiles de tensión y crear desbalances en los esquemas de protección convencionales. Para estudiar este fenómeno se ha obtenido datos detallados de la red del alimentador 0602SR0T04, ubicado en la ciudad de Latacunga, Ecuador. Una zona con un perfil solar favorable para el estudio. Además, el operador de la red ELEPCO S.A., ha proporcionado los datos necesarios, y no se han encontrado estudios anteriores a este sobre la penetración de la generación distribuida en esta zona; por tanto, conocer el impacto de este tipo de evolución en los sistemas eléctricos puede darnos luces acerca de cómo hacer más eficiente la migración a sistemas renovables.

En cuanto al modelado de la generación distribuida de energía, es posible imitar su efecto mediante inyección de energía en baja tensión en puntos cercanos a las cargas, para imitar las características del fenómeno real, y comprobar si este tiene efectos sobre la estabilidad del sistema, y conocer si estos efectos pueden ampliar la vida útil de los transformadores. Estos datos se contrastan con tablas de radiación solar horaria de fuentes georreferenciadas, permitiendo evaluar en la simulación los beneficios potenciales y los riesgos operativos de la generación distribuida.

Para garantizar realismo de las condiciones en las que se efectúa la simulación las conexiones, tolerancias y valores técnicos de referencia se extraen de la Norma IEEE 1547-2018 ya que este estándar internacional que define los criterios para los sistemas energéticos distribuidos. La norma detalla, entre varios parámetros rangos obligatorios de operación de tensión (5%) [2] y frecuencia,

además de mecanismos de protección necesarios para estos sistemas; valores importantes para el filtrado de los datos.

Como hipótesis central, el análisis de los resultados de la simulación debería confirmar que la penetración estratégica y controlada de paneles solares mejora la eficiencia del alimentador siempre que se respeten los márgenes de seguridad de las normas internacionales como la IEEE 1547-2018, y se promuevan regulaciones nacionales como la Regulación N° 002/2020 [1] acerca de Generación Distribuida de energía para el Autoabastecimiento de los consumidores finales, de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).

De manera adicional el sistema aporta un modelo eléctrico de la red, el cual puede usarse para estudiar otros fenómenos similares y así facilitar la migración a tecnologías sostenibles, y fortalecer la planificación y mantenimiento de las redes de distribución eléctrica de Ecuador.

Material y métodos

Se presentan como datos de entrada para realizar la simulación, cuatro tablas, con información detallada de la red del alimentador 0602SR0T04, que muestran valores históricos, características técnicas, detalles de conexión y coordenadas, que se clasifican por tipo de elemento de la red en 4 categorías: líneas de media tensión, líneas de baja tensión, transformadores y demanda (cargas).

En el caso concreto del alimentador, no se han documentado estudios públicos que hayan evaluado su capacidad de absorción de generación distribuida. Entonces, como no se tiene registros de los efectos, las simulaciones se realizan con porcentajes fijos de los usuarios adaptando estas tecnologías, pero sin conocer su consumo promedio al ser seleccionados, inyectando valores de acuerdo a un valor histórico de consumo cuando se ejecuta la simulación.

Los porcentajes fijos de usuarios inyectando generación distribuida son de 0, 25, 50, 75 y 100%. Considerando que trabajan entre las 6 a.m. y las 6 p.m., y considerando el panel solar estándar como un elemento de 2x1 metros y 450W y una eficiencia del 90%. Estos métodos tanto de selección como de escalonamiento nos permiten observar cómo la inserción estratégica de sistemas



fotovoltaicos incide en el perfil de tensión en las pérdidas técnicas y en la cargabilidad de los transformadores.

Para modelar las conexiones de la red se utilizaron los datos proporcionados por la empresa ELEPCO S.A., entre los que adquieren alta relevancia: Especificaciones técnicas de instalación, valores de consumo promedio e información geoespacial no procesada. Dado que en software de simulación los componentes no pueden presentar discrepancias espaciales en sus coordenadas fue necesario utilizar una hoja de cálculo como herramienta para procesar los datos espaciales y generar correctamente el script de la simulación, que agrupa coordenadas cercanas mediante comparaciones matriciales (index) y redondeo controlado o "snapping", una técnica comúnmente usada en el modelado de redes a partir de datos GIS. Este enfoque ha permitido una conexión fidedigna a la realidad física del 30% del circuito que se puede ver reflejada en el gráfico de la topología de la red que genera la simulación.

Los valores de irradiación global horizontal (GHI) para Latacunga (considerando las coordenadas: -0.919° , -78.618°) fueron obtenidos de PVGIS, plataforma de la Comisión Europea que cruza datos satelitales y modelos meteorológicos validados [3]. Se han utilizado los valores promedio mensuales, de 17 años de registro, permitiendo simular el escenario más crítico posible, máxima generación distribuida con mínima demanda energética.

A. Procesamiento de datos

Los datos suministrados incluían información geográfica acerca del punto de inicio y final de conductores de media y baja tensión, además de coordenadas puntuales de transformadores y cargas. La precisión de los datos hacía que estos no puedan conectarse en la simulación porque representaban puntos cercanos pero separados. Para subsanar parcialmente este problema, se compararon los datos de la topología de las líneas con las de los puntos fijos (transformadores y cargas), sustituyendo las coordenadas de los elementos más cercanos a cada punto, de modo que se conectara la mayor cantidad de líneas a la red.

De manera específica, para resolver las inconsistencias topológicas una hoja de cálculo donde se centralizaron todos los datos reescribe las coordenadas de las líneas con las de los transformadores más cercanos, con estas nuevas coordenadas ensambla los buses y los concatena de acuerdo a las



características de cada línea; de este modo, los buses son los adecuados al ensamblar el archivo de simulación (.dss). Los valores cercanos al punto de un transformador o carga son inferidos como conectados y sus como coordenadas X e Y cambian por las del transformador o carga en cuestión.

Estas técnicas permiten generar nombres únicos para los buses de conexión, que son los nombres que reciben los puntos asociados a cada coordenada en OpenDSS (buses), además de lograr que sea más sencillo eliminar registros duplicados y corregir longitudes de línea que tenían valores inconsistentes.

Es importante aclarar que esta estrategia de recolección y filtrado de datos pretende principalmente normalizar las coordenadas para lograr la validez de los buses de coordenadas en la simulación, el proceso no selecciona ni prioriza ninguna característica de los elementos. En la siguiente tabla, se muestran los campos que en cada elemento de la red fueron seleccionados como útiles para la simulación de la base de datos proporcionada por ELEPCO S.A.

TABLA 1
CAMPOS DE DATOS DE CADA ELEMENTO QUE SE USARON EN LAS
SIMULACIONES DE LA RED.

Valores filtrados	
Líneas (+20000)	Nivel de tensión (Baja/Media) Longitud de la línea (m) Coordenadas de inicio y final Voltaje Nominal (kV) Fases a las que está conectada
Transformadores (498)	Nivel de tensión primaria (kV) Nivel de tensión secundaria (kV) Coordenadas cartesianas Voltaje Nominal (kV) Configuración eléctrica
Cargas (+6000)	Fases (monofásico/trifásico) Consumo promedio (kWh) Coordenadas cartesianas Voltaje Nominal (kV) Fases a las que está conectada
Alimentador	Coordenadas polares (lon,lat)

Potencia (kWh)

Fuente: Elaboración propia

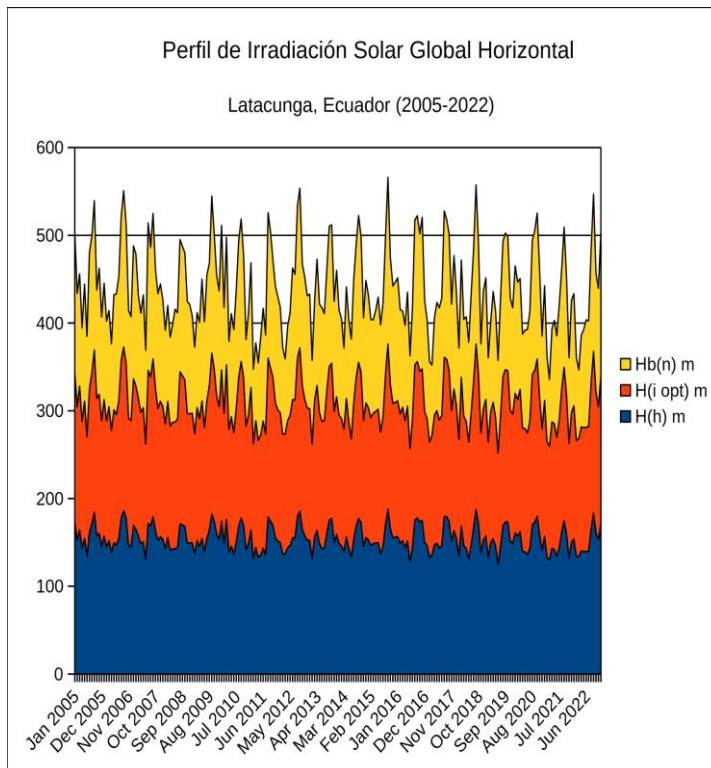
Nota. Solo se seleccionaron los campos que aportaban datos pertinentes para la simulación, omitiendo otros como fecha y hora del registro, usuario que realiza la consulta, entre otros.

B. Análisis del Recurso Solar (PVGIS)

Para medir el nivel de la producción de energía de un sistema fotovoltaico se utiliza un perfil de irradiación solar global horizontal. Estos datos se extraen de plataformas como la de la UE: PVGIS, o NASA POWER. Se eligió la última mencionada por la vigencia de sus datos.

En el caso de Latacunga las coordenadas son (-0.919, -78.618). A continuación, se muestra un gráfico, que confirma que la radiación en la zona, cuenta con recurso solar medio.

FIGURA 1. VALORES DE RADIACIÓN SOLAR GLOBAL HORIZONTAL DE 2005 A 2022 EN LATACUNGA, ECUADOR



Fuente: PVGIS, Perfil de irradiación solar global horizontal Latacunga (2002-2022)



Los datos de NASA POWER para esa latitud y longitud abarcan un periodo de 40 años, con una lectura promedio de cada mes, sin embargo, para el cálculo se eligió los picos del último año disponible, aunque es posible añadir variabilidad estacional en análisis posteriores. La irradiación media mensual puede alcanzar valores pico de 184 kWh/m². Estos valores hacen que la simulación sea más valiosa ya que es posible evaluar el peor escenario, es decir "máxima generación y mínimo demanda" para medir el impacto en el perfil de tensión.

C. Procesamiento de datos para OpenDSS

Para que esta simulación pudiera llevarse a cabo se tomaron los datos disponibles de operaciones en campo y registros históricos de tablas en formato .csv, para redondearlos, sustituir los separadores decimales por puntos, filtrar las líneas de longitudes menores al radio de conexión, hacerlos coincidir entre puntos cercanos y construir un archivo de simulación (.dss) que pueda mostrar el impacto real de la generación distribuida en la sensibilidad de la red. Entre las etapas principales de este proceso destacan:

1) Mapeo de Nodos Selectivo:

Se generó etiquetas únicas o nombres únicos de los buses de conexión basado en el nivel de tensión al que operan, de este modo a pesar de compartir puntos en común en sus coordenadas geográficas, como en el caso de las coordenadas de los transformadores, el nombre del bus no permite que se conecten buses de baja tensión con sus homólogos de media tensión.

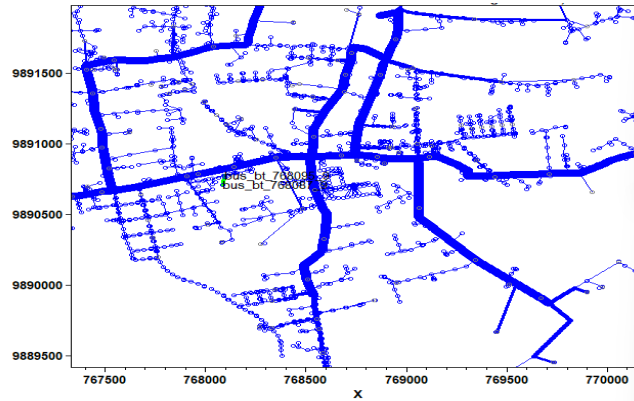
2) Modelado Multifásico:

Para interpretar la conectividad de las fases se implementó un filtro basado en la interpretación de los valores de "fase-conexión", un valor entero del 1 al 7 que cada elemento registrado posee, y que describe las fases a las que se conecta cada elemento para prevenir desequilibrios de fase.

3) Parametrización de características:

Al inicio y final del código se definieron linecodes, que son parámetros de resistencia y reactancia distintos para los conductores de media y baja tensión [4]. Esto permite simular correctamente las caídas por la longitud y calibre del conductor. La topología generada en la simulación de OpenDSS se muestra a continuación:

FIGURA 2. IMAGEN PARCIAL DE LA TOPOLOGÍA DE LA RED, GENERADA CON LOS DATOS PROPORCIONADOS EN OPENDSS



Fuente: Elaboración propia

4) Inyección de GD Aleatoria

Permite simular diferentes niveles de penetración, pero como selecciona los usuarios al azar puede mostrar diferentes escenarios dependientes de los niveles reales de consumo promedio a los que la red debe responder adecuadamente.

Resultados

Las simulaciones ejecutadas con porcentajes fijos de usuarios seleccionados al azar, consideran como única suposición que el número de paneles que cada usuario instala depende directamente de su consumo histórico promedio.

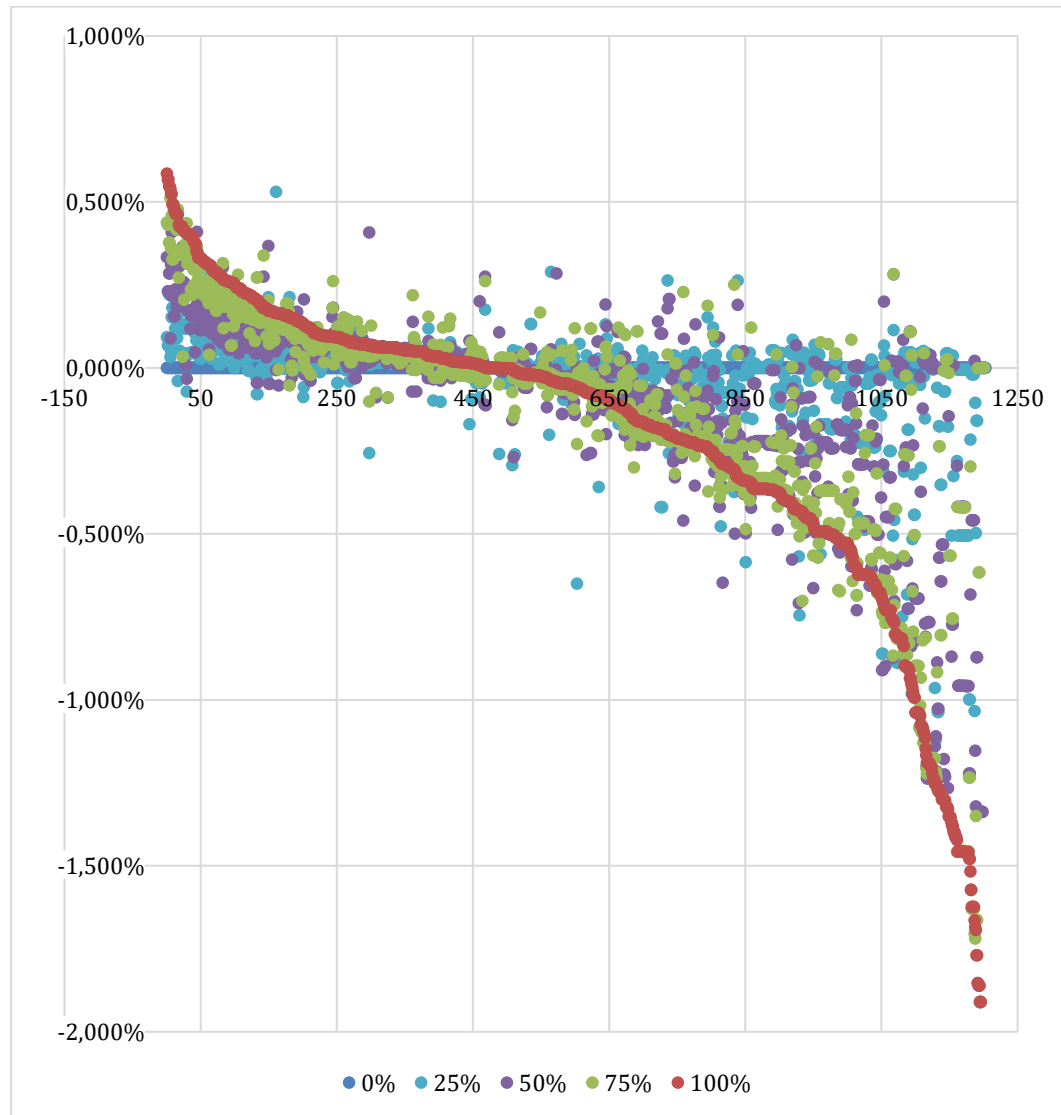
Los nodos validados representan el 33% de la base original, una muestra representativa a nivel estadístico y que constituye un buen escenario para medir el impacto de la generación distribuida en los transformadores y el alimentador.

A. Impacto en la tensión:

Se ha observado que la integración de GD en la red de baja tensión del alimentador tiene un efecto positivo en la regulación de tensión, elevando los niveles de voltaje, sin embargo, este efecto tiene

un comportamiento no esperado, mientras mayor es la caída de los valores por unidad, la generación distribuida contribuye porcentualmente más en su ascenso, de manera análoga a un amortiguador.

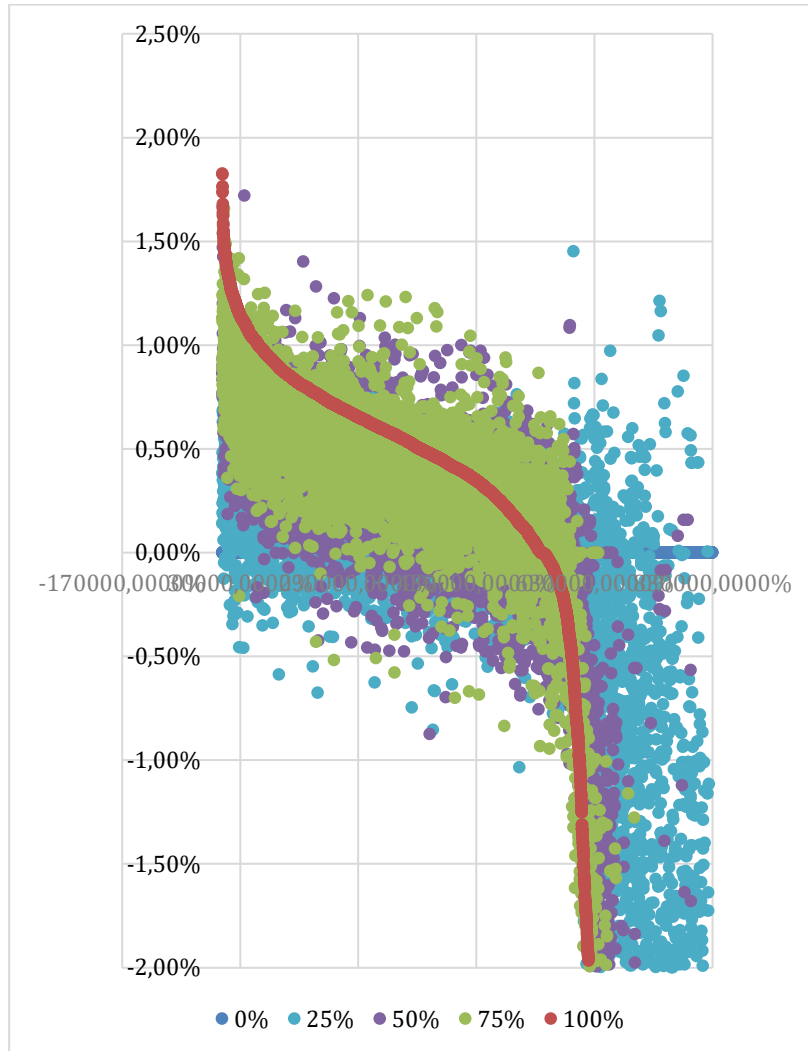
FIGURA 3. INFLUENCIA PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN



Fuente: Elaboración propia

En la figura 3 se puede identificar cómo a medida que se incrementa el porcentaje de generación distribuida este influye en el comportamiento de las líneas de media tensión, la gráfica muestra una disminución porcentual en la corriente máxima en las líneas, haciéndose más predecible debido a la estabilización de la tensión. Un fenómeno homólogo ocurre en las líneas de baja tensión como se ve en la figura 4.

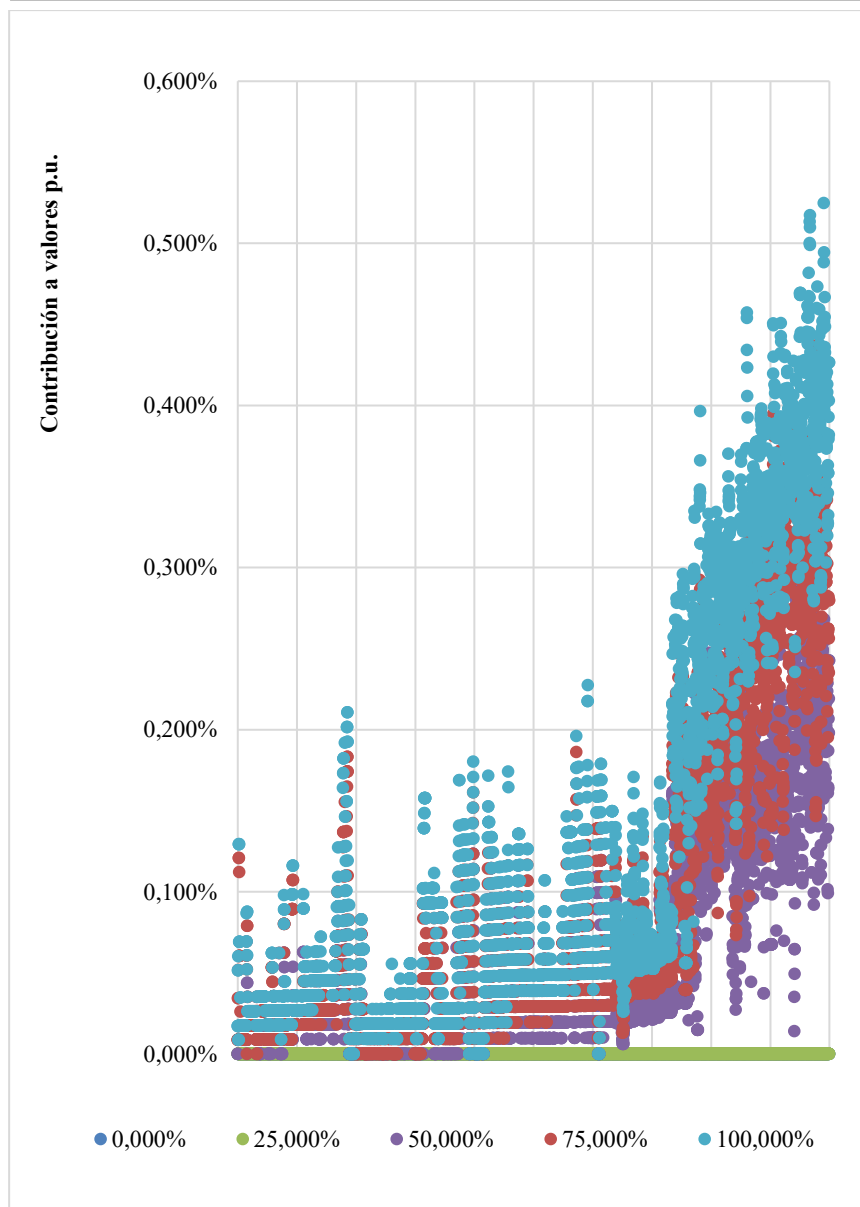
FIGURA 4. INFLUENCIA PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN



Fuente: Elaboración propia

En la simulación los elementos con valores p.u. que se encontraban debajo de lo permitido por la IEEE 1547 mostraron un incremento de hasta en 0.5% cuando la GD alcanza el 100%; y por cada 25% de cargas con GD, el incremento promedio de los valores p.u. es de 0,03.

FIGURA 5. GRÁFICA DE DISPERSIÓN DE LOS INCREMENTOS PORCENTUALES EN LOS VALORES P.U. CON DIFERENTES PORCENTAJES DE PENETRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

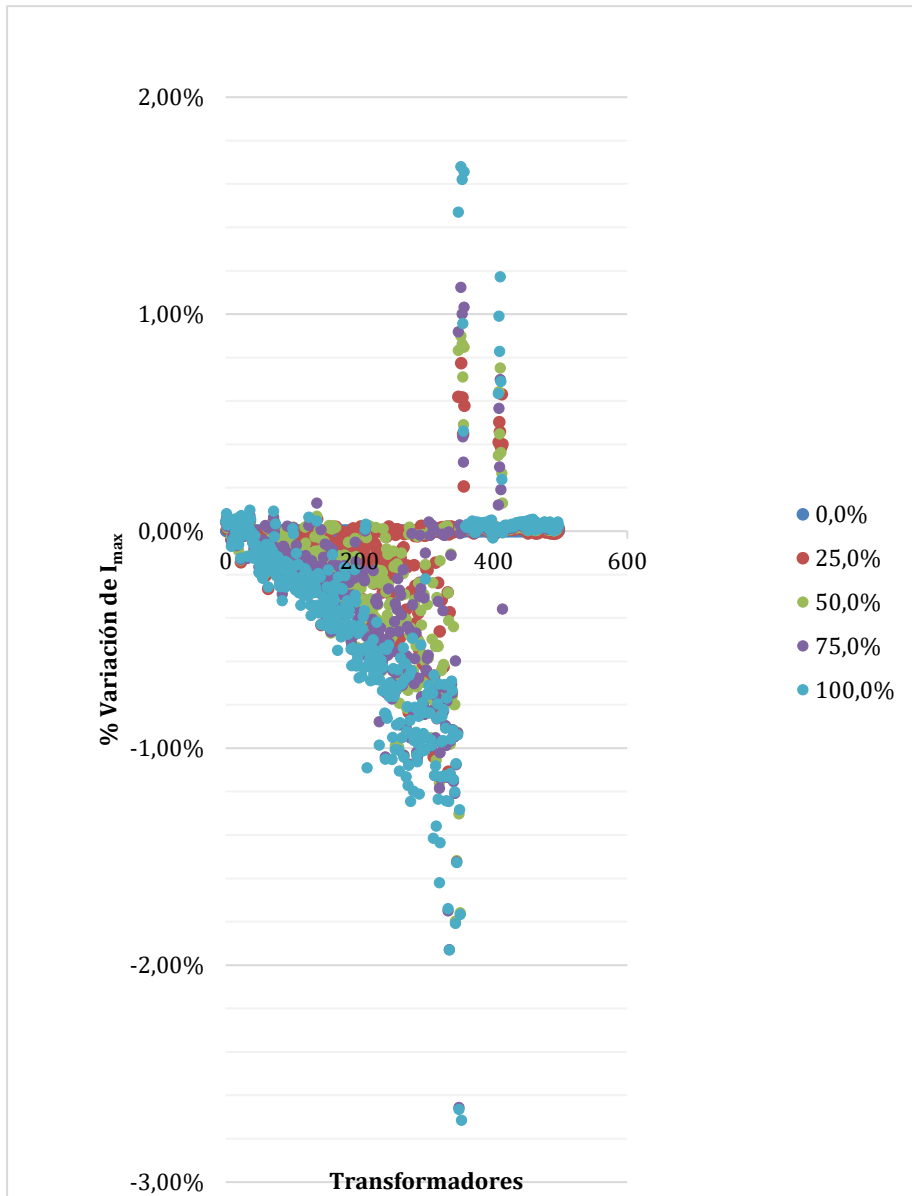


Fuente: Elaboración propia

B. Impacto en los transformadores:

De los 498 transformadores analizados, 414 fueron asimilados adecuadamente por la simulación, y muestran que existe una relación directa entre el porcentaje de generación distribuida y la reducción de hasta 1.5% la corriente de los transformadores.

FIGURA 5. DISPERSIÓN DE LOS VALORES DE CORRIENTE MÁXIMA EN LOS TRANSFORMADORES PARA DIFERENTES PORCENTAJES DE PENETRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.



Fuente: Elaboración propia



Discusión

Respecto a los perfiles de tensión, al ser evaluados en un entorno aislado, estático, siendo la única variable independiente el porcentaje de GD, se evidencia un efecto favorable en la tensión ya que mejora los valores por unidad. Este hallazgo es consistente con el estudio de Bashir et al. (2023) [4] quienes al analizar una red de distribución de Malasia evidenciaron que los perfiles de tensión mejoraban proporcionalmente al incrementar la penetración fotovoltaica en la red, sin embargo, conservaban la tensión dentro de límites aceptables.

Además, ya que los resultados muestran que los valores p.u. que se encontraban debajo de lo permitido por la norma IEEE 1547 [1] mostraron un incremento mayor, que asciende hasta en 0.5% cuando la GD alcanza el 100%, se puede inferir que el efecto de mejora no es lineal. La investigación de Heidari Yazdi et al. (2022) [5] corrobora este hallazgo, ya que explica como la variación en la tensión es más pronunciada en los nodos con caídas mayores de tensión.

Ya que la topología de la red simulada en OpenDSS se realizó mediante procesamiento en hojas de cálculo y técnicas de normalización de coordenadas ("snapping"), se buscó una validación que pueda respaldar esta técnica. La investigación de De-Jesús-Grullón et al. (2024) [6] planteó y validó una estrategia de simulación basada en QGIS2OpenDSS, una herramienta cuyo procedimiento de conexión entre buses cercanos es comparable al tratamiento realizado y metodológicamente adecuada para evaluar una red, con un error absoluto de solo 9.5% entre los datos reales y la simulación ejecutada.

Respecto al impacto reflejado en los transformadores, la relación entre el porcentaje de generación distribuida y la reducción de hasta 1.5% la corriente máxima de los mismos podría resultar favorable para ampliar la vida útil de los mismos, ya que esta reducción tiene como efecto una menor potencia máxima en los transformadores de la simulación, algo que en un entorno real reduciría su estrés térmico. Esta inferencia se complementa con la investigación de, Kanhaiya et al. (2023) [7], quienes demostraron que la generación fotovoltaica puede prolongar la vida útil de los transformadores, especialmente si se gestiona la cantidad inyectada. Por ello, la reducción de corriente observada es térmicamente favorable y también es favorable para alargar la vida útil de los equipos.



Sin embargo, esta última afirmación, contrasta con la investigación de Mahama et al. (2022) [8] quienes al estudiar problemas de sobrecarga en transformadores mediante simulaciones en ETAP, concluyeron que debido al flujo inverso en redes de baja tensión, producido por una alta penetración fotovoltaica, podría generar pérdidas, por lo que debían realizarse una mayor cantidad de simulaciones para el nivel de GD que un transformador puede soportar.

Conclusiones

El Análisis del impacto de generación distribuida en el alimentador 0602SR0T04 mediante simulación en OpenDSS demuestra que la GD tendrá un impacto favorable en la estabilidad del sistema, ya que la simulación puede asimilar adecuadamente niveles de hasta 100% de usuarios inyectando energía a la red. Además, actúa como un “amortiguador” que estabiliza los perfiles de tensión y coadyuva al cumplimiento de los parámetros establecidos por la normativa IEEE 1547, especialmente en los nodos donde se registran mayores caídas de tensión.

El análisis de la corriente máxima en los transformadores muestra que la GD reduce entre 0 y 0,45% la corriente demandada por la subestación. Siendo 0,11% la mejora promedio por cada 25% de usuarios que adoptan la generación distribuida. Los datos de capacidad de los transformadores también muestran un decremento en la corriente consumida (hasta 1.5%) y ya que mantienen una cargabilidad razonable, es posible inferir que la red actual puede permitir la integración de generación distribuida sin riesgos de estrés térmico inmediato, mejorando la calidad del servicio.

La recopilación y el tratamiento de datos nos permite concluir que la generación distribuida es una inversión estratégica para la salud de la red y un modo de obtener mayor plazo para realizar inversiones en mejorar los conductores y elementos de la red por el crecimiento progresivo de la demanda. Por último, la investigación muestra que la metodología aplicada es resiliente a la manera en la que los datos se presentan en la realidad. La limpieza de los datos y corrección de los mismos para mejorar la topología de la red, permitió un análisis parcial de los datos, que es aplicable a cualquier red siempre que se dispongan los valores requeridos y sienta un precedente para estudiar las redes de distribución de Ecuador con miras a su modernización y sostenibilidad.



Referencias bibliográficas

- [1] IEEE, «IEEE 1547- 2018: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,» 2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)..
- [2] ARCERNNR, «Regulación ARCERNNR 002/20: Generación Distribuida para el Autoabastecimiento de Consumidores Finales,» Quito, Ecuador, 2020.
- [3] European Commission, Joint Research Centre, «PVGIS, "Photovoltaic Geographical Information System",» 2022. [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/. [Último acceso: Enero 2026].
- [4] M. R. P. J. & L. C. M. Maghami, «Impact of photovoltaic penetration on medium voltage distribution network.,» Sustainability (Switzerland), vol. 15, n° 7, p. Art. 5613, 2023.
- [5] S. S. R. T. K. H. S. G. G. B. & B. M. Heidari Yazdi, «Over-Voltage Regulation of Distribution Networks by Coordinated Operation of PV Inverters and Demand Side Management Program,» Frontiers in Energy Research, vol. 10, n° DOI: 10.3389/fenrg.2022.920654, p. Art. 920654 , 2022.
- [6] R. E. B. J. R. O. E. S. A. B. D. J. E. P. E. J. J. & G.-R. N. F. De-Jesús-Grullón, «Modeling and Simulation of Distribution Networks with High Renewable Penetration in Open-Source Software: QGIS and OpenDSS,» Energies, vol. 17, n° 12, DOI: 10.3390/en17122925, p. Art. 2925, 2024.
- [7] S. S. a. G. B. K. K. Kumar, «Extension of Distribution Transformer Life in the Presence of Smart Inverter-based Distributed Solar Photovoltaic Systems,» CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 10, n° 1, DOI: 10.17775/CSEEJPES.2022.06060, pp. 88-95, 2024.
- [8] I. B. & N. N. I. Majeed, «Impact of reverse power flow on distributed transformers in a solar-photovoltaic-integrated low-voltage network,» Energies, vol. 15, n° 23, DOI: 10.3390/en15239238, p. Art. 9238, 2022.



Conflicto de intereses:

Los autores declaran que no existe conflicto de interés posible.

Financiamiento:

No existió asistencia financiera de partes externas al presente artículo.

Agradecimiento:

N/A

Nota:

El artículo no es producto de una publicación anterior.