

Artículo de investigación

Análisis de la capacidad de potencia reactiva de las estaciones de carga de vehículos eléctricos para la mejora de la estabilidad del voltaje en las redes de distribución activas

Analysis of the reactive power capacity of electric vehicle charging stations to improve voltage stability in active distribution networks

Gabriela Ocampo-Escobar¹✉, José Miguel Guerrero-Rivera¹✉, Andrés Ricardo Herrera-Orozco¹✉, Cesar Orozco-Henao²✉ y Juan Marin-Quintero³✉

¹Programa de ingeniería eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira.

²Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander.

³Departamento de Energía, Universidad de la Costa.

Recepción: 6-marzo-2025 **Aceptado:** 30-junio-2025 **Publicado:** 20-julio-2025

Cómo citar: Herrera-Orozco, A. R., Orozco-Henao, C. A., Marin-Quintero, J. G., Ocampo-Escobar, G., & Guerrero-Rivera, J. M. (2025). Análisis de la capacidad de potencia reactiva de las estaciones de carga de vehículos eléctricos para la mejora de la estabilidad del voltaje en las redes de distribución activas. *Ciencia En Desarrollo*, 16(2). doi: 10.19053/uptc.01217488.v16.n2.2025.19010

Resumen

La proliferación de vehículos eléctricos (EV - *Electrical Vehicles*) plantea retos significativos para la estabilidad de voltaje en redes eléctricas. En este contexto, este documento se centra en el estudio de la capacidad de potencia reactiva de las estaciones de carga de vehículos eléctricos (EVCS - *Electric Vehicle Charging Station*) y su influencia en la estabilidad del voltaje en las redes de distribución activa (ADN - *Active Distribution Networks*). Esta investigación utiliza un modelo de programación no lineal basado en el índice de estabilidad de tensión (VSI - *Voltage Stability Index*) y simulaciones de Monte Carlo (MCS - *Monte-Carlo Simulation*) para modelar la demanda de carga. Además, se emplea optimización por enjambre de partículas (PSO - *Particle Swarm Optimization*) para optimizar la distribución de potencias inyectadas por las EVCS, promoviendo una gestión eficiente y sostenible de la red. Los resultados resaltan la necesidad de estrategias que mejoren la optimización de redes de distribución en entornos con cargas no lineales y generación distribuida renovable. En este sentido, se presenta una mejora en el VSI cuando las EVCS inyectan potencia reactiva al sistema. Al mismo tiempo, se analiza la inclusión de los recursos energéticos distribuidos (DER - *Distributed Energy Resources*) en la mejora del VSI.

Palabras Clave: Estaciones de carga, Vehículos eléctricos, estabilidad de voltaje, VSI, MCS, PSO.

Abstract

The proliferation of electric vehicles (EVs) poses significant challenges to voltage stability in power grids. In this context, this document focuses on the study of the reactive power capacity of electric vehicle charging stations (EVCS) and its influence on voltage stability in active distribution networks (ADN). This research employs a nonlinear programming model based on the Voltage Stability Index (VSI) and Monte Carlo simulations (MCS) to model load demand. Additionally, Particle Swarm Optimization (PSO) is used to optimize the distribution of power injected by EVCS, promoting efficient and sustainable grid management. The results highlight the need for strategies that improve the optimization of distribution networks in environments with non-linear loads and renewable distributed generation. In this regard, an improvement in the VSI is observed as EVCS inject reactive power into the system. At the same time, the inclusion of Distributed Energy Resources (DER) in enhancing the VSI is analyzed.

Keywords: Charging stations, electric vehicles, voltage stability, VSI, MCS, PSO.

1. Introducción

1.1. Motivación

La rápida adopción de vehículos eléctricos (EV) introduce desafíos críticos para la estabilidad de las redes de distribución debido a sus patrones de carga erráticos y mayor demanda energética. Las fluctuaciones de tensión causadas por las estaciones de carga de vehículos eléctricos (EVCS) generan riesgo de desestabilización de la red, generando sobrecargas potenciales, pérdidas de eficiencia y degradación de equipos. La infraestructura existente frecuentemente carece de capacidad para gestionar estas cargas dinámicas, como destacan estudios recientes [1, 2, 3, 4, 5, 6]. Paralelamente, la transición global hacia energías renovables y los mandatos de mitigación del cambio climático exigen soluciones urgentes para integrar los EV sin comprometer la confiabilidad de la red. Este imperativo de abordar las necesidades evolutivas del transporte mientras se garantiza la calidad de potencia motiva el desarrollo de estrategias adaptativas para la estabilidad de tensión en ADN con DERs.

1.2. Estado del Arte

Las investigaciones actuales se enfocan en aprovechar las capacidades de potencia reactiva de las EVCS [1], modelado estocástico [7] y optimización heurística [8, 9] para mitigar la inestabilidad de tensión. Estudios demuestran el potencial de las flotas de EV como recursos energéticos distribuidos para soporte de potencia reactiva, aunque persisten preocupaciones sobre degradación de baterías y costos de implementación [7]. Algoritmos metaheurísticos como Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) y Simulaciones de Monte Carlo (MCS) son ampliamente adoptados para análisis de escenarios [10], aunque persisten vacíos en la integración holística de variabilidad renovable y reconfiguración de red. Si bien algunas estrategias [1, 7, 8, 9] y marcos de planificación coordinada [12] muestran potencial, la mayoría de soluciones se validan en economías desarrolladas, dejando subestudiadas las posibles adaptaciones regionales como las de la infraestructura latinoamericana.

1.3. Contribución

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, este trabajo avanza en el análisis de estabilidad de tensión en ADN mediante tres contribuciones clave: (1) un marco probabilístico que combina modelado de carga basado en MCS y flujo de potencia óptimo mediante PSO para abordar incertidumbres de demanda y DERs; (2) evaluación cuantitativa de la capacidad de potencia reactiva de EVCS como recurso de regulación de tensión; y (3) lineamientos operativos para gestión adaptativa de redes bajo alta penetración de EV y DER. A diferencia de estudios previos, nuestro enfoque acopla explícitamente restricciones operativas de EVCS con intermitencia de DER, proporcionando una vía validada para la modernización de infraestructura en economías emergentes como las latinoamericanas.

1.4. Organización del Documento

El resto del artículo se estructura como sigue: La Sección 2 describe los fundamentos teóricos y metodológicos. La Sección 3 presenta la estrategia para análisis de estabilidad de tensión y detalla el marco de simulación, incluyendo implementación de MCS y PSO. La Sección 4 presenta estudios de caso, los resultados y análisis comparativos de la aplicación de la estrategia. También, se discuten los desafíos de la implementación de la estrategia en redes latinoamericanas. Finalmente, la Sección 5 resume hallazgos y contribuciones de la investigación.

2. Aspectos teóricos

La estabilidad de tensión, entendida como la capacidad del sistema para mantener niveles adecuados de tensión ante condiciones normales y perturbaciones [17], es un aspecto crítico en ADN, particularmente ante la creciente penetración de fuentes renovables y cargas no lineales como los EV.

La preservación de dicha estabilidad requiere estrategias de control adaptativo y una gestión eficiente de la demanda. En este marco, se introducen los fundamentos técnicos que sustentan la metodología propuesta, incluyendo el método de flujo de carga por barrido iterativo, el modelado de las EVCS, cargas y DER, así como el uso de simulación de Monte Carlo (MCS) y algoritmos de optimización por enjambre de partículas (PSO).

2.1. Método flujo de carga por barrido iterativo

El flujo de carga en ADN es clave para determinar tensiones y ángulos nodales. Debido a la ineficiencia de métodos convencionales en redes de baja tensión, se emplea el método de barrido iterativo, que destaca por su simplicidad y bajo costo computacional. Este método utiliza un barrido ascendente para calcular flujos de corriente y tensiones, asegurando un procedimiento ordenado y preciso.

Según [18] para aplicar el modelo matemático se sugiere seguir los siguientes pasos:

1. **Inicializar las tensiones**
2. **Aplicar primera ley de Kirchhoff** - Se aplica a todos los nodos de la red, comenzando desde el nodo más cercano hasta el nodo Slack; para establecer el flujo de corrientes. Esto se determina a partir de la ecuación (1):

$$I_K = I_{CK} + \sum I_{K,i} \quad (1)$$

Donde I_K es corriente total que fluye por la línea, I_{CK} es la corriente que fluye hacia los elementos conectados al nodo i e $I_{i,K}$ es la corriente que fluye a través de la línea K , la cual está conectada al nodo i .

3. **Actualizar nodo Slack** - Se rectifica el valor de tensión en el nodo donde se ubica la subestación (S/S), se emplea la ecuación (2) para determinar el nuevo valor

V_0 y se consideran las variables del equivalente de Thevenin.

$$V_0 = V_{TH} - I_{TH} \cdot Z_{TH} \quad (2)$$

4. **Aplicar segunda ley de Kirchhoff** - Se aplica en el nodo Slack, hasta la distancia más allá de la referencia (S/S). Es necesario implementar el ordenamiento nodal en la fuente y, para calcular la tensión del nodo de recibo, se utiliza la ecuación (3).

$$V_{i+1} = V_i - I_K \cdot (R + jX) \quad (3)$$

Donde V_{i+1} es la tensión en el nodo de recibo, V_i es la tensión en el nodo de envío, I_K es la corriente total que fluye por la línea K y $R + jX$ es la impedancia en la línea.

5. **Actualización de las corrientes nodales que surgen de las tensiones adquiridas**

2.2. Modelado de la demanda de las estaciones de carga (EVCS)

El modelado de las EVCS [19] es crucial en los sistemas eléctricos debido a la variabilidad estocástica de su demanda. La distribución normal se utiliza frecuentemente para representar esta incertidumbre, caracterizando la carga mediante un valor medio (μ) y una desviación estándar (σ), donde μ refleja la carga base y σ suele ser un porcentaje de μ .

Los valores de la carga que están más cercanos a la media μ tienen una mayor densidad de probabilidad, mientras que aquellos más alejados de μ tienen una densidad menor. Este enfoque probabilístico permite modelar de manera eficiente las incertidumbres inherentes a la demanda en las EVCS, contribuyendo a una planificación y operación más precisa del sistema eléctrico.

La función de densidad de probabilidad (PDF - *Probability Density Function*) que describe esta distribución normal está dada por la siguiente ecuación (4) [20]:

$$f(P_i) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} \exp\left(-\frac{(P_i - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right) \quad (4)$$

Donde P_i es la carga en un momento dado.

2.3. Modelado de turbina eólica WT - Wind Turbine

Para modelar la incertidumbre en una WT, se supone que algunos nodos del sistema tienen parques eólicos integrados con potencias de salida inciertas [21]. La velocidad del viento varía tanto en el tiempo como en la ubicación, y su PDF se modela frecuentemente con una distribución de Weibull, ampliamente reconocida en la literatura especializada por su capacidad para representar las características probabilísticas de la velocidad del viento.

La ecuación que representa la PDF de Weibull es la siguiente (5):

$$F_v(v) = \begin{cases} \frac{\alpha}{\beta} \cdot \left(\frac{v}{\beta}\right)^{\alpha-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha\right] & v \geq 0 \\ 0 & \text{otros} \end{cases} \quad (5)$$

Donde v es la velocidad del viento, α es el parámetro de forma, que determina la forma de la distribución y β es el parámetro de escala, que determina el rango de las velocidades del viento.

Estas muestras de velocidad del viento se transforman en potencia de salida de la WT a través de la curva característica velocidad-potencia de la turbina. La relación entre la velocidad del viento y la potencia generada se representa comúnmente mediante la ecuación (6):

$$P_w(v) = \begin{cases} P_r \cdot \left(\frac{v^{\rho} - v_{cut-in}^{\rho}}{v_r^{\rho} - v_{cut-in}^{\rho}}\right) & v_{cut-in} \leq v \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v \leq v_{cut-out} \\ 0 & \text{otros} \end{cases} \quad (6)$$

Donde $P_w(v)$ es la potencia generada por la turbina a una velocidad del viento v ; P_r es la máxima potencia que puede generar; v_{cut-in} es la velocidad de arranque del viento; $v_{cut-out}$ es la velocidad de corte del viento, donde la turbina deja de operar por razones de seguridad; v_r es la velocidad nominal del viento, a la cual la turbina alcanza su potencia nominal (P_r); ρ es un parámetro que describe la pendiente de la curva característica de la turbina en el intervalo comprendido entre v_{cut-in} y v_r .

2.4. Algoritmo de simulación de Monte Carlo (MCS)

Para manejar la incertidumbre en sistemas eléctricos, la simulación de MCS es vista como una de las técnicas más exactas para gestionar este tipo de incertidumbres, dado que produce varios escenarios probabilísticos basándose en distribuciones de probabilidad establecidas para cada parámetro [22]. Conforme se llevan a cabo las iteraciones, se analizan estos escenarios, lo que ofrece una perspectiva de cómo pueden influir en la estabilidad y el manejo del sistema. Los resultados pueden ser mostrados en histogramas, hasta que las iteraciones alcancen su límite establecido [1].

La etapa de simulación de MCS se detalla en los pasos siguientes:

- **Paso 1:** Establecer iteraciones en $n = 1$.
- **Paso 2:** Generar escenarios relacionados con los parámetros inciertos utilizando su PDF (por ejemplo, X_n).
- **Paso 3:** Considerar los escenarios generados como entrada para el problema y evaluarlos como $y(n) = f(X_n)$.
- **Paso 4:** Calcular el valor esperado durante la iteración n como $E(y) = \frac{1}{n} \sum_n y(n)$.
- **Paso 5:** Calcular la varianza de y según la ecuación $\sigma(k) = E(y^2) - E^2(y)$.
- **Paso 6:** Si n alcanza su máximo predefinido, detener la simulación y pasar al siguiente paso. De lo contrario, establecer $n = n + 1$ y volver al paso 2.

- **Paso 7:** Finalizar y mostrar los resultados en un histograma.

2.5. Algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO)

La dificultad de mejorar la estabilidad de tensión en redes eléctricas surge como un modelo de programación no lineal. Para enfrentar este reto, se utiliza el algoritmo PSO, una metodología que se basa en el comportamiento grupal de los enjambres de partículas. Este algoritmo ha probado ser sumamente eficiente en la solución de problemas no lineales. Debido a su habilidad para adaptarse y explorar, resulta particularmente beneficioso en circunstancias donde los métodos de optimización convencionales pueden ser insuficientes [24, 25].

El algoritmo PSO genera valores aleatorios para variables eléctricas, permitiendo la simulación de escenarios realistas y la adaptación de la función objetivo bajo restricciones e incertidumbre [23].

El proceso del algoritmo PSO se puede describir en los siguientes pasos:

- **Paso 1:** Realizar la inicialización de las partículas en el espacio de búsqueda.
- **Paso 2:** Analizar la función objetivo para cada partícula empleando su ubicación presente.
- **Paso 3:** Actualizar la posición más destacada conocida para cada partícula (p_{best}) y la posición más destacada a nivel global (g_{best}) basándose en las evaluaciones realizadas de la función objetivo.
- **Paso 4:** Actualizar la velocidad y la posición de cada partícula utilizando las ecuaciones (7) a (9):

$$v_{i,j} = wv_{i,j} + c_1r_1(p_{best,i,j} - x_{i,j}) \dots \dots + c_2r_2(g_{best,j} - x_{i,j}) \quad (7)$$

$$w = w_{max} - \left(\frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} \right) \times iter \quad (8)$$

$$x_{i,j} = x_{i,j} + v_{i,j} \quad (9)$$

Donde $v_{i,j}$ es la velocidad de la partícula i en la dimensión j , w es el coeficiente de inercia, c_1 y c_2 son los coeficientes de aceleración individual y global, respectivamente, r_1 y r_2 son valores aleatorios en $[0,1]$, $p_{best,i,j}$ la mejor posición encontrada hasta el momento de la partícula i , $x_{i,j}$ su posición actual, y $g_{best,j}$ la mejor posición global encontrada. w_{max} y w_{min} definen los límites del coeficiente de inercia, los cuales varía con la iteración actual ($iter$) respecto al máximo número de iteraciones ($iter_{max}$).

3. Metodología para la mejora de la estabilidad de tensión en las redes de distribución incluyendo EVCS

La metodología propuesta busca mejorar la estabilidad de tensión en ADN con EVCS mediante un modelo matemático basado en el Índice de Estabilidad de Tensión (VSI). Incluye análisis nodal para evaluar el impacto de las EVCS y la

generación distribuida, simulaciones de Monte Carlo para modelar demandas y condiciones operativas, y el estudio de casos con diferentes configuraciones de red. Se proponen estrategias como la integración de generación distribuida y el uso de almacenamiento de energía para minimizar impactos negativos y optimizar la estabilidad de tensión.

3.1. Modelo matemático para análisis de estabilidad de tensión

3.1.1. Función objetivo - Índice de estabilidad de tensión (VSI)

El VSI (*Voltage Stability Index*) se utiliza para evaluar la estabilidad de tensión en la ADN. Este índice es especialmente relevante en sistemas donde cada nodo receptor recibe alimentación de un solo nodo de envío. En primer lugar, se realiza un análisis nodal, partiendo del circuito de la Figura 1, donde se considera la integración de DER con la red. Esta integración puede modificar de manera significativa el valor del índice, lo cual permite detectar puntos débiles en la red que podrían estar expuestos a inestabilidades.

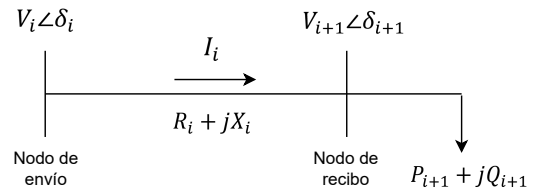


Figura 1: Diagrama unifilar de la red de distribución.

El VSI, introducido por Charkravorty y Das [1, 26], es un estándar reconocido en el análisis de estabilidad de tensión en redes de distribución [24]. Para el modelado del VSI, se utiliza (10) para calcular la corriente I_i que fluye por una línea, en función de la diferencia de tensión entre los nodos V_i y V_{i+1} , dividida por la impedancia de la línea ($R_i + jX_i$).

$$I_i = \frac{V_i - V_{i+1}}{R_i + jX_i} \quad (10)$$

La ecuación (11) describe la potencia compleja inyectada en un nodo específico, donde P_i es la potencia activa y Q_i es la potencia reactiva. Esta potencia se obtiene multiplicando la tensión en el nodo, V_i , por la corriente I_i que circula en dicho nodo.

$$P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i \quad (11)$$

Finalmente, utilizando las ecuaciones (10) y (11), se puede formular el VSI como se presenta en (12).

$$VSI(i+1) = V_i^4 - 4[P_{i+1}X_i - Q_{i+1}R_i]^2 \dots \dots - 4[P_{i+1}R_i + Q_{i+1}X_i]^2 V_i^2 \quad (12)$$

Donde V_i es la tensión en el nodo i , P_{i+1} y Q_{i+1} son las potencias activa y reactiva en el nodo $i+1$, R_i y X_i son la

resistencia y reactancia de la línea asociada al nodo i . La meta es incrementar al máximo el VSI para garantizar un sistema estable. Para tal fin, se establece la siguiente función objetivo (F.O) (13):

$$F.O = \frac{1}{\sum_{i=1}^{NB} VSI(i+1)} \quad (13)$$

Donde NB es el número total de nodos en el sistema y $VSI(i+1)$ es el índice de estabilidad de tensión en el nodo $i+1$.

En este sentido, la función objetivo minimiza la suma inversa de los VSI a lo largo de todos los nodos del sistema. Al minimizar esta suma inversa, se busca maximizar el valor general del VSI, mejorando así la estabilidad de tensión en el sistema eléctrico.

Para asegurar que la ADN funcionen de manera estable, el VSI debe satisfacer la condición $VSI(i) > 0$ para $i = 2, 3, \dots, n$, lo que garantiza que hay una solución viable. Es crucial reconocer los nodos débiles, o sea, aquellos con el índice VSI más bajo, dado que tienen una mayor tendencia a la inestabilidad de tensión y necesitan intervenciones correctivas.

3.1.2. Restricciones

A continuación, se detallan las restricciones más relevantes empleadas [1, 27]:

Restricción de balance de carga

Para cada nodo en el sistema, deben cumplirse las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva. Estas ecuaciones aseguran que la diferencia entre la potencia generada y la demanda en cada nodo sea igual a la suma de las potencias transferidas a través de las líneas conectadas [28]. Las ecuaciones (14) y (15) describen el balance nodal:

$$P_{gi} - P_{di} = V_i \sum_{j=1}^N V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \vartheta_{ij}) \quad (14)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} = V_i \sum_{j=1}^N V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \vartheta_{ij}) \quad (15)$$

Donde P_{gi} y Q_{gi} representa la potencia activa y reactiva generada en el nodo i , respectivamente; P_{di} y Q_{di} son la potencia activa y reactiva demandada en el nodo i , respectivamente; V_i es magnitud de tensión en el nodo i , Y_{ij} es la magnitud de la admitancia de línea que conecta los nodos i y j , δ_i y δ_j son los ángulos de fase en los nodos i y j , respectivamente y ϑ_{ij} es el ángulo de la admitancia de la línea.

Límites de tensión y corriente

La tensión y la corriente en las redes de distribución secundaria deben mantenerse dentro de límites específicos para asegurar la operación segura y estable de la red eléctrica

[29]. En estas redes, los elementos resistivos tienen un mayor impacto en el comportamiento de la tensión debido a una relación X/R cercana a 1, en comparación con las redes de transmisión, donde la relación típica es 5. Esto significa que cualquier aumento en los flujos de potencia activa puede afectar significativamente los niveles de tensión. La restricción de tensión se expresa mediante la siguiente ecuación (16).

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (16)$$

Donde V_i es la tensión en el nodo, V_{min} y V_{max} son los límites mínimo y máximo permitidos para la tensión en el nodo.

Además, es fundamental controlar la corriente en las líneas para evitar sobrecargas térmicas. La restricción de corriente asegura que el flujo de corriente en cada rama se mantenga por debajo de su capacidad máxima, definida por la siguiente ecuación (17):

$$I_k \leq I_k^{max} \quad (17)$$

Donde I_k es la corriente en la rama k , I_k^{max} es la capacidad máxima permitida para la corriente en la rama k .

Restricciones de los Generadores Diésel (DG - Diesel Generator)

La capacidad de los DG está limitada por la disponibilidad de recursos energéticos en cada ubicación. Por esta razón, es necesario establecer límites de capacidad para cada generador, de modo que se garantice una operación eficiente y segura. Las restricciones de capacidad de generación se presentan en (18) [24, 29].

$$0 \leq P_{DG_i} \leq P_{DG}^{max} \quad (18)$$

Donde P_{DG_i} es la potencia activa generada por el DG en el nodo i , P_{DG}^{max} es el límite máximo de capacidad de generación permitido en el nodo.

Restricciones técnicas de las EVCS

Específicamente, las restricciones técnicas de cada EVCS se establecen por la habilidad para gestionar la potencia reactiva producida o utilizada, teniendo en cuenta la potencia aparente total. Las limitaciones para las EVCS se establecen según las ecuaciones (19) y (20) [30].

$$Q_{EV}^p \leq \sqrt{(S_{EV}^p)^2 - (P_{EV}^p)^2} \quad (19)$$

$$Q_{EV}^p \geq -\sqrt{(S_{EV}^p)^2 - (P_{EV}^p)^2} \quad (20)$$

Donde P_{EV}^p y Q_{EV}^p son las potencias activa y reactiva de las EVCS; y S_{EV}^p es la potencia aparente máxima permitida para EVCS.

Finalmente, las ecuaciones (13) a (20) constituyen el modelo matemático de optimización para el análisis de estabilidad de tensión.

3.2. Estrategia para análisis de estabilidad de tensión

Con el modelo matemático presentado en la sección 3.1 se procede a realizar diferentes tipos de análisis. En este caso, como estrategia para analizar la mejora de estabilidad de tensión se proponen cuatro casos, respectivamente. Cada caso permite realizar la evaluación de la estabilidad de tensión considerando diferentes aspectos de la red. A continuación se presenta cada caso detallado junto con su diagrama de flujo.

3.2.1. Caso 1 - Caso base sin integración de recursos adicionales

Para este análisis, se realiza la construcción del modelo del sistema en las condiciones iniciales, sin realizar el proceso de optimización ni incorporar los recursos externos. Se realiza un flujo de carga de barrido iterativo. Este flujo estructura como entradas esenciales las potencias activas y reactivas de los nodos del sistema, junto con las propiedades eléctricas de la red, como la resistencia y la reactancia. Como resultado se determinan los valores de tensión y ángulos en cada nodo del sistema. Estos son introducidos en la F.O (Ver (13)) para determinar el VSI. El diagrama de flujo que detalla el caso 1 para facilitar una mejor comprensión de la ejecución del programa se muestra en la figura 2.

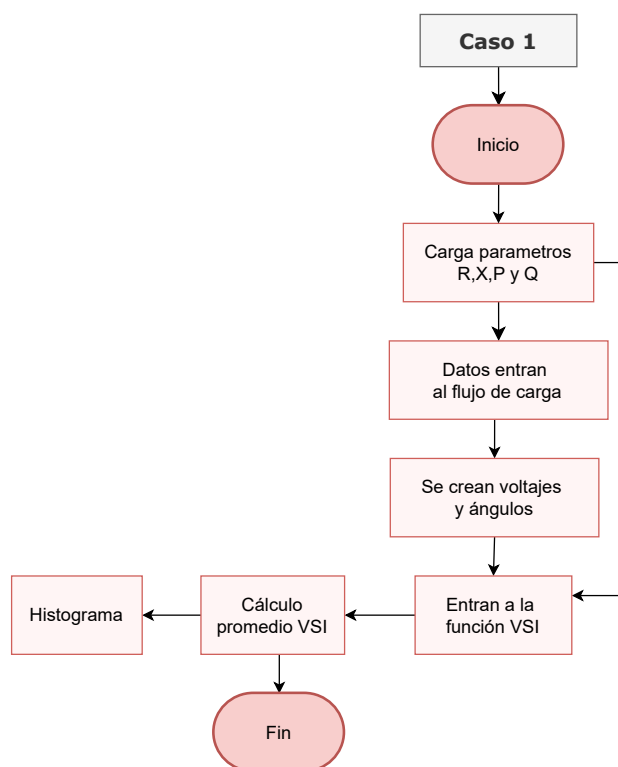


Figura 2: Diagrama de flujo para análisis del caso 1.

3.2.2. Caso 2 - Integración de demandas de las EVCS:

Como segundo caso a analizar, se incluye la integración de la demanda de las EVCS, para simular esta demanda se emplea la MCS (sección 2.4) para la construcción del modelo del sistema, generando valores aleatorios para la demanda de las EVCS. Se utiliza una distribución normal, con media μ y varianza σ como parámetros que para la construcción del modelo de la demanda de las EVCS. A continuación, se lleva a cabo un flujo de carga de barrido iterativo con el fin de calcular los valores de tensión y ángulos en los nodos del sistema. Estos resultados se introducen en la F.O para determinar el VSI. Por último, se selecciona el valor más pequeño como resultado del Caso 2. El diagrama de flujo que detalla el caso 2 se presenta en la figura 3.

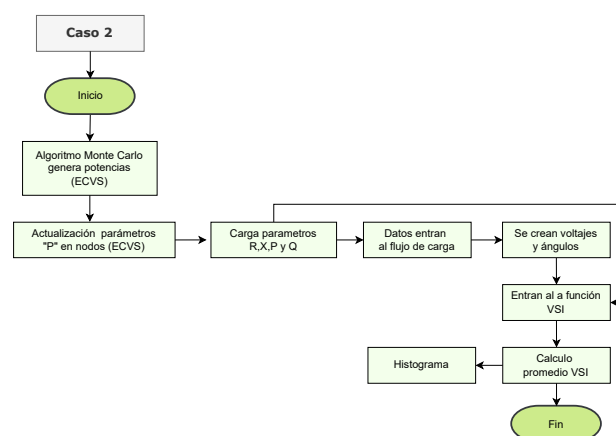


Figura 3: Diagrama de flujo para el caso 2.

3.2.3. Caso 3 - Integración de demandas de carga y potencia activa y reactiva de las EVCS:

El caso 3, consiste en evaluar la integración tanto de la demanda de las cargas como de las EVCS. Además, incluir la potencia reactiva que puede inyectar la EVCS a la red. Para la construcción del modelo del sistema se emplean la MCS y el algoritmo PSO. En primer lugar, se generan valores aleatorios de demanda, que luego se suman a las potencias activas de los nodos que contienen EVCS. Posteriormente, se generan valores aleatorios de inyección de potencia reactiva, los cuales están determinados por el algoritmo PSO. En este enfoque, cada partícula del PSO actúa como un vector que representa la cantidad de potencia reactiva de la EVCS en el sistema. En consecuencia, si se modelan (n números de EVCS), una sola partícula incluirá los n valores de potencia reactiva, uno para cada EVCS. Los valores de potencia reactiva asignados a cada partícula se consideran dentro del proceso de optimización del modelo matemático (ecuaciones (13) a (20)) en las EVCS. Una vez realizada la asignación de valores, se procede a ejecutar el flujo de carga de barrido iterativo, con el objetivo de determinar los valores de tensión en los nodos del sistema y se calcula la F.O. El mejor VSI obtenido a partir del PSO se considera como el resultado final del análisis del Caso 3.

El diagrama de flujo que detalla el caso 3 se presenta en la

figura 4.

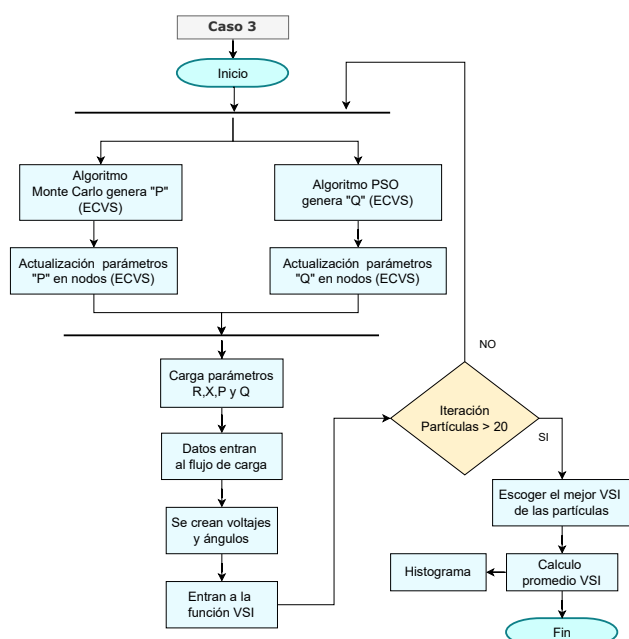


Figura 4: Diagrama de flujo para el caso 3.

3.2.4. Caso 4 - Integración de demandas de carga, potencia activa y reactiva de las EVCS y generación distribuida GD:

Este último caso de la estrategia de análisis evalúa la integración de las demandas de carga, la potencia activa y reactiva de las EVCS y la inclusión de generación distribuida. En este caso, se construye el modelo del sistema eléctrico considerando la influencia de la integración de las WT y DG en la estabilidad del sistema. Este análisis incluye la simulación de elementos clave como la potencia activa y reactiva generada por las EVCS, la potencia activa de las WT y la potencia activa de los DG. Para modelar la generación de las WT, se utiliza la distribución de Weibull, con los parámetros α y β , y el modelo de la velocidad del viento, como se describe en la sección 2.3. Se emplea la MCS y el algoritmo PSO para generar los valores de potencia activa y reactiva de las EVCS (sección 2.2 a 2.4), tal como se define en el Caso 3. La potencia activa de las WT y los DG se genera de manera aleatoria utilizando MCS. Con estos resultados se determina el VSI de cada partícula dentro del PSO y se selecciona la partícula con el mejor VSI, que representa el resultado final del Caso 4.

El diagrama de flujo que detalla el caso 4 se muestra en la figura 5.

4. Resultados y análisis

Esta sección presenta los resultados de la aplicación de la metodología propuesta considerando el uso de la potencia reactiva de EVCS para mejorar la estabilidad de tensión en ADN. Los análisis se realizan mediante la aplicación de los 4 casos propuestos en la sección 3.2. Primero, se describe la red

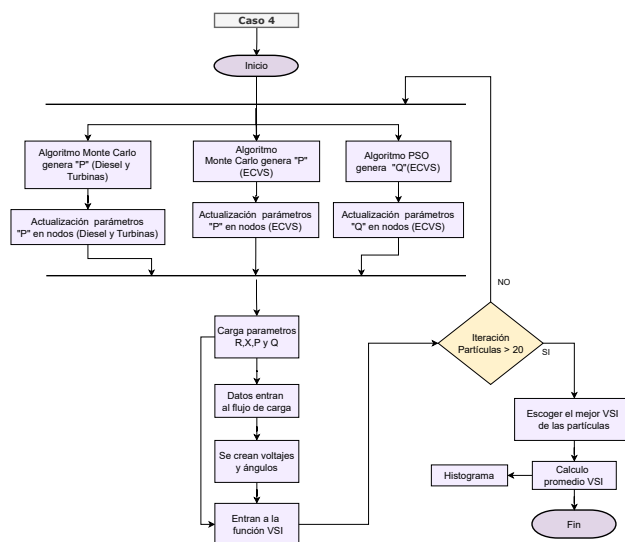


Figura 5: Diagrama de flujo para el caso 4.

de distribución utilizada como base para los análisis. Luego, se exponen los resultados obtenidos al aplicar el modelo matemático y la estrategia propuesta junto con su respectivo análisis y discusión.

4.1. Sistema de prueba

El sistema de prueba seleccionado es una red de distribución de 51 nodos tomada de [1]. Esta red posee una tensión nominal de 11 kV, que se obtiene a través de una subestación (S/S - *Sub-station*) vinculada en el nodo 1, que satisface demandas activas y reactivas totales de 2463 kW y 1569 kVar, respectivamente. En este sistema se presenta la ubicación de los nodos específicos de las EVCS, las WT y los DG, tal como se muestra en la figura 6.

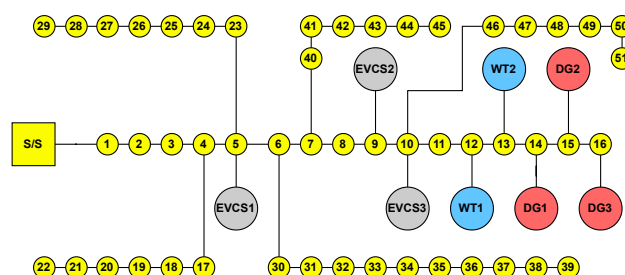


Figura 6: Sistema de prueba de 51 nodos. Tomada de: [1]

En el sistema, se presentan tres ECSV identificadas como (EVCS1, EVCS2, EVCS3), situados en los nodos 5, 9 y 10. Igualmente, el sistema consta de dos WT identificadas como (WT1, WT2), situadas en los nodos 12 y 13, las cuales suministran energía de respaldo. Adicionalmente, tres DG (DG1, DG2, DG3) situados en los nodos 14, 15 y 16, actúan como soporte para garantizar la estabilidad del abastecimiento eléctrico ante variaciones en las fuentes de energía renovable y, sus potencias nominales oscilan entre 250 kW y 300 kW,

respectivamente. Los datos del sistema son obtenidos de [27].

4.2. Aplicación de la MCS para obtener valores de potencias demandadas por las EVCS, factor de carga (FC) y potencias de las WT

En esta sección se generaron varios escenarios para incorporar parámetros inciertos en el análisis. En este sentido, a partir de la MCS se obtuvieron: a) Las distribuciones de probabilidad de las EVCS; b) el factor de carga y ; c) las distribuciones de probabilidad para las WT. La figura 7 muestra los escenarios generados.

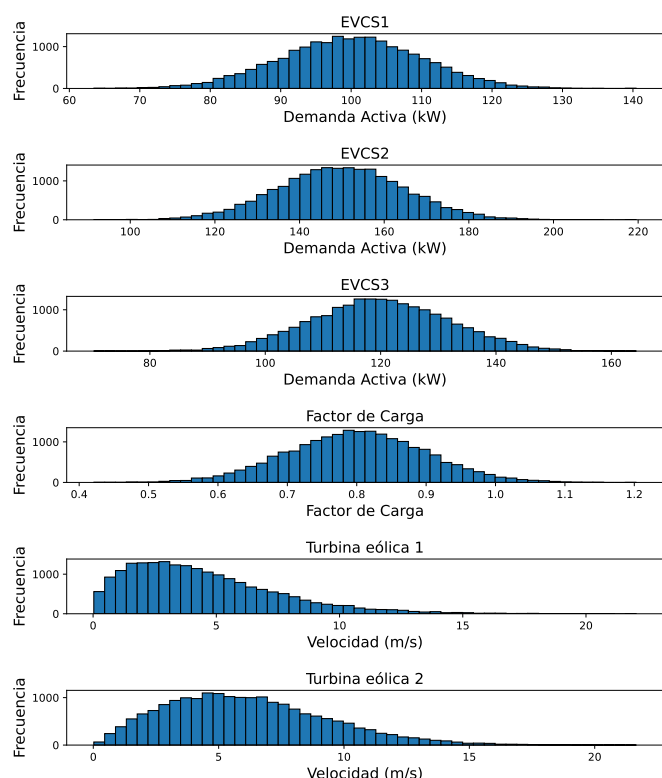


Figura 7: Escenarios generados para demandas de las EVCS, factor de carga (FC) y generación de WT.

Las gráficas de las PDF de las EVCS, las WT y el FC proporcionan una visión detallada de las fluctuaciones de la demanda y la generación en el sistema eléctrico.

- **Distribución de las EVCS:** Las gráficas de las EVCS muestran la variabilidad de la demanda de potencia activa en las EVCS. Se observa que la demanda sigue una distribución normal [19, 20]. Se usaron parámetros específicos de media μ de (100, 150 y 120) y desviación estándar σ de (10, 15 y 12) para obtener los valores de demanda de cada EVCS, respectivamente. Los resultados demuestran cómo la MCS es capaz de realizar un análisis de la incertidumbre asociada con el comportamiento de las estaciones de carga. Este enfoque permite hacer el estudio más realista y representativo de las condiciones dinámicas del sistema eléctrico.

- **Distribución del Factor de Carga (FC):** Al igual que para la distribución de las demandas de las EVCS, el factor de carga se modela siguiendo una distribución normal, tal como se presenta en [20]. En este sentido, la gráfica muestra la relación entre la potencia máxima demandada y la potencia promedio utilizada, lo que permite evaluar la eficiencia de las fuentes de generación. Los resultados obtenidos revelan una variabilidad significativa en el FC, lo que tiene un impacto directo en la estabilidad y capacidad de respuesta del sistema, especialmente bajo diferentes condiciones de operación.
- **Distribución de las WT:** La potencia activa generada por las WT se obtiene a partir de una distribución Weibull, que modela la variabilidad de la velocidad del viento. Los parámetros considerados dentro de la MCS para estimar dicha velocidad se presentan en [21]. En las gráficas se visualiza cómo los valores de la potencia activa generada por las WT fluctúan dependiendo de las condiciones del viento. La forma de la distribución refleja los parámetros de la turbina y la velocidad del viento, mostrando períodos de alta o baja producción.

Estas distribuciones son clave para evaluar la incertidumbre en la operación del sistema eléctrico. Los resultados indican que al considerar las variaciones en el factor de carga, las EVCS y las WT se puede realizar una evaluación más precisa de la estabilidad de voltaje, así como del impacto de la integración de fuentes renovables y EVCS en el rendimiento general del sistema.

4.3. Análisis de los casos propuestos

Para evaluar la estrategia propuesta, se analizaron los casos definidos en la sección 3.2, los cuales buscan analizar la mejora en la estabilidad tensión de la ADN en distintos escenarios operativos.

Caso 1 - Referencia sin recursos adicionales: Representa el comportamiento base del sistema sin la influencia de la demanda de EVCS ni de recursos como WT o DG. Permite identificar debilidades, como nodos con baja tensión y bajo VSI.

Caso 2 - Integración de demandas de EVCS: Evalúa el impacto de la carga de EV en la ADN, identificando nodos sensibles y posibles sobrecargas, facilitando el análisis de la capacidad de la red para gestionar demandas adicionales sin comprometer la estabilidad de tensión.

Caso 3 - Demanda y potencia reactiva de EVCS: Considera la inyección óptima de potencia reactiva de las EVCS mediante PSO. Permite analizar su impacto en la distribución de tensión y la necesidad de compensación para mantener el equilibrio de voltajes y evitar caídas críticas.

Caso 4 - EVCS con generación distribuida: Integra demanda activa, inyección óptima de potencia reactiva de las EVCS mediante PSO y generación mediante WT y DG. Analiza la estabilidad de tensión y la capacidad de la red para gestionar

fluctuaciones en demanda y generación, proporcionando una visión realista del comportamiento del sistema.

4.3.1. Evaluación de la función objetivo en los casos de estudio

En el **Caso 1** la F.O presenta una distribución concentrada en el rango de 0.0205 a 0.0235, como se evidencia en el histograma de la Figura 8. La forma del histograma indica que, en su estado de referencia, el sistema exhibe un comportamiento estable en términos de estabilidad de tensión, sin variaciones significativas en la F.O. Este resultado establece una línea base para evaluar el impacto de la inyección de potencia activa y reactiva de las EVCS, así como de la generación de energía renovable y convencional en los casos subsiguientes.

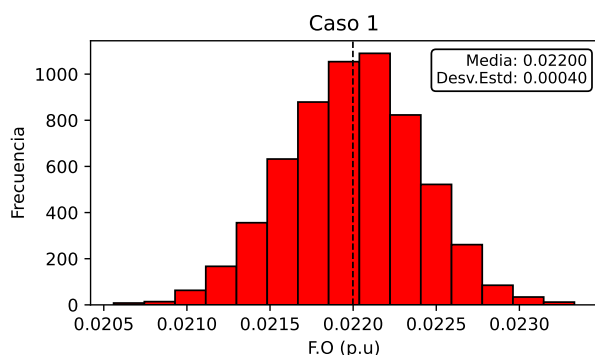


Figura 8: Histograma de la función objetivo para el caso 1.

En el **Caso 2** la integración de EVCS introduce una mayor complejidad en el análisis debido a la incertidumbre asociada a los horarios y duraciones de carga, así como a las fluctuaciones en la demanda de los usuarios. Los resultados muestran que este escenario representa el peor caso evaluado, ya que la F.O alcanza un valor promedio de 0.02298.

El histograma de la F.O, ilustrado en la Figura 9, evidencia un incremento en los valores de la F.O, que ahora se sitúan en el rango de 0.0215 a 0.0245. Este aumento indica una disminución en la estabilidad de tensión del sistema, atribuida a los cambios en el VSI. La mayor carga impuesta por las EVCS afecta la capacidad del sistema para mantener un perfil de tensión estable en la red.

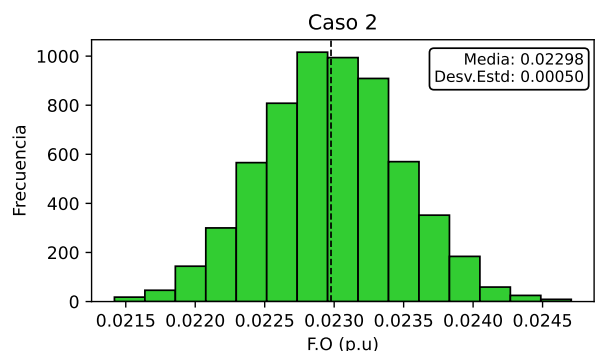


Figura 9: Histograma de la función objetivo para el caso 2.

Este resultado resalta el impacto de la incertidumbre asociada a la carga de los EV en la estabilidad del sistema, un aspecto crítico que debe ser gestionado en redes eléctricas con fuentes de carga variable.

En el **Caso 3** a través de múltiples iteraciones, el PSO ajusta las potencias hasta alcanzar un equilibrio óptimo, como se detalla en la Sección 2.5. El histograma de la F.O, representado en la Figura 10, muestra una reducción en la variabilidad de los valores de la F.O, que ahora oscilan entre 0.0195 y 0.023. Esta menor dispersión indica una mejora en la estabilidad de tensión y en el VSI, lo que confirma el efecto positivo del control PSO sobre la potencia reactiva inyectada por las EVCS.

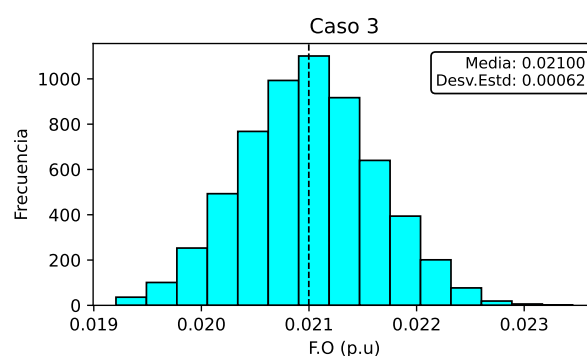


Figura 10: Histograma de la función objetivo para el caso 3.

El análisis evidencia que la incorporación de potencia reactiva por parte de las EVCS no solo incrementa la capacidad de carga del sistema, sino que también mejora la respuesta ante variaciones en la demanda, proporcionando una solución más robusta frente a las incertidumbres en la carga de los EV. Este control adicional permite una mayor flexibilidad en la gestión de fluctuaciones en el perfil de tensión, lo que optimiza la operación del sistema y reduce el riesgo de inestabilidad en la ADN.

En el **Caso 4** los valores de la F.O oscilan entre 0.0185 y 0.021, lo que refleja una mejora significativa en la estabilidad de tensión del sistema. La Figura 11 presenta el histograma correspondiente a este caso.

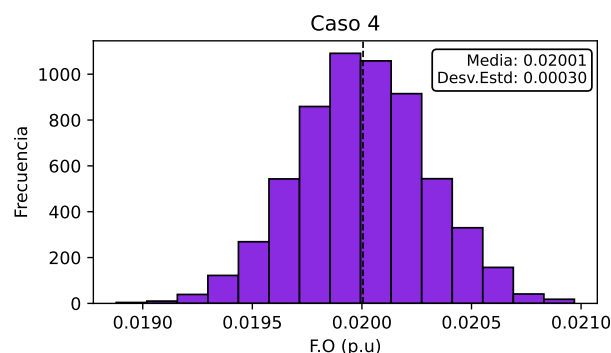


Figura 11: Histograma de la función objetivo para el caso 4.

En síntesis, la integración de todas las fuentes de energía disponibles proporciona un mayor control sobre el perfil de

tensión y optimiza la distribución de la carga en el sistema. La reducción de la variabilidad en la F.O sugiere una mejora sustancial en la capacidad del sistema para mantener estabilidad frente a fluctuaciones y variaciones en la demanda.

4.3.2. Análisis comparativo de los casos de estudio en relación con la función objetivo

Se realiza un análisis comparativo de los casos de estudio a partir de los histogramas de las Figuras 18 a 11, evaluando la influencia de la estrategia de optimización en la estabilidad de tensión.

En el **Caso 2**, se identifica el escenario más crítico, con los valores más altos de la F.O. La demanda de EVCS incrementa la capacidad de potencia requerida, generando fluctuaciones que reducen la estabilidad de tensión del sistema. Al no existir generación que compense, la F.O aumenta, reflejando desequilibrios significativos.

Los valores de potencia reactiva suministrada por las EVCS en los casos 3 y 4 se presentan en la tabla 1. En el **Caso 3**, EVCS1 inyecta 30.1497 kVar, EVCS2 41.32472 kVar y EVCS3 9.24708 kVar, mientras que en el **Caso 4**, estos valores disminuyen a 27.26365 kVar, 40.44865 kVar para EVCS1 y EVCS2, respectivamente, con un leve aumento en EVCS3 de 10.14073 kVar.

La reducción de la potencia reactiva en el **Caso 4** se debe a la incorporación de generadores distribuidos, mejorando la gestión de los recursos. Esto se traduce en una menor F.O, indicando mayor estabilidad de tensión y un VSI más alto.

Tabla 1: Potencia reactiva inyectada por las EVCS.

	Caso 3	Caso 4
Estación de carga	Potencia Reactiva (kVar)	Potencia Reactiva (kVar)
EVCS1	30.1497	27.26365
EVCS2	41.32472	40.44865
EVCS3	9.24708	10.14073

Por otro lado, la tabla 2 presenta un resumen de los valores promedio y las desviaciones estándar de la F.O. para cada caso evaluado. Se observa un incremento del valor medio de la F.O. en el **Caso 2**, como consecuencia de la incorporación de la demanda asociada a las EVCS. Por su parte, en los **Casos 3 y 4** se evidencia una disminución del valor medio de la F.O., atribuida a la inyección de potencia reactiva por parte de las EVCS y a la inclusión de DER, lo cual contribuye a mejorar la estabilidad del sistema.

En cuanto a la variabilidad, el **Caso 3** presenta la desviación estándar más alta, lo que indica una mayor dispersión de los valores de la F.O. respecto al promedio. En contraste, el **Caso 4** muestra la menor desviación, lo que sugiere un comportamiento más consistente del sistema bajo la presencia simultánea de EVCS y DER.

Tabla 2: Resumen con los valores medios y desviaciones estándar para cada caso

Caso	Valor medio	Desviación estándar
1	0.02200	0.00040
2	0.02298	0.00050
3	0.02100	0.00062
4	0.02001	0.00030

La comparación de los cuatro casos se visualiza en la figura 12, que muestra la dispersión y rango de los valores de la F.O.

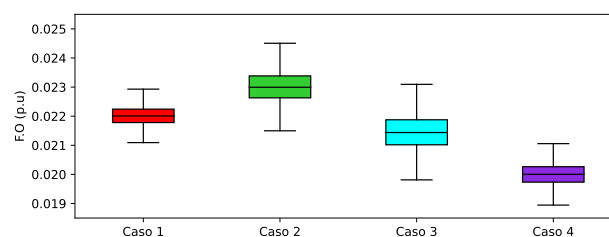


Figura 12: Diagrama de caja de la función objetivo para los casos 1-4.

La figura 12 confirma que la inclusión de todos los recursos disponibles mejora la estabilidad de tensión y la capacidad de adaptación del sistema ante variaciones en demanda y generación. Una menor F.O indica un sistema más estable y eficiente. La inyección de potencia reactiva de las EVCS permite una mayor flexibilidad ante fluctuaciones en la carga y generación, mejorando la fiabilidad del sistema a largo plazo.

Finalmente, la figura 13 presenta la comparación porcentual entre los diferentes escenarios, tomando el Caso 1 como referencia (100 %). En el **Caso 2**, se observa un incremento del 4.45 % en la F.O., lo cual indica un deterioro del VSI, atribuible al aumento de carga asociado a la demanda adicional de las EVCS. Por el contrario, el **Caso 3** muestra una mejora del 4.55 % con respecto al Caso 1, reflejando el efecto positivo de la inyección de potencia reactiva por parte de las EVCS sobre el VSI. Por último, en el **Caso 4**, la integración simultánea de EVCS y DER genera una mejora significativa del 9.16 % en el VSI, lo cual confirma un aumento en la estabilidad de tensión derivado de una gestión más eficiente y coordinada de los recursos del sistema.

4.3.3. Análisis de perfil de tensión

La figura 14 presenta la evolución del perfil de tensión en los escenarios considerados.

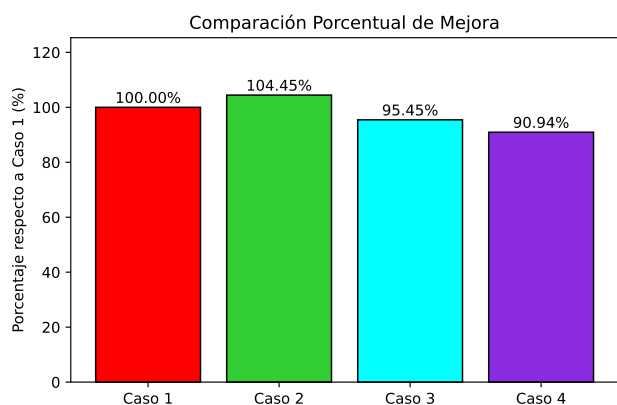


Figura 13: Comparación porcentual entre escenarios.

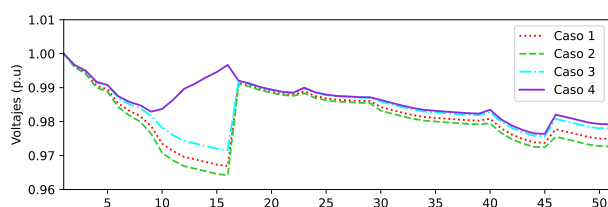


Figura 14: Perfil de tensión promedio en los nodos para los casos 1-4.

En el **Caso 1** (línea punteada roja), la tensión se mantiene relativamente estable con descensos progresivos en los nodos alejados de la subestación. Este escenario ofrece estabilidad moderada, aunque con deficiencias en los nodos entre 10 y 16.

El **Caso 2** (línea punteada verde) muestra una caída de tensión más pronunciada debido a la demanda adicional de las EVCS sin compensación reactiva. La reducción de tensión es más crítica entre los nodos 10 a 16, alcanzando niveles cercanos a 0.96 p.u., lo que indica un mayor estrés en la red.

En el **Caso 3** (línea punteada azul), la inyección de potencia reactiva por parte de las EVCS mejora el perfil de tensión, especialmente entre los nodos 10 a 16, donde se alcanzan valores cercanos a 1 p.u. Esta estrategia contribuye a mitigar las caídas de tensión, aunque el control no es completamente uniforme en toda la red.

Finalmente, el **Caso 4** (línea sólida morada) exhibe la mayor estabilidad de tensión. La integración de GD, aerogeneradores (WT) y generación convencional (DG) junto con la inyección óptima de potencia reactiva de las EVCS permite un perfil de tensión equilibrado. Se observa una significativa reducción de las fluctuaciones, manteniendo la tensión por encima de 0.98 p.u. en la mayoría de los nodos, lo que evidencia un control superior y una red más robusta y eficiente.

4.3.4. Análisis de pérdidas

Las Figuras 15 a 18 presentan las pérdidas de potencia activa en cada uno de los casos.

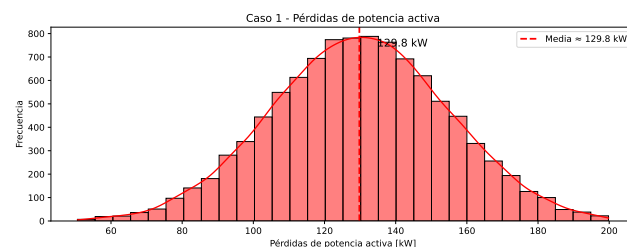


Figura 15: Histograma de pérdidas de potencia activa para caso 1

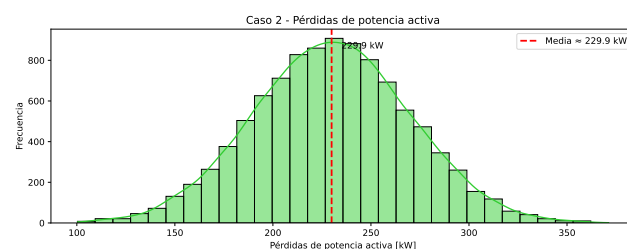


Figura 16: Histograma de pérdidas de potencia activa para caso 2

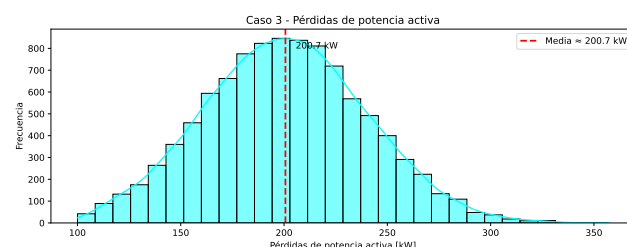


Figura 17: Histograma de pérdidas de potencia activa para caso 3

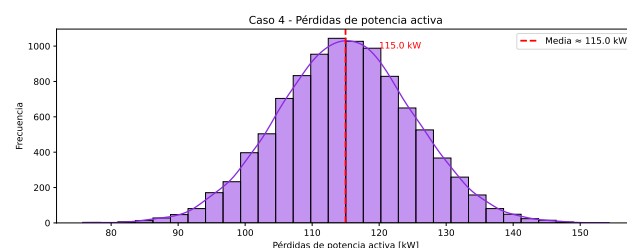


Figura 18: Histograma de pérdidas de potencia activa para caso 4

Como se observa, en el **Caso 1**, las pérdidas de potencia activa oscilan entre 50 y 200 kW, con un valor promedio de 129.8 kW. No obstante, en el **Caso 2**, estas pérdidas aumentan considerablemente debido a la incorporación de la demanda

de los EV a la red, sin que las EVCS contribuyan con soporte de potencia reactiva. En este escenario, las pérdidas varían entre 100 y 370 kW, con un promedio de 229.9 kW.

En el **Caso 3**, a pesar de mantenerse la demanda de los EV, las pérdidas de potencia se reducen en comparación con el Caso 2, debido a la inyección de potencia reactiva por parte de las EVCS. Las pérdidas se encuentran en el rango de 100 a 350 kW, con un valor medio de 200.7 kW, que, si bien es menor que en el Caso 2, sigue siendo superior al del Caso 1.

Finalmente, el **Caso 4**, que contempla la integración conjunta de EVCS y DER, presenta las menores pérdidas entre los escenarios evaluados. Estas se encuentran entre 70 y 160 kW, con un promedio de 115 kW, valor inferior incluso al registrado en el Caso 1. Este resultado evidencia el impacto positivo de una gestión coordinada de recursos distribuidos sobre la eficiencia energética del sistema.

4.4. Desafíos de la implementación práctica de la estrategia en redes latinoamericanas

En esta sección se presentan recomendaciones prácticas y se exponen los principales desafíos a considerar al implementar la inyección de potencia reactiva desde EVCS con el fin de mejorar la estabilidad de tensión en ADN en América Latina.

4.4.1. Recomendaciones prácticas

- **Desarrollo de marcos regulatorios y estándares técnicos:** Es fundamental establecer normativas que definan criterios de interconexión, intercambio de datos y certificación técnica (por ejemplo, *Open Charge Point Protocol* (OCPP) y protocolos IEC 15118), facilitando la integración efectiva de EVCS como elementos activos en la red [3, 32, 33].
- **Políticas públicas y mecanismos de incentivos:** La implementación requiere apoyo gubernamental, incluyendo subvenciones, tarifas eléctricas preferenciales y exenciones fiscales que reduzcan los costos iniciales de instalación y operación de EVCS con capacidad reactiva [3].
- **Colaboración público-privada:** Alianzas entre entidades gubernamentales, operadoras de red, fabricantes de EV y operadores de EVCS son necesarias para asegurar la viabilidad técnica y económica del proyecto [3, 4].
- **Formación técnica y campañas de sensibilización:** Capacitación de operadores de redes y EVCS, junto con campañas para usuarios, es esencial para reducir incertidumbres sobre riesgos, beneficios y funcionamiento de la inyección reactiva [3].

4.4.2. Principales desafíos técnicos

- **Impacto en la calidad del servicio:** La integración de EVCS puede generar perturbaciones como armónicos, desequilibrios y fluctuaciones de voltaje, especialmente en redes con baja capacidad, lo que exige tecnologías

como filtros activos o controladores duales en la etapa de potencia [5].

- **Balance entre reserva de potencia activa y reactiva:** Los EVCS deben equilibrar la entrega simultánea de energía activa y reactiva mediante convertidores bidireccionales y técnicas avanzadas como PSO, sin saturar elementos de la red [4].
- **Coordinación con DER:** La inyección conjunta de EVCS y DER (por ejemplo solar, almacenamiento) requiere comunicación en tiempo real y control jerárquico para gestionar flujos bidireccionales, evitar colapsos de tensión y optimizar el uso de recursos [4].
- **Seguridad cibernética y privacidad de datos:** La digitalización de la red mediante protocolos como OCPP 2.1 e ISO 15118 introduce vectores de ataque que demandan protección activa a nivel de infraestructura y datos [6, 32, 33].
- **Adaptación a la infraestructura existente:** Muchas redes latinoamericanas están limitadas en capacidad, automatización o comunicación. La implementación requiere actualización de transformadores, líneas y sistemas de medición inteligente (*Phasor Measurement Unit* - PMU), lo cual implica inversión significativa [3, 6].

5. Conclusiones

La presente investigación ha demostrado que la integración coordinada de EVCS, generación diésel (DG) y energía renovable proveniente de turbinas eólicas (WT) constituye una estrategia efectiva para optimizar la estabilidad de tensión en redes de distribución. A partir del análisis de diferentes escenarios, se han identificado los efectos que la incorporación de estos recursos tiene sobre el perfil de tensión y la eficiencia operativa del sistema. En este esquema, se incorpora un modelado de incertidumbre por medio de la MCS que contempla los niveles de carga de las EVCS y la inyección óptima de potencia reactiva de las EVCS usando un algoritmo PSO.

Los resultados muestran que, en ausencia de mecanismos de compensación y generación distribuida (Caso 1), la red mantiene una estabilidad moderada, aunque con caídas progresivas de tensión en nodos alejados de la subestación. Sin embargo, la introducción de la demanda de las EVCS sin estrategias de compensación (Caso 2) genera caídas más pronunciadas en la tensión, evidenciando la necesidad de medidas de control para mitigar los efectos adversos sobre la estabilidad del sistema.

El escenario en el que las EVCS participan activamente en la inyección de potencia reactiva (Caso 3) revela una mejora significativa en el perfil de tensión, especialmente en nodos críticos. No obstante, se observa que esta estrategia por sí sola no es suficiente para garantizar una estabilidad homogénea en toda la red, lo que sugiere la necesidad de una gestión más precisa de la potencia reactiva.

El Caso 4, que combina la generación distribuida con la capacidad de regulación de las EVCS, demuestra ser la estrategia

más eficiente para mejorar la estabilidad de tensión. La generación distribuida aporta potencia activa en momentos de alta demanda, mientras que las EVCS suministran potencia reactiva de manera dinámica, reduciendo fluctuaciones y pérdidas en la red. Este enfoque integrado permite mantener tensiones dentro de rangos operativos seguros y mejorar la eficiencia global del sistema.

La implementación de estrategias de compensación de potencia reactiva mediante EVCS, en combinación con generación distribuida, resulta fundamental para garantizar la estabilidad y eficiencia de las redes de distribución modernas. La coordinación inteligente de estos recursos permite optimizar el perfil de tensión, reducir el estrés operativo y mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en un contexto de creciente electrificación del transporte y penetración de energías renovables.

Por último, la explotación de la capacidad reactiva de EVCS constituye una estrategia prometedora para mejorar la estabilidad del voltaje en ADN, especialmente en contextos latinoamericanos. No obstante, su implementación exitosa dependerá de un enfoque integral que incluya desarrollo regulatorio, incentivos económicos, actualización tecnológica, capacitación profesional y estrategias de ciberseguridad. Investigaciones futuras deberían centrarse en validaciones piloto regionales, análisis costo-beneficio localizados y estimaciones del impacto a escala en redes con alta penetración de EV y energías renovables.

Agradecimientos

Los autores agradecen el programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira.

Contribución de los autores

1- Gabriela Ocampo-Escobar: Investigación, conceptualización, validación, implementación, escritura de documento original. 2- José Miguel Guerrero-Rivera: Investigación, conceptualización, validación, implementación, escritura de documento original. 3- Andrés Ricardo Herrera-Orozco: Investigación, conceptualización, validación, implementación, escritura de documento original, orientación, edición. 4- Cesar Orozco-Henao: Validación, implementación, escritura de documento original, edición. 5- Juan Marin-Quintero: Validación, implementación, escritura de documento original, edición.

Declaración de conflicto de interés

Los autores manifiestan no tener conflictos de interés.

Referencias

- [1] K. Gholami, S. Karimi, A. Rastgou, A. Nazari, y V. Moghaddam, "Voltage stability improvement of distribution networks using reactive power capability of electric vehicle charging stations", *Computers and Electrical Engineering*, vol. 116, mayo 2024, doi: 10.1016/j.compeleceng.2024.109160.
- [2] P. K. Dubey, B. Singh, V. Kumar, y D. Singh, "A novel approach for comparative analysis of distributed generations and electric vehicles in distribution systems", *Electrical Engineering*, vol. 106, no. 3, pp. 2371-2390, junio 2024, doi: 10.1007/s00202-023-02072-2.
- [3] J. Martínez-Gómez y V. S. Espinoza, "Challenges and Opportunities for Electric Vehicle Charging Stations in Latin America", *World Electric Vehicle Journal*, vol. 15, 2024.
- [4] Abdelaziz, M.A.; Ali, A.A.; Swief, R.A.; Elazab, R. "Optimizing energy-efficient grid performance: integrating electric vehicles, DSTATCOM, and renewable sources using the Hippopotamus Optimization Algorithm", *Sci. Rep.* 14, 28974 (2024). doi:10.1038/s41598-024-79381-4
- [5] J. Sarda, N. Patel, H. Patel, R. Vaghela, B. Brahma, A. K. Bhoi, y P. Barsocchi, "A review of the electric vehicle charging technology, impact on grid integration, policy consequences, challenges and future trends", *Energy Reports*, vol.12, pp.5671-5692 (2024). doi:10.1016/j.egy.2024.11.047.
- [6] S. S. G. Acharige, M. E. Haque, M. T. Arif, N. Hosseinzadeh, K. N. Hasan, M. J. Hossain, y K. M. Muttaqi, "Grid integration of electric vehicles - Impact assessment and remedial measures", *Journal of Power Sources*, vol.650, artículo 236697 (2025). doi:10.1016/j.jpowsour.2025.236697.
- [7] T. Unterluggauer, F. Hipolito, J. Rich, M. Marinelli, y P. B. Andersen, "Impact of cost-based smart electric vehicle charging on urban low voltage power distribution networks", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 35, septiembre 2023, pp. 101085, doi: 10.1016/j.segan.2023.101085.
- [8] S. C. Burmeister y G. Schryen, "Distribution network optimization: predicting computation times to design scenario analysis for network operators", *Energy Systems*, marzo 2023, doi: 10.1007/s12667-023-00572-5.
- [9] P. Ushashree y K. S. Kumar, "Power System Reconfiguration in Distribution System for Loss Minimization Using Optimization Techniques: A Review", *Wireless Personal Communications*, vol. 128, no. 3, pp. 1907-1940, febrero 2023, doi: 10.1007/s11277-022-10026-3.
- [10] S. Mehroliya y A. Arya, "Optimal planning of power distribution system employing electric vehicle charging stations and distributed generators using metaheuristic algorithm", *Electrical Engineering*, vol. 106, no. 2, pp. 1373-1389, abril 2024, doi: 10.1007/s00202-023-02198-3.
- [11] A. Srivastava, M. Manas, y R. K. Dubey, "Electric vehicle integration's impacts on power quality in distribution network and associated mitigation measures: a review", *Journal of Engineering and Applied Science*, vol. 70, no. 1, pp. 32, diciembre 2023, doi: 10.1186/s44147-023-00193-w.
- [12] A. Mohammed, O. Saif, M. Abo-Adma, A. Fahmy, y R. Elazab, "Strategies and sustainability in fast charging station deployment for electric vehicles", *Scientific Reports*, vol. 14, no. 1, pp. 283, enero 2024, doi: 10.1038/s41598-023-50825-7.

- [13] N. Panossian, M. Muratori, B. Palmintier, A. Meintz, T. Lipman, y K. Moffat, "Challenges and Opportunities of Integrating Electric Vehicles in Electricity Distribution Systems", *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, vol. 9, no. 2, pp. 27-40, junio 2022, doi: 10.1007/s40518-022-00201-2.
- [14] N. Bhut y B. Vyas, "Effect of Electrical Vehicles Charging on Distribution System with Distributed Generation", en *Recent Advances in Power Systems*, O. H. Gupta y V. K. Sood, Eds., Singapore: Springer Singapore, 2021, pp. 191-204.
- [15] Q.-S. Jia y T. Long, "A review on charging behavior of electric vehicles: data, model, and control", *Control Theory and Technology*, vol. 18, no. 3, pp. 217-230, 2020, doi: 10.1007/s11768-020-0048-8.
- [16] J. V. de Souza, W. R. Faria, A. A. Braggio, A. B. Piardi, R. B. Otto, y Z. L. I. Nadal, "Overview and Future Challenges on the Connection of Electric Vehicles into Modern Distribution Power Systems", *Brazilian Archives of Biology and Technology*, vol. 64, pp. 1-13, 2021, doi: 10.1590/1678-4324-75years-2021010158.
- [17] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, agosto 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [18] K. P. Tapasco Suárez, "Aproximaciones al Flujo de Carga en Sistemas de Distribución", Tesis de grado, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, marzo 2017.
- [19] Y. L. Lou, C. X. Wu, Z. Z. Shi, y R. Yang, "Evaluation of EV penetration level limit in distribution system applying charging and scheduling strategies", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 32, pp. 100922, diciembre 2022, doi: 10.1016/j.segan.2022.100922.
- [20] Kazi N. Hasan, Robin Preece, and Jovica V. Milanović, "Probabilistic Modelling of Electric Vehicle Charging Demand based on Charging Station Data,"*2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pp. 1-6, 2022. doi: 10.1109/PMAPS53380.2022.9810600.
- [21] M. Aien, M. Rashidinejad, y M. F. Firuz-Abad, "Probabilistic optimal power flow in correlated hybrid wind-PV power systems: A review and a new approach", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1437-1446, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.09.012.
- [22] M. Aien, M. Fotuhi-Firuzabad, y M. Rashidinejad, "Probabilistic Optimal Power Flow in Correlated Hybrid Wind - Photovoltaic Power Systems", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 130-138, enero 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2293352.
- [23] O. Homaei, M. J. Mirzaei, A. Najafi, Z. Leonowicz, y M. Jasinski, "A practical probabilistic approach for load balancing in data-scarce LV distribution systems using discrete PSO and 2 m + 1 PEM", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 135, pp. 107530, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107530>.
- [24] M. H. Moradi y M. Abedini, "A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 66-74, enero 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.08.023.
- [25] M. S. K. Reddy y K. Selvajothi, "Optimal placement of electric vehicle charging station for unbalanced radial distribution systems", *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, febrero 2020, pp. 1-15, doi: 10.1080/15567036.2020.1731017.
- [26] S. D. Madasu, "Voltage Stability Analysis of Radial Distribution Networks", en *Institute of Engineers at Jamshedpur*, Jamshedpur, mayo 2014, doi: 10.13140/2.1.1729.8884.
- [27] K. Gholami, S. Karimi, and A. Rastgou, "Fuzzy risk-based framework for scheduling of energy storage systems in photovoltaic-rich networks," *Journal of Energy Storage*, vol. 52, p. 104902, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104902.
- [28] O. H. Gupta y V. K. Sood (eds.), *Recent Advances in Power Systems*, vol. 699, Singapore: Springer Singapore, 2021, doi: 10.1007/978-981-15-7994-3.
- [29] P. Rajesh y F. H. Shajin, "Optimal allocation of EV charging spots and capacitors in distribution network improving voltage and power loss by Quantum-Behaved and Gaussian Mutational Dragonfly Algorithm (QGDA)", *Electric Power Systems Research*, vol. 194, pp. 107049, mayo 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107049.
- [30] H. Jafari Siahroodi, H. Mojallali, y S. S. Mohtavipour, "A new stochastic multi-objective framework for the reactive power market considering plug-in electric vehicles using a novel metaheuristic approach", *Neural Computing and Applications*, vol. 34, no. 14, pp. 11937-11975, julio 2022, doi: 10.1007/s00521-022-07081-z.
- [31] H. Shareef, Md. M. Islam, y A. Mohamed, "A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 403-420, octubre 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.033.
- [32] International Electrotechnical Commission, "IEC 63584:2024 - Open Charge Point Protocol (OCPP)", 1.^a edición, publicación internacional, edición electrónica, 18 de diciembre de 2024, 1535 p., ISBN 978-2-8327-0109-6
- [33] International Organization for Standardization, "ISO 15118-20:2022 - Road Vehicles - Vehicle to Grid Communication Interface - Part 20: Second Generation Network and Application Protocol Requirements", primera edición, publicación internacional, abril 2022, 561 p.