

Modelado de Redes de Distribución usando ETAP

Distribution Power Grids Modeling using ETAP

Rebeca Solís-Ortega¹, Gustavo A. Gómez-Ramírez², Dario Brenes-Fallas³, Jose Pablo Morales Hernández⁴, Marlon Umaña-Mondragón⁵

Fecha de recepción: 10 de mayo, 2024

Fecha de aprobación: 21 de setiembre, 2024

Solís-Ortega, R; Gómez-Ramírez, G.A; Brenes-Fallas, D; Morales-Hernández, J.P; Umaña-Mondragón, M. Modelado de redes de Distribución usando ETAP. *Tecnología en Marcha*. Vol. 38, N° 1. Enero-Marzo, 2025. Pág. 48-62.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v38i2.7104>

1 Escuela de Matemática. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.

 rsolis@tec.ac.cr

 <https://orcid.org/0000-0002-3065-8386/>

2 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica

 ggomez@itcr.ac.cr

 <https://orcid.org/0000-0001-9195-072X>

3 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica

 edgar.brenes.fallas@gmail.com

 <https://orcid.org/0009-0004-4213-6907>

4 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica

 jpablo03041@gmail.com

 <https://orcid.org/0009-0002-8103-8192>

5 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica

 maum18500@gmail.com

 <https://orcid.org/0009-0000-3166-7498>

Palabras clave

Gestión de carga; capacidad de alojamiento; planificación de la red de distribución; respuesta a la demanda, ETAP.

Resumen

Este artículo presenta una metodología para evaluar la modelización y simulación de redes de distribución eléctrica ante una penetración significativa de generación distribuida. Utilizando el programa Analizador de Transitorios Eléctricos (ETAP®), se modeló y simuló una red de distribución de media tensión de Costa Rica, considerando criterios para la determinación de la capacidad de alojamiento, considerando tensión, sobrecarga y corriente. Los resultados revelaron la eficacia del enfoque propuesto para identificar y evaluar los puntos críticos del sistema, sin necesidad de técnicas matemáticas adicionales. Se destacó la importancia de mantener actualizadas las bases de datos para garantizar resultados confiables y válidos. Se concluyó que la herramienta de simulación utilizada tiene la capacidad necesaria para estudiar la penetración de generación distribuida y proporcionar resultados claros para la toma de decisiones estratégicas en el sector eléctrico.

Keywords

Load management; hosting capacity; distribution grid planning; demand respond; ETAP.

Abstract

This paper introduces a methodology for evaluating the modeling and simulation of electrical distribution networks amidst significant integration of distributed generation. The Electrical Transient Analyzer Program (ETAP®) was utilized to model and simulate a medium voltage distribution network in Costa Rica, incorporating criteria for determining accommodation capacity based on voltage, overload, and current considerations. Our findings demonstrate the effectiveness of this approach in identifying and assessing critical points within the system, thereby eliminating the need for additional mathematical techniques. We underscore the importance of maintaining updated databases to ensure the reliability and validity of results. In conclusion, the simulation tool utilized exhibits the necessary capacity to analyze the integration of distributed generation, providing clear insights for strategic decision-making within the electricity sector.

Introducción

Las redes eléctricas enfrentan grandes desafíos para integrar nuevas tecnologías de generación de electricidad y cargas eléctricas [1], pero a su vez tienen grandes oportunidades en el desarrollo de herramientas para el análisis y toma de decisiones en las inversiones en la infraestructura eléctrica. Por esta razón, ante el incremento de cargas eléctricas no tradicionales como los vehículos eléctricos [2], se hace necesario evaluar tanto las redes eléctricas de transmisión como de distribución para determinar su impacto, así como para prever diversas situaciones que puedan poner en riesgo los sistemas eléctricos.

El modelado de las Redes Eléctricas requiere ciertos requerimientos y consideraciones, ya que las herramientas de simulación deben ser estables, robustas y confiables [3][4]. Debido a la naturaleza de esta tarea, es importante distinguir y clasificar el uso de distintos programas de simulación según la red que se esté estudiando. Por ejemplo, en sistemas de transmisión se ha

utilizado ETAP® para estudiar la Red Eléctrica de Centroamérica, mientras que los operadores de la red recurren a PSS/E® [1], [5]. En cuanto al análisis de las redes de distribución [3], existen varias alternativas de simulación, tales como DlgSILENT, NEPLAN, CYME, entre otras.

El modelado de las redes de distribución presenta cada día más desafíos a medida que se integran más recursos distribuidos, como los paneles solares, vehículos eléctricos y el almacenamiento de energía [6], [7], [8]. Esta integración plantea dificultades en el análisis debido a la necesidad de herramientas computacionales más avanzadas y de gran capacidad de procesamiento, especialmente porque los sistemas de distribución suelen contar con una gran cantidad de nodos. Actualmente, las visualizaciones con sistemas georreferenciados se utilizan de manera satisfactoria, lo que facilita la comprensión y ubicación de los recursos distribuidos, así como la gestión de las cargas y el rendimiento de los circuitos. La Generación Distribuida (GD) se ha convertido en un elemento de importancia y análisis en la actualidad.

Debido a esta creciente complejidad en el análisis de las redes de distribución y la gran cantidad de datos involucrados, es necesario emplear métodos matemáticos para agilizar los cálculos [9]. De acuerdo con Iweh et al. [10], se han propuesto varios métodos para abordar los desafíos en la integración de nuevas tecnologías de generación de electricidad y cargas eléctricas. Estos métodos incluyen técnicas estocásticas como la simulación de Monte Carlo, la estimación de puntos, simulación Multi-Linear, la extensión de Gram-Charlier y la extensión Cornish Fisher. Además, se pueden emplear Métodos de Series de Tiempo como los Autorregresivos (AR), el Promedio Móvil Autorregresivo (ARMA) y la Media Móvil Integrado Autorregresivo (ARIMA) para generar series de datos a lo largo de largos periodos de tiempo. También señalan que se ha llevado a cabo una considerable cantidad de investigaciones sobre la importancia de la integración a la red de la generación distribuida, y proponen metodologías para su penetración. Además, destacan que los comités técnicos están evaluando la importancia de la cuantificación ante la incertidumbre, el control y la estimación de los recursos distribuidos [10].

La determinación del alojamiento y el dimensionamiento de los recursos distribuidos, en particular el almacenamiento y la generación solar, ha adquirido una mayor importancia [11], [12]. Se han llevado a cabo análisis para el control de los niveles de tensión, las pérdidas y otros aspectos [13], [14], [15]. Asimismo, se han realizado estudios en las redes eléctricas de distribución, abordando criterios de tensión y sobrecarga de los elementos [16], [17], [18], [19].

Todos estos análisis son lo que comúnmente se denominan herramientas de simulación, llamadas: “Hosting Capacity Analysis” o “Análisis de Capacidad de Alojamiento” (traducción al castellano). Las herramientas de simulación se enfocan en el análisis del cálculo de las tensiones, sobrecarga de los elementos, determinación de las pérdidas, análisis de la calidad del suministro y estimación de las corrientes de cortocircuito a fin de analizar el comportamiento de las protecciones. Esto es lo que se le llama Factores Limitantes [3]. Es importante mencionar que las herramientas de simulación pueden realizar estudios para determinar los Factores Limitantes de forma separada, sin embargo, requiere de algún análisis posterior para analizar e interpretar los resultados. Algunas otras herramientas poseen módulos donde se hace un análisis completo de la capacidad de penetración de generación distribuida aplicando métodos de estimación matemática para maximizar su penetración [3, 9]. Esto es transcendental, debido a que las redes de distribución son de una cuantía considerable y se requiere cierta capacidad computacional para ejecutar los estudios de penetración. Tanto los cálculos como los métodos son importantes a la hora de seleccionar una herramienta de simulación para los planificadores de los sistemas eléctricos.

En el caso de Costa Rica, de acuerdo con la [Ley 10086](#) [20], titulada “Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables”, no solo se incentiva y promueve, sino que también se vuelve necesario analizar las redes eléctricas ante una

alta penetración de recursos distribuidos renovables, como la generación fotovoltaica, los vehículos eléctricos y el almacenamiento electroquímico. Esta legislación viene acompañada de un [reglamento](#) [21] que establece pautas para el análisis de los circuitos de distribución. Dicho reglamento se centra en los productores de sistemas de pequeña escala (con una potencia instalada igual o inferior a 5000 kW), considerando su operación tanto de forma aislada como operando con y sin entrega de excedentes de energía a la red. Además, establece las condiciones para integrar sistemas de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos en diversos modos de operación con el fin de analizar la respuesta de la demanda.

Con base en lo expuesto anteriormente, el objetivo de este trabajo es evaluar la modelización y simulación de una red de distribución ante una penetración significativa de generación distribuida, identificando de manera efectiva y eficiente los puntos críticos del sistema y evaluando exhaustivamente la red eléctrica. Además, se busca resaltar la importancia de considerar criterios de tensiones, sobrecargas y cortocircuitos en el análisis inicial, así como mantener actualizadas las bases de datos. En general, este artículo está estructurado de la siguiente manera: la sección 2 describe la metodología, la sección 3 presenta los resultados y discusiones, mientras la sección 4 expone las conclusiones.

Metodología

I. Modelado

El modelado de las redes eléctricas puede presentar características muy específicas que deben ser consideradas en cada evaluación. En particular, en el caso de las redes de distribución, es importante tener en cuenta ciertas consideraciones debido a la naturaleza de la simulación a realizar. A continuación, en la tabla 1, se enumeran las características mínimas que deben considerarse para el modelado de los elementos:

Tabla 1. Requerimientos de información de los elementos para modelado

No	Elemento	Información requerida para modelado
1	Barra infinita	Tipo de conexión (trifásica/monofásica/bifásica), conexión de fases, MVA_{falla} , relación X/R, coordenadas georreferenciadas.
2	Barra o nodo	Tipo de conexión (trifásica/monofásica/bifásica), conexión de fases, capacidades de cortocircuito simétricos, asimétricos y valor pico, coordenadas georreferenciadas.
3	Cables	Tipo de conexión (trifásica/monofásica/bifásica), conexión de fases, conductores por fase, Sistema de unidades (inglés o métrico), material del conductor, frecuencia del sistema, tensión de diseño y operación, tipo de aislamiento, calibre o área del conductor, longitud, temperaturas de operación y diseño, impedancia de secuencia.
4	Capacitor	Conexión del banco (trifásica o monofásica), conexión de fases, Tensión de diseño y operación, potencia reactiva (KVAR), # de bancos.
5	Cargas dinámicas	Tensión de operación, Potencia Activa (KW), Reactiva (KVAR) y Nominal (KVA), factor de potencia, tipo de conexión (monofásica o trifásica), conexión de fases, % carga en motores, relación X/R, Impedancias de cortocircuito.
6	Cargas estáticas	Tensión de operación, Potencia Activa (KW), Reactiva (KVAR) y Nominal (KVA), factor de potencia, tipo de conexión (monofásica o trifásica), conexión de fases.
7	Fusible	Tensión máxima, corriente nominal y de falla, Norma (IEC o ANSI).
8	Generador de inducción	Tensión de operación, HP, Tipo de conexión (monofásico o trifásico), cargabilidad y eficiencia a diferentes niveles (100,75,50,25), corriente de rotor bloqueado, letra de código NEMA, impedancias de secuencia, tipo de conexión a tierra, velocidad nominal del motor, factor de servicio, deslizamiento, # polos.

No	Elemento	Información requerida para modelado
9	Generador sincrónico	Tensión de operación, HP, Tipo de conexión (monofásico o trifásico), cargabilidad y eficiencia a diferentes niveles (100,75,50,25), corriente nominal, impedancias de secuencia, tipo de conexión a tierra, velocidad sincrónica, factor de servicio, tipo de modelo (1 ^{er} , 2 ^{do} , 3 ^{er} , 4 ^{to} , 5 ^{to} o 6 ^{to} orden), constantes del modelo dinámico, corriente de rotor bloqueado, constante de inercia, modelo de saturación de la máquina ($S_{1,0}$ y $S_{1,2}$), factor de servicio.
10	Interruptor de baja tensión	Norma (IEC o ANSI), corrientes nominales, tensión de operación y diseño, tiempos de actuación, corrientes de cortocircuito.
11	Interruptor de media tensión	Norma (IEC o ANSI), corrientes nominales, tensión de operación y diseño, tiempos de actuación, corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas, corriente pico.
12	Interruptor monofásico	Norma (IEC o ANSI), corrientes nominales, tensión de operación y diseño, tiempos de actuación, corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas, corriente pico.
13	Línea de distribución	Tipo de conexión (trifásica/monofásica/bifásica), conductores por fase, Sistema de unidades (inglés o métrico), material del conductor, frecuencia del sistema, tensión de diseño y operación, tipo de aislamiento, calibre o área del conductor, longitud, temperaturas de operación y diseño, impedancia de secuencia.
14	Recerrador	Tipo de recerrador, tipo de aislamiento, curva de operación, tensión máxima, corriente nominal, tiempo de operación, corrientes de cortocircuito máximas (pico, simétrica y asimétrica).
15	Regulador de tensión	Potencia Nominal (KVA), impedancias, relación X/R, # de posiciones del cambiador de derivaciones (primario y secundario), tensiones de operación (primario y secundario), corrientes de operación (primario y secundario), características de los transformadores de potencial y corriente internos.
16	Transformador de corriente	Corrientes de operación (primario y secundario), relación de vueltas, norma.
17	Transformador de potencial	Tensiones de operación (primario y secundario), relación de vueltas, norma.
18	Transformadores y tres devanados	Tipo de conexión (trifásica/monofásica), # de posiciones del cambiador de derivaciones (primario y secundario), tensiones de operación (primario y secundario), corrientes de operación (primario y secundario), características de los transformadores de potencial y corriente internos, tipo (acorazado o columnas), temperaturas de diseño, Potencia Nominal (KVA), impedancias de secuencia y relación X/R en cada una de las fases, BIL, tipo de enfriamiento (ONAN, ONAF), factor K.

II. Simulación

El análisis de una red de distribución implica estudiar los perfiles de tensión, flujos de potencia, sobrecargas de los elementos (como líneas de distribución y transformadores) y determinar las corrientes de cortocircuito. En el caso de una alta penetración de generación distribuida, los niveles de tensión pueden variar, y esta generación también puede aumentar las corrientes de cortocircuito debido a su contribución a las corrientes de falla. A continuación, se detalla el procedimiento para cada uno de estos criterios (según la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, [ARESEP](#)) para determinar las capacidades de alojamiento de la generación distribuida [22], utilizando métodos de análisis basados en los Factores Limitantes:

- a. Análisis de los criterios de tensión en los nodos y barras del sistema:
 - i. Determinación de los niveles de tensión: Es necesario que las tensiones se mantengan dentro de un rango de variación de $\pm 5\%$. Este análisis debe realizarse en cada uno de los nodos, ya sea en media tensión (MT) o baja tensión (BT). Se considera que se incumple esta condición si algún elemento supera el límite establecido.

- ii. Determinación de las variaciones en la tensión: Se obtiene aplicando la ecuación (1).

$$\%DesbV = \left(\frac{V - V_{prom}}{V_{prom}} \right) * 100 \quad (1)$$

Donde

%VT = porcentaje de variación de tensión

V_{cp} = tensión con Generación Distribuida

V_{sp} = tensión sin Generación Distribuida

Este criterio compara la variación de la tensión desde no tener generación distribuida hasta un valor determinado de esta. Se considera que se incumple si la variación supera un valor de $\pm 3\%$ para los circuitos de media tensión (>1000 V) y un $\pm 5\%$ para los circuitos de baja tensión (<1000 V).

- iii. Determinación de los desbalances en la tensión: se obtiene aplicando la ecuación (2).

$$\%VT = \left(\frac{V_{cp} - V_{sp}}{V_{sp}} \right) * 100 \quad (2)$$

Donde

V = tensión de fase (a,b,c)

V_{prom} = tensión promedio entre las fases

Este criterio se aplica a los circuitos trifásicos de media y baja tensión. Se examina cada fase por separado con el objetivo de identificar los nodos que presenten un desbalance de tensión superior al 3% para los distintos niveles de penetración de Generación Distribuida.

- iv. Determinación de los aumentos en las acciones de control: Este criterio evalúa la acción de los reguladores de tensión en las redes eléctricas. Se centra en identificar la desviación en un nodo de control y asegurar que esta no supere el 50% de su banda de tensión definida. La aplicación de este criterio es complementaria a los anteriores, ya que refleja los cambios en los perfiles de tensión. Sin embargo, es excluyente cuando no existen reguladores en las redes eléctricas o compensación de potencia reactiva (capacitores).
- b. Análisis de sobrecarga en los conductores, transformadores y otros elementos: Este criterio identifica cuales elementos de la red eléctrica están sobrecargados en más de un 100%.
- c. Análisis de corrientes de cortocircuito
- i. Determinación del aumento de la corriente de falla: Este criterio analiza el aumento en las corrientes de cortocircuito de un punto a otro, y se espera que, bajo diferentes niveles de penetración de Generación Distribuida, no se exceda el 10% en los niveles de corriente evaluados desde un 0% de penetración hasta el valor deseado. Sin embargo, este criterio puede ser excluido si se realizan estudios y actualizaciones de ajustes, así como coordinación de las protecciones, con una frecuencia semestral.

- ii. Determinación de la reducción de alcance: En este criterio se evalúa la capacidad del sistema ante una falla para determinar la reducción de corriente de un punto a otro. Se espera que esta reducción no supere el 10% al comparar la corriente calculada de cortocircuito con y sin generación distribuida en los diferentes niveles de penetración. No obstante, este criterio puede ser excluido si se realizan estudios, actualizaciones de ajustes y coordinación de protecciones con una frecuencia semestral.
- iii. Determinación del disparo indebido: En condiciones donde se tienen más de dos circuitos alimentados desde un solo punto o generación distribuida que presente un importante aporte en las corrientes de falla, es necesario verificar la corriente de ajuste de disparo calculada en comparación con la ajustada en los interruptores, relés u otros dispositivos. Este criterio puede omitirse si los interruptores tienen activadas las protecciones de sobrecorriente con capacidad de detectar corrientes de falla bidireccionales.
- iv. Determinación de la coordinación fusible – interruptor: Se identifica la diferencia de corriente entre el valor de cortocircuito entre un fusible y el valor de cortocircuito de un interruptor visto aguas arriba. Dicha diferencia no debe superar un valor establecido. Sin embargo, este criterio puede ser excluido si se realizan estudios, actualizaciones de ajustes y coordinación de protecciones con una frecuencia semestral.

III. Procedimiento para el análisis de redes de distribución

Como se mencionó previamente, el análisis de redes eléctricas, especialmente en el caso de las redes de distribución, requiere modelado y simulación para comprender no solo su comportamiento, sino también la respuesta de la demanda ante una penetración significativa de generación distribuida. La figura 1 muestra el procedimiento para realizar el análisis, enfocándose en los Factores Limitantes del sistema.

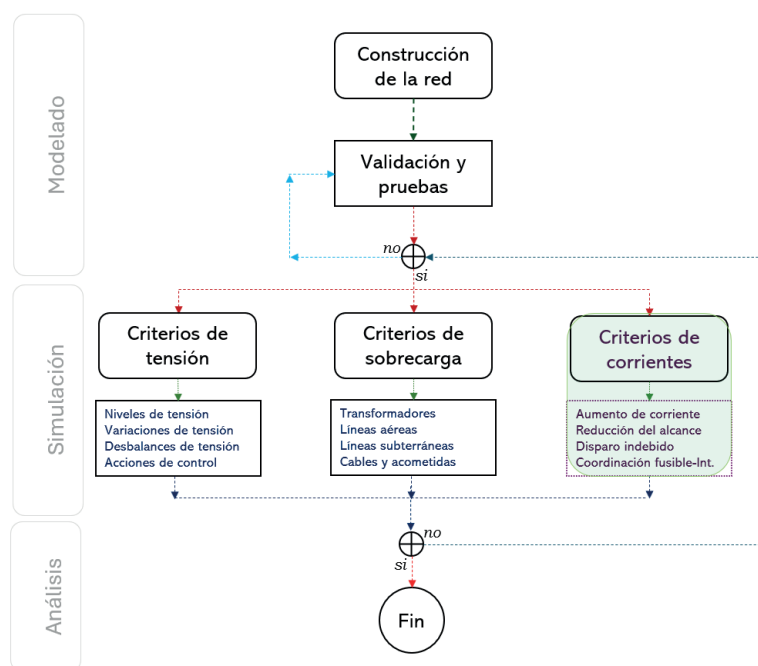


Figura 1. Esquema para el análisis de redes de distribución.

A continuación, se describe el paso a paso, propuesto en la figura 1 para establecer los criterios para el modelado, simulación y análisis de las redes de distribución:

1. El modelado del sistema de distribución requiere de la información que se menciona en la tabla 1, pues cada una de las herramientas de simulación necesita de estos datos para construir el modelo. Es importante mencionar que hoy día se dispone de modelos genéricos (en inglés common information model) para emigrar las bases de datos entre las distintas opciones de simulación. En este nivel, se deben realizar pruebas y validaciones para corregir errores e inconvenientes que puedan surgir en esta etapa. Este proceso puede requerir varias iteraciones hasta lograr el modelo deseado y satisfactorio.
2. Una vez concluida esta etapa, el nivel de la simulación aplicará los criterios establecidos en la sección 2. Para ello se deberán aplicar los criterios de tensión, sobrecarga y corriente. Es importante mencionar que en este caso deben cumplirse todos y en caso de que al menos uno de ellos no sea logrado, en este nivel de penetración de generación distribuida queda concluido la simulación. Si algún criterio no cumple, se debe realizar la simulación anterior para verificar las condiciones en la que si se alcanza el valor de penetración. Se resalta en los criterios de corriente porque, estos pueden ser omitidos si se tienen ajustados y coordinados las protecciones de los circuitos de distribución.
3. Una vez que se cumple con todos los criterios evaluados, la etapa de análisis muestra los resultados del análisis de las capacidades de alojamiento en los nodos del sistema.

IV. Caso de estudio

Para la implementación de la metodología propuesta, se modeló y simuló una red de distribución de media tensión de Costa Rica. Esta red carece de reguladores de tensión y se caracteriza por mantener una coordinación rigurosa y un ajuste estricto de los sistemas de protección. Las características específicas de dicha red se pueden observar en la tabla 2. Además, el diagrama unifilar de dicha red se puede observar en la figura 2.

Tabla 2. Características de la red del caso de estudio

Niveles de Tensión (MT/BT)	34.5/19.9/0.48/0.24 kV
Barras o Nodos	735
Transformadores Monofásicos	451
Transformadores Trifásicos	63
Cargas Monofásicas	2402
Cargas Trifásicas	160
Paneles Solares	1343
Demanda	1120.2 kW / 447.6 kVAR
Herramienta de simulación	Programa Analizador de Transitorios Eléctricos (ETAP®)

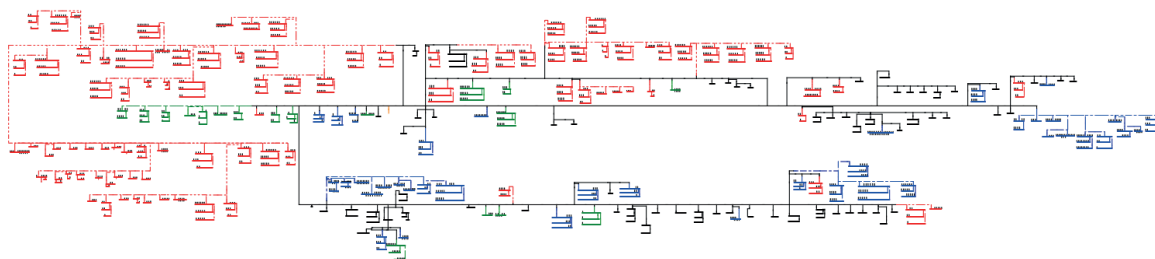


Figura 2. Diagrama eléctrico genérico de la red del caso de estudio (los colores de la red eléctrica muestran las cargas conectadas a las distintas fases del sistema (A: azul, B: verde, C: rojo) y el color negro muestra las cargas trifásicas).

En el proceso de modelado y simulación mostrado en la figura 2, se utilizó el software ETAP® (Programa Analizador de Transitorios Eléctricos) como herramienta fundamental. Se emplearon sus módulos específicos para analizar tanto el flujo de potencia balanceado como desbalanceado, así como el flujo de potencia con series de tiempo (Time Domain Load Flow). Estos módulos fueron fundamentales para calcular los flujos de potencia, perfiles de tensión y demanda dentro de la red de distribución eléctrica.

Resultados y Discusión

Con base al caso de estudio, se realizó el análisis de los criterios de tensión en los nodos y barras del sistema y el análisis de sobrecarga de los elementos. Cada circuito de distribución fue sometido a una penetración desde el 0 hasta el 100% en paneles solares de un máximo de 3000 W, donde se perfiló la generación solar de acuerdo con el comportamiento típico de la irradiancia de la zona. Se emplearon datos de simulación y de irradiancia horaria para calcular el patrón de generación de energía del sistema fotovoltaico. Se utilizaron los registros de irradiancia y temperatura correspondientes a un día meteorológico estándar en Costa Rica, utilizando datos climáticos provenientes de la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB) del Laboratorio Nacional de Energía Renovable.

A continuación, se presentan los resultados de cada uno de estos análisis. Es importante destacar que los colores presentes en cada una de las figuras representan cada una de las 735 barras o nodos de la red. En el caso de los criterios de tensión, los nodos que han sido objeto de análisis, mientras que, en los criterios de sobrecarga, representan cada uno de los componentes de la red. Dada la extensión de la red de distribución, se exhiben todos los resultados, enfocándose especialmente en la observancia de los criterios establecidos, distribuyendo los resultados en percentiles de penetración de generación distribuida.

i. Análisis de los criterios de Tensión en los nodos y barras del sistema

- a. **Determinación de los niveles de tensión:** Según las figuras 3, 4 y 5, se muestran los resultados obtenidos del análisis de tensiones en los puntos de conexión de la red eléctrica, abarcando tanto la baja como la media tensión, con condiciones de penetración que varían desde el 0% hasta el 100%, evaluadas en incrementos del 25%, 50% y 100%. Se observan sobretensiones en los nodos cuando la penetración supera el 50%; sin embargo, a medida que aumenta la penetración, se registra un incremento significativo en los niveles de tensión, que se extienden a rangos superiores al $\pm 5\%$. Es relevante destacar que las sobretensiones son más notables en la fase C, seguida de la fase A, en

contraste con la fase B, donde la magnitud es menor. Este fenómeno puede atribuirse a la tendencia de conectar un mayor número de circuitos monofásicos a las fases A y C, lo que genera una carga más elevada en dichas fases.

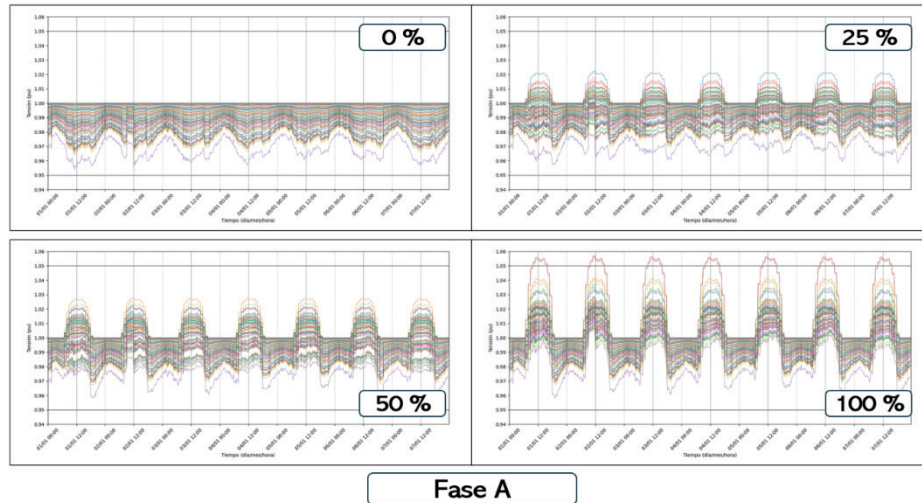


Figura 3. Resultados del Análisis de Sobretensiones para nodos de Fase A.

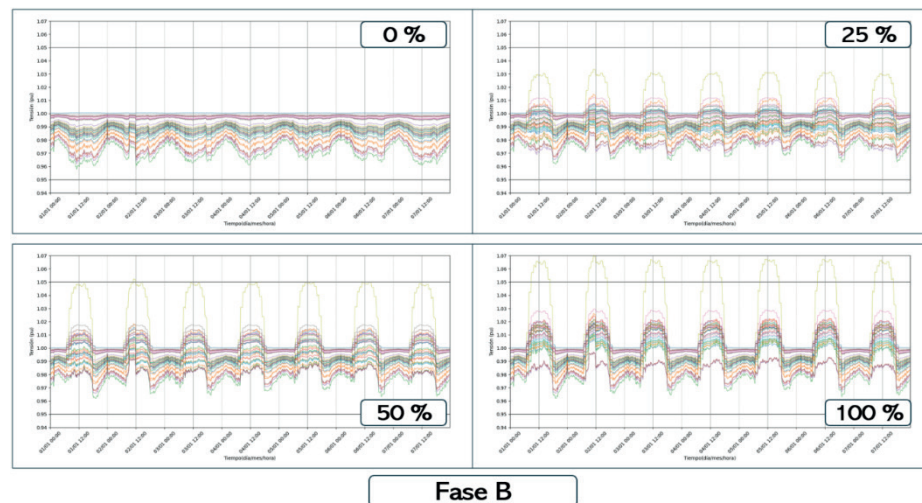


Figura 4. Resultados del Análisis de Sobretensiones para nodos de Fase B.

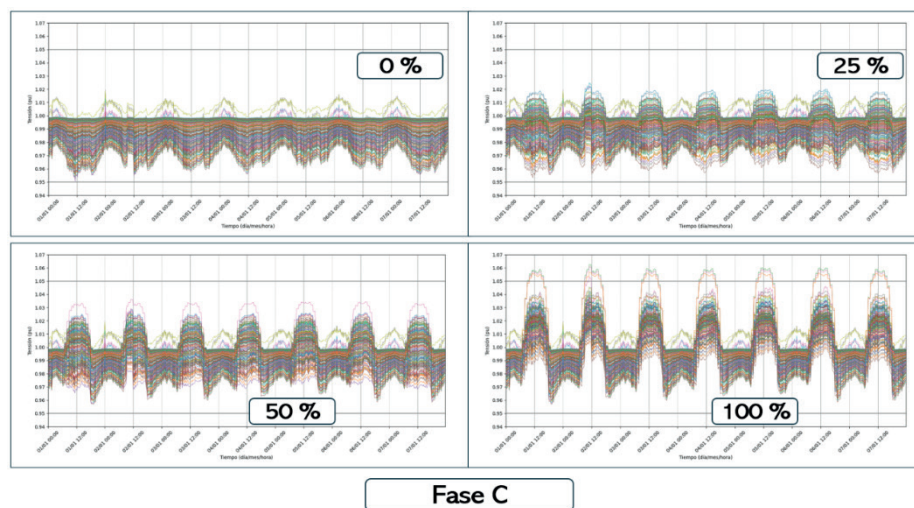


Figura 5. Resultados del Análisis de Sobretensiones para nodos de Fase C.

- b. **Determinación de las variaciones en la tensión:** En la figura 6, se presenta una representación gráfica que contrasta la fluctuación de la tensión en cada una de las fases del sistema bajo análisis. Se observa que los criterios establecidos tanto para los niveles de baja tensión como para los de media tensión no se cumplen cuando la penetración supera el 50%. Este fenómeno se debe al comportamiento directamente relacionado con las tensiones, el cual fue analizado en la sección anterior.

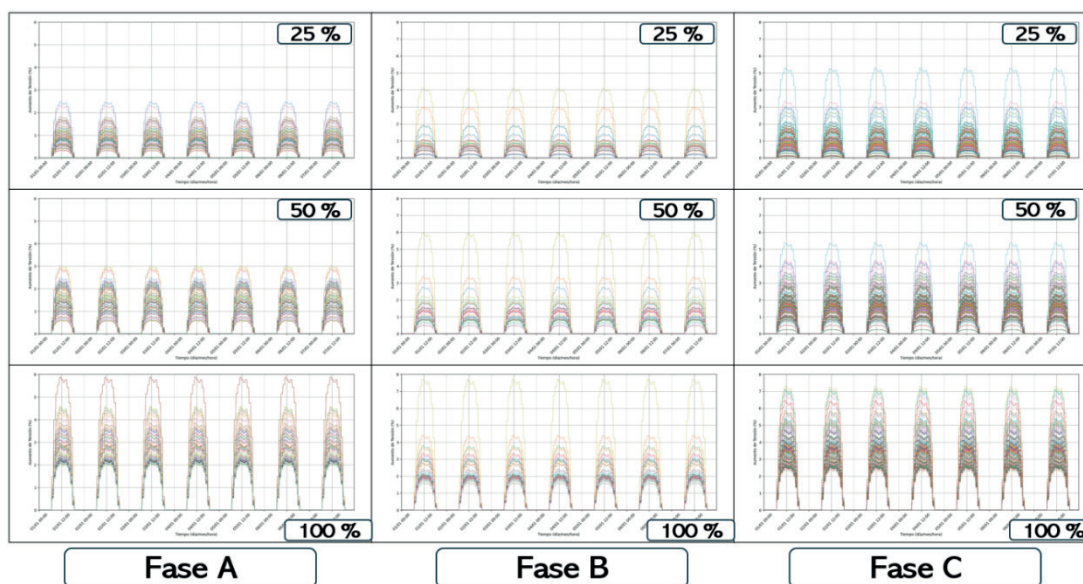


Figura 6. Resultados del Análisis de Variaciones de Tensión.

- c. **Determinación de los desbalances en la tensión:** En la figura 7, se puede apreciar que, para los diferentes niveles de penetración, no se observaron violaciones debido a desequilibrios de tensión, como se menciona.

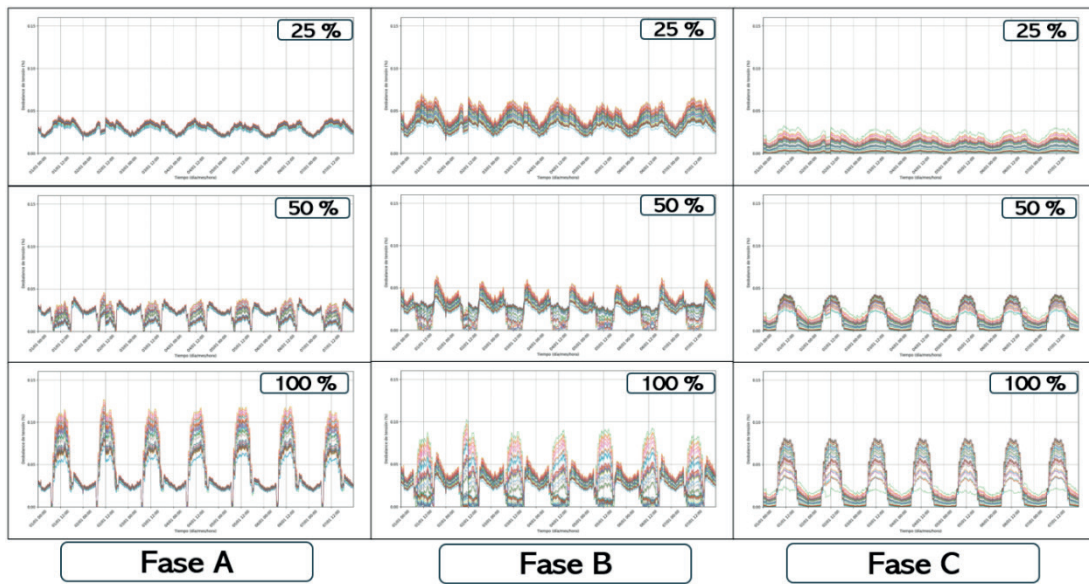


Figura 7. Resultado del Análisis de Desbalances de Tensión.

ii. Análisis de Sobrecarga de los Elementos

- a. **Determinación de sobrecarga en los conductores:** En la figura 8 se representan los niveles de sobrecarga para cada uno de los ramales de BT. Se puede apreciar que, incluso en el nivel de penetración del 0%, algunos ramales muestran restricciones, y a medida que aumenta la penetración, se evidencia la sobrecarga debido a los flujos de potencia inversos generados por la producción de electricidad. Por otro lado, la figura 9 ilustra que las líneas de distribución de MT exhiben condiciones satisfactorias, ya que en ninguno de los escenarios evaluados se registran BT.

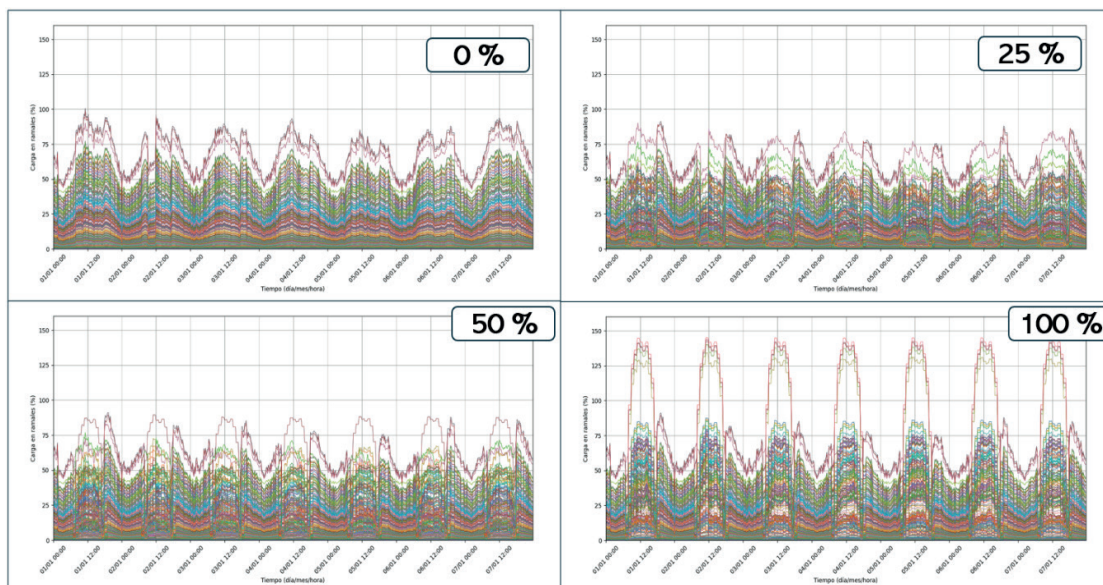


Figura 8. Resultado del Análisis de Sobrecarga en Ramales.

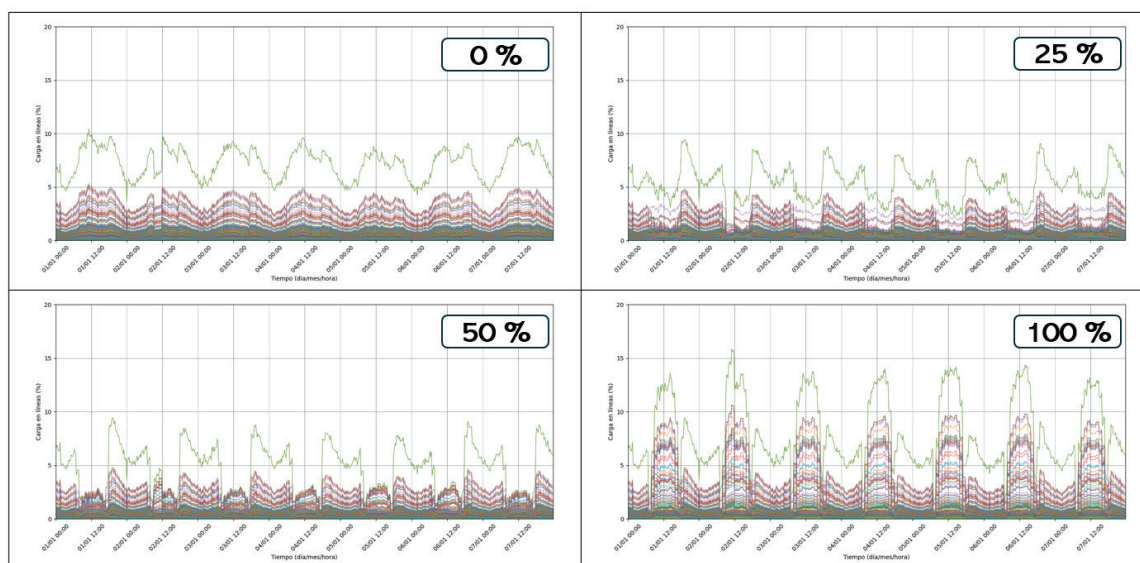


Figura 9. Resultado del Análisis de Sobrecarga en Líneas de Distribución de Media Tensión.

- b. **Determinación de sobrecarga en los transformadores:** En la figura 10, se muestra la tendencia de la sobrecarga en los transformadores. Se pueden observar cargas excesivas, particularmente en la fase C, lo cual respalda los hallazgos obtenidos en el análisis de los criterios de tensión.

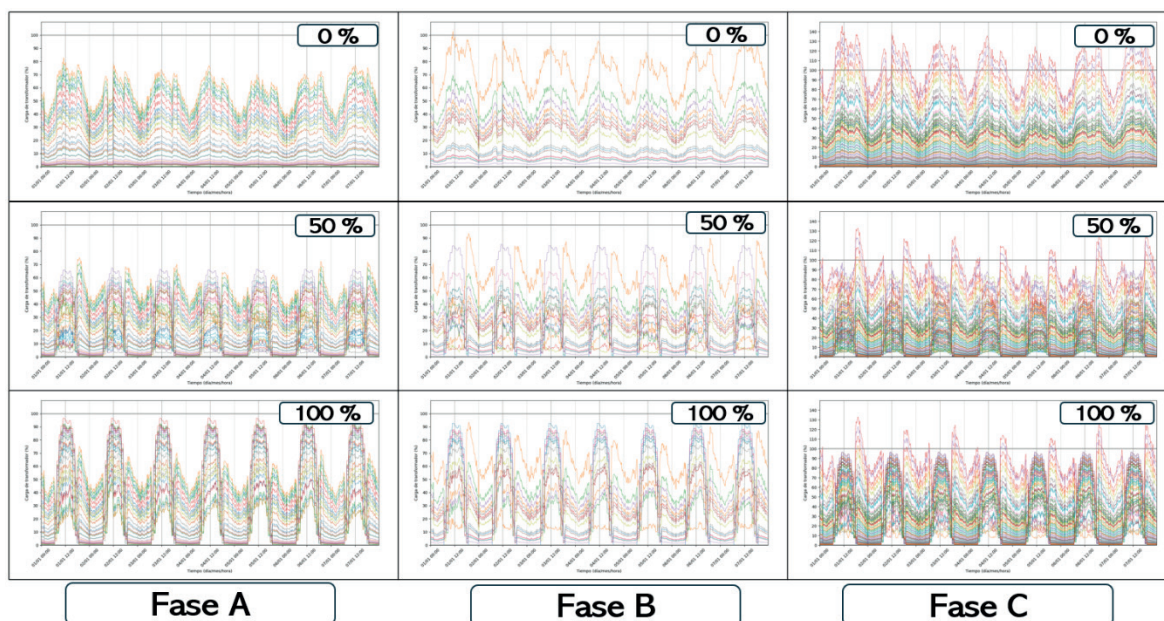


Figura 10. Resultado del Análisis de Sobrecarga en Transformadores.

Conclusiones

Se ha logrado llevar a cabo la modelización y simulación de una red de distribución frente a una penetración significativa de generación distribuida. Aunque no se hayan empleado técnicas matemáticas para optimizar la capacidad de alojamiento, se han identificado de manera efectiva y eficiente los puntos críticos del sistema y se ha evaluado exhaustivamente la red eléctrica. Es relevante destacar que, si bien los criterios de tensiones y sobrecargas son prioritarios para el análisis inicial, los criterios de cortocircuito también son relevantes siempre y cuando se mantengan actualizadas, coordinadas y ajustadas las bases de datos. Aunque muchas herramientas de simulación permiten actualmente analizar la capacidad de alojamiento de la generación distribuida utilizando sistemas georreferenciados, contar con circuitos modelados de forma diagramal hasta niveles de baja tensión puede ser una herramienta valiosa para la toma de decisiones estratégicas en este ámbito. Los programas de simulación son esenciales en el modelado y la simulación, siendo aliados fundamentales para los planificadores del sistema eléctrico.

No obstante, es crucial mantener actualizadas las bases de datos para garantizar resultados confiables y válidos. En cuanto a la herramienta de simulación empleada en este estudio, se ha demostrado que cuenta con las capacidades necesarias para llevar a cabo estudios de penetración de generación distribuida, ya sea de manera diagramal o georreferenciada, proporcionando resultados claros y adecuados para la toma de decisiones de la alta dirección.

Agradecimientos

Esta investigación forma parte del proyecto VIE 5402-1341-1901. Las personas autoras expresan su agradecimiento a la Vicerrectoría de Investigación y Extensión, la Oficina de Estudios de Posgrado y la Oficina de Becas del Instituto Tecnológico de Costa Rica por su apoyo financiero y asistencia durante esta investigación. Además, se agradece a CFS SISTEMAS S.A (representante exclusivo de ETAP para Costa Rica) y a ETAP por proporcionar la licencia de software académico utilizada en las simulaciones presentadas en este documento.

Referencias

- [1] G. A. Gómez-Ramírez, C. Meza, G. Mora-Jiménez, J. R. R. Morales, and L. García-Santander, "The Central American Power System: Achievements, Challenges, and Opportunities for a Green Transition," *Energies* (Basel), vol. 16, no. 11, Jun. 2023, doi: 10.3390/en16114328.
- [2] G. A. Gómez-Ramírez, R. Solís-Ortega, and L. A. Ross-Lépiz, "Impact of electric vehicles on power transmission grids," *Heliyon*, vol. 9, no. 11, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e22253.
- [3] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabban, and L. Al-Fagih, "A review of the tools and methods for distribution networks' hosting capacity calculation," *Energies*, vol. 13, no. 11. MDPI AG, Jun. 01, 2020. doi: 10.3390/en13112758.
- [4] O. J. Ayamolowo, P. Manditereza, and K. Kusakana, "Combined Generation and Transmission Expansion Planning Model for Improved Modern Power System Resilience," *Electric Power Components and Systems*, vol. 51, no. 9, pp. 898–914, 2023, doi: 10.1080/15325008.2023.2185836.
- [5] G. A. Gómez-Ramírez, G. Mora-Jiménez, and C. Meza, "Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central usando ETAP," *Revista Tecnología en Marcha*, Mar. 2023, doi: 10.18845/tm.v36i2.6007.
- [6] L. Mehigan, J. P. Deane, B. P. Ó. Gallachóir, and V. Bertsch, "A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems," *Energy*, vol. 163. Elsevier Ltd, pp. 822–836, Nov. 15, 2018. doi: 10.1016/j.energy.2018.08.022.
- [7] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renewable Energy*, vol. 130. Elsevier Ltd, pp. 1002–1020, Jan. 01, 2019. doi: 10.1016/j.renene.2018.07.008.

- [8] S. Fatima, V. Püvi, and M. Lehtonen, "Review on the PV hosting capacity in distribution networks," *Energies*, vol. 13, no. 18. MDPI AG, Sep. 01, 2020. doi: 10.3390/en13184756.
- [9] E. Mulenga, M. H. J. Bollen, and N. Etherden, "A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115. Elsevier Ltd, Feb. 01, 2020. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105445.
- [10] C. D. Iweh, S. Gyamfi, E. Tanyi, and E. Effah-Donyina, "Distributed generation and renewable energy integration into the grid: Prerequisites, push factors, practical options, issues and merits," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 17, Sep. 2021, doi: 10.3390/en14175375.
- [11] J. Qiu, Z. Xu, Y. Zheng, D. Wang, and Z. Y. Dong, "Distributed generation and energy storage system planning for a distribution system operator," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 12, pp. 1345–1353, Sep. 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5115.
- [12] F. Ding and B. Mather, "On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1010–1020, Jul. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2640239.
- [13] K. Janiga, "A Review Of Voltage Control Strategies For Low-Voltage Networks With High Penetration Of Distributed Generation," *Informatyka, Automatyka, Pomiar w Gospodarce i Ochronie Srodowiska*, vol. 10, no. 3, pp. 60–65, 2020, doi: 10.35784/iapgos.1928.
- [14] A. Sheikhi, A. Maani, F. Safe, and A. M. Ranjbar, "Distributed generation penetration impact on distribution networks loss," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, no. 11, pp. 730–735, Mar. 2013, doi: 10.24084/repqj11.431.
- [15] Q. Lu, J. Chen, Y. Zhu, S. Liu, Y. Xu, and K. Wang, "Risk Assessment with High Distributed Generations Penetration Considering the Interaction of Transmission and Distribution Grids; Risk Assessment with High Distributed Generations Penetration Considering the Interaction of Transmission and Distribution Grids," 2018.
- [16] Brenes-Fallas, Edgar Darío. "Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086". 2023.
- [17] Morales-Hernández, José Pablo. "Estudio técnico financiero de los resultados de integrar generación distribuida a la red eléctrica de JASEC mediante modelado y simulación en ETAP". 2023.
- [18] Umaña-Mondragón, Marlon. "Evaluación del comportamiento de la red eléctrica de Coopesantos RL mediante el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar, en sistemas de potencia conforme a la Ley 10086". 2023.
- [19] De Novoa, Laura Martinez. "Optimal solar PV, battery storage, and smart-inverter allocation in zero-net-energy microgrids considering the existing power system infrastructure". University of California, Irvine, 2020.
- [20] Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (2021, 8 de diciembre). Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables. La Gaceta. Disponible en https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064
- [21] Costa Rica. Poder Ejecutivo. (2015, 14 de septiembre). Decreto Ejecutivo N° 39220: Reglamento a la Ley N° 9478, Ley de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables. La Gaceta. Disponible en https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=85514
- [22] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica (marzo 2023), ARESEP, <https://aresep.go.cr/electricidad/metodologias/>

Declaración sobre uso de Inteligencia Artificial (IA)

Los autores aquí firmantes declaramos que no se utilizó ninguna herramienta de IA para la conceptualización, traducción o redacción de este artículo.