



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE
POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA
MEDIANTE LA MATRIZ DE SENSIBILIDAD
DE VOLTAJE**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JEFFERSON DANIEL GUEVARA GARCÍA

TUTOR: ALEXANDER AGUILA TÉLLEZ

Quito - Ecuador

2025

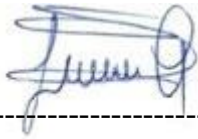
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jefferson Daniel Guevara García con documento de identificación N° 1900860188 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 31 de marzo del año 2025

Atentamente,



Jefferson Daniel Guevara García
1900860188

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Jefferson Daniel Guevara García con documento de identificación No. 1900860188, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Mejoramiento del Factor de Potencia en Redes de Distribución con Generación Distribuida mediante la Matriz de Sensibilidad de Voltaje”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 31 de marzo del año 2025

Atentamente,



Jefferson Daniel Guevara García

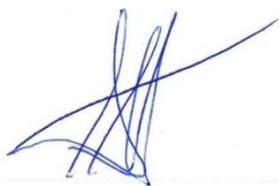
1900860188

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alexander Aguila Téllez con documento de identificación N° 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE POTECA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE LA MATRIZ DE SENSIBILIDAD DE VOLTAJE, realizado por Jefferson Daniel Guevara García con documento de identificación N° 1900860188, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 31 de marzo del año 2025

Atentamente,



Ing. Alexander Aguila Téllez, PhD
1755983184

Índice de Contenido

1. Introducción	2
2. Marco Teórico	3
2.1 Generación Distribuida.....	3
2.1.1 Interconexión de la Generación Distribuida con la Red de Distribución.....	3
2.2 Almacenamiento de Energía.....	4
2.2.1 Baterías.....	4
2.3 Control de Voltaje	4
2.3.1 Métodos de estudio para la estabilidad de voltaje.....	5
2.3.2 Voltajes permisibles en una red eléctrica.....	6
2.4 Factor de Potencia	6
2.5 Pérdidas Energéticas en un Sistema Eléctrico de Potencia	6
2.6 Matriz de Sensibilidad de Voltaje	7
2.6.1 Análisis Nodal.....	8
2.7 Mejoramiento del Factor de Potencia en base a la Matriz de Sensibilidad de Voltaje....	8
2.7.1 Regulación de Potencia Reactiva (Q).....	8
2.7.2 Regulación de Potencia Activa (P).....	9
3. Metodología	9
4. Caso de Estudio.....	10
4.1 Sistema Eléctrico IEEE de 13 Barras	10
4.2 Sistema Eléctrico IEEE de 37 Barras	11
5. Análisis de Resultados	11
5.1 Sistema IEEE de 13 Barras.....	11
5.2 Sistema IEEE de 37 Barras.....	13
5.3 Discusión de Resultados.....	14
6. Conclusiones	15
7. Trabajos Futuros.....	15
8. Referencias	15
9. Estado del Arte	18
10. Anexos.....	20

Índice de Figuras

Fig. 1. Sistema de distribución con generación solar fotovoltaica y eólica	3
Fig. 2. Comportamiento diario de la carga	5
Fig. 3. Diagrama del área de control de voltaje	5
Fig. 4. Triángulo de potencias	6
Fig. 5. Regulación de Q en la generación fotovoltaica	6
Fig. 6. Diagrama de una red de distribución radial	7
Fig. 7. Diagrama del mejoramiento de Factor de Potencia	10
Fig. 8. Diagrama del Sistema IEEE de 13 barras	11
Fig. 9. Diagrama del Sistema IEEE de 37 barras	11
Fig. 10. GD en el Sistema IEEE de 13 barras	11
Fig. 11. Factor de potencia de las redes: centralizada y con GD, en el sistema de 13 barras....	12
Fig. 12. Pérdidas de energía (kVAr) en líneas y transformadores, en el sistema de 13 barras.	12
Fig. 13. Pérdidas de energía (kW) en líneas y transformadores, en el sistema de 13 barras....	12
Fig. 14. Voltajes en pu de la fase A en el sistema de 13 barras	12
Fig. 15. Voltajes en pu de la fase B en el sistema de 13 barras	13
Fig. 16. Voltajes en pu de la fase C en el sistema de 13 barras	13
Fig. 17. GD en el Sistema IEEE de 37 barras	13
Fig. 18. Factor de potencia de las redes: centralizada y con GD, en el sistema de 37 barras...	14
Fig. 19. Pérdidas de energía (kVA) en las redes: centralizada y con GD (red de 37 barras)...	14
Fig. 20. Voltajes en pu de la fase A en el sistema de 37 barras	14
Fig. 21. Voltajes en pu de la fase B en el sistema de 37 barras	14
Fig. 22. Voltajes en pu de la fase C en el sistema de 37 barras	14
Fig. 23. Indicador de la temática (matriz del estado de arte)	19
Fig. 24. Indicador de la formulación del problema (matriz del estado de arte)	19
Fig. 25. Indicador de la solución propuesta (matriz del estado de arte).....	19
Fig. 26. Red IEEE de 13 barras en digsilent	20
Fig. 27. Red IEEE de 37 barras en digsilent	21

Índice de Tablas

Tabla 1. Límites de voltaje permitidos	6
Tabla 2. Variables de la figura 5	6
Tabla 3. Variables del modelo matemático	7
Tabla 4. Comparativa del Factor de potencia (FP) en el sistema de 13 barras	12
Tabla 5. Comparativa del Factor de Potencia (FP) en el sistema de 37 barras	13
Tabla 6. Matriz del estado de arte	18
Tabla 7. Factores de sensibilidad del sistema IEEE de 13 barras	20
Tabla 8. Factores de sensibilidad del sistema IEEE de 37 barras	21

MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE LA MATRIZ DE SENSIBILIDAD DE VOLTAJE

Jefferson Guevara¹, Alexander Aguila Téllez ¹

Resumen

El presente artículo hace un estudio a nivel de redes de distribución con generación distribuida para mejorar el factor de potencia a corto, mediano o largo plazo, donde la demanda tiende a aumentar y la necesidad de emplear energías renovables se vuelve indispensable para contribuir a la sostenibilidad energética y medioambiental, que beneficia a las nuevas generaciones.

Este análisis es una medida necesaria para contribuir a la descentralización de la generación a gran escala, mediante la inserción de pequeña y mediana generación, que ayudan a minimizar los costos energéticos y donde los consumidores se vuelven usuarios resilientes en el cuidado y manejo de la generación distribuida, además de la creación de consciencia en el uso de energías amigables con el medio ambiente.

El estudio involucra la aplicación de un modelo cuantitativo y experimental, en donde se evalúan las variables de potencia activa y reactiva mediante la matriz de sensibilidad de voltaje, que permite mejorar el factor de potencia en redes de distribución con la ayuda de la herramienta computacional digsilent, que se encarga de gestionar eficientemente un sistema eléctrico con demanda variable.

El modelo matemático se desarrolla en los sistemas eléctricos IEEE de 13 y 37 barras, para elaborar una hoja de ruta previa en el despacho energético, referente a horas de baja o alta demanda y a futuras expansiones de la red eléctrica, debido a la tendencia del incremento de la demanda a lo largo del tiempo, tanto a nivel residencial, comercial e industrial.

Palabras Clave: factor de potencia, incremento de la demanda, pérdidas de energía, energía renovable distribuida, matriz de sensibilidad de voltaje.

Abstract

This article makes a study at the level of distribution networks with distributed generation to improve the power factor to short, medium and long term, where demand tends to increase and the need to use renewable energies becomes essential to contribute to energy sustainability and environmental, which benefits new generations.

This analysis is a necessary measure to contribute to the decentralization of large-scale generation, through the inclusion of small and medium-sized generation, which helps to minimize energy costs and where consumers become resilient users in the care and management of distributed generation, in addition to creating awareness in the use of environmentally friendly energies.

The study involves the application of a quantitative and experimental model, where the active and reactive power variables are evaluated using the voltage sensitivity matrix, which allows improving the power factor in distribution networks with the help of the digsilent computational tool, which is responsible for efficiently managing an electrical system with variable demand.

The mathematical model is developed on IEEE 13 and 37 bars electrical systems to prepare a prior roadmap for energy dispatch, referring to hours of low or high demand and future expansions of the electrical grid, due to the trend of increasing demand over time, both at residential, commercial and industrial levels.

Keywords: power factor, increase demand, energy losses, distributed renewable energy, voltage sensitivity matrix.

¹ Universidad Politécnica Salesiana – Sede Quito. Carrera de Electricidad

1. Introducción

La generación distribuida en redes de distribución ha ganado mayor relevancia en la actualidad, donde ha sido necesario implementar sistemas eléctricos con generación descentralizada, para contribuir a mejorar su confiabilidad, garantizando de esta manera índices energéticos favorables, que permitan mantener un servicio eléctrico ininterrumpido en el usuario final.

La implementación de generación distribuida involucra varios desafíos, enfocados principalmente en el control de voltaje, para una adecuada operación en modo isla o de interconexión con la red principal, a través de la generación renovable no convencional, siendo las más comunes la generación eólica y fotovoltaica, fig. 1, que dependen de recursos libres e ilimitados en la naturaleza [1].

La interconexión de la generación distribuida (GD) con la red principal implica la selección óptima de transformadores, que deben cumplir con los requisitos de puesta a tierra en redes de distribución para mantener un adecuado sincronismo en la interconexión, en donde ante posibles fallas el restablecimiento de los parámetros involucrados en el voltaje sea óptimo [2].

El uso de combustibles fósiles es un detonante del calentamiento global, lo que ha hecho importante la inversión en generación renovable, con el fin de aprovechar los recursos naturales tales como el viento, luz solar, geotermia, biomasa y el agua; debido a que hoy en día la mayor parte de la generación mundial está basada en energías contaminantes como son el carbón, gas, petróleo y energía nuclear [3].

El despacho de potencia activa-reactiva, la regulación de voltaje y el almacenamiento energético representan un gran desafío en las estaciones de generación distribuida, siendo necesario el uso de reguladores automáticos y de inversores para mantener un voltaje nominal operativo en función de la necesidad de los consumidores [4].

Para controlar el voltaje se necesita de un equilibrio entre la oferta y demanda, que parte de una adecuada interrelación entre generación, almacenamiento y despacho de energía, para lograr el propósito de repoten-

ciar las redes de distribución mediante la generación renovable, que es concebida con la necesidad de tener una mejor respuesta ante las contingencias que se puedan presentar [5].

La GD necesita de un despacho de energía programado en base a algoritmos informáticos que optimicen el uso de la energía renovable para ser insertada en las redes de distribución, mediante el monitoreo remoto del sistema eléctrico, para despachar potencia activa y reactiva, y junto a la casación reducir los costos operativos, estableciendo parámetros de calidad para hacer frente a las contingencias [6].

El mejoramiento del factor de potencia está relacionado con la reducción de pérdidas energéticas en las líneas de transmisión y de distribución, en donde la generación distribuida reduce la distancia del transporte de energía entre las locaciones de generación y consumo [7], y con el uso de controladores e inversores gestionar la corriente y flujos de potencia, mejorando la operatividad del sistema [8].

El control de la generación distribuida debe estar constituido por un sistema de monitoreo automático, donde se estimen las condiciones climáticas del viento y la luz solar para el rendimiento adecuado de la generación renovable, pensando en la sostenibilidad energética y medioambiental mediante el uso de vehículos eléctricos, cocinas de inducción y calefacción eléctrica [9].

La estabilidad de voltaje en redes eléctricas radica en el uso de filtros de potencia activos en serie y paralelo, debido a que regulan la capacidad de distribución de energía, al elevar o disminuir el voltaje, pero con la aparición de la generación renovable distribuida es posible reducir esa dependencia, al usar inversores y controladores para tener una regulación eficiente del flujo de potencia [10].

El análisis mediante la sensibilidad de voltaje permite optimizar el despacho energético de la GD en función de la demanda, donde se procura mantener un factor de potencia cercano al valor unitario, que garantiza una adecuada utilización de los recursos renovables y las condiciones adecuadas para entrar en sincronismo con la red principal, en base al consumo de potencia activa y reactiva, requeridas mayoritariamente en horas pico [11].

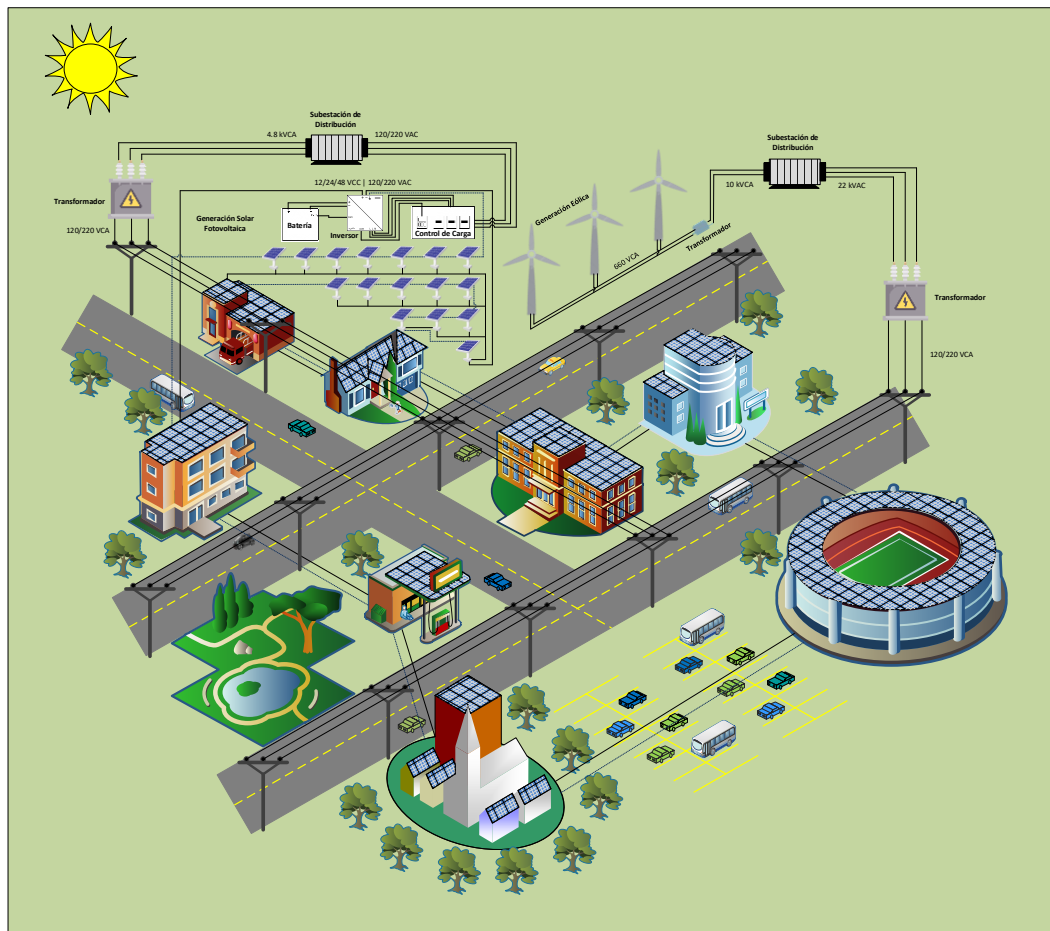


Fig. 1. Sistema de distribución con generación solar fotovoltaica y eólica

2. Marco Teórico

2.1 Generación Distribuida

La generación distribuida es la generación eléctrica a través de estaciones de generación renovable no convencional de pequeña y mediana potencia, que se construyen próximas a las cargas de consumo, favoreciendo por lo tanto la integración entre la micro-generación y la generación a gran escala [12].

Esta integración permite que la generación de la red eléctrica sea descentralizada, dado que el sistema eléctrico no va a depender totalmente de las centrales de gran potencia. Así la micro-generación al emplear el uso de energías verdes, contribuye a reducir las emisiones de carbono y adicionalmente a la [13]:

- Reducción de pérdidas en el sistema eléctrico.

- Mejora de la confiabilidad y calidad de la red eléctrica.
- Aparición de potencias de menor magnitud.

2.1.1 Interconexión de la Generación Distribuida con la Red de Distribución

La generación distribuida es propicia para la interconexión con la red de distribución, en donde se han realizado estudios sobre el comportamiento favorable del flujo bidireccional de energía entre ambas redes. Los estudios implican evaluar el cumplimiento de la reglamentación de calidad del servicio eléctrico referente a [14]:

- Los servicios complementarios en la red.
- Las potencias de cortocircuito en la red.

A. Servicios complementarios en la red

Los servicios complementarios tienen que ver con la participación de la generación distribuida en la regulación de frecuencia primaria, secundaria y terciaria.

B. Potencias de cortocircuito en la red

Las potencias de cortocircuito en un sistema eléctrico se expresan como los valores máximos de potencia de la conexión entre la generación distribuida y la red principal que puede suministrarse a una instalación durante una determinada falla. Se calcula en MVA o en kVA para un determinado voltaje de funcionamiento.

2.2 Almacenamiento de Energía

Hoy en día existe un auge en la generación eléctrica que toma como recurso primario a la radiación solar. Este tipo de generación presentan un desarrollo significativo en cuanto a generación renovable y la utilización de la luz solar no representa un costo adicional. A pesar de esto, existen problemas relacionados a una producción continua de energía, debido a que la luz solar es variable en función del clima o de la noche y el día, lo que determina su potencial uso.

Por esta razón, un importante aspecto en este sistema de generación es el almacenamiento energético, que ayuda a optimizar el despacho de electricidad en base a predicciones de la demanda. Dentro de los tipos de almacenamiento de energía tenemos los siguientes:

- Baterías
- Aire Comprimido
- Volante de Inercia
- Supercondensadores Magnéticos (Bobinas)
- Supercondensadores (Capacitores)
- Almacenamiento Térmico
- Hidrógeno
- Bombeo de agua

En este caso se hará una descripción del almacenamiento en baterías, que es la forma

de almacenamiento utilizada en los sistemas fotovoltaicos.

2.2.1 Baterías

El almacenamiento de energía en baterías ha tomado auge en sistemas fotovoltaicos, específicamente en los sistemas de techado de instalaciones domiciliarias e industriales, debido a la gran capacidad que tienen para entregar energía constante y específica.

Con las baterías en sistemas fotovoltaicos es posible consumir la energía en modo isla, en lugar de suministrarla a la red principal, lo que favorece a reducir el consumo de electricidad y a un consecuente ahorro económico. Dentro del tipo de baterías tenemos [21]:

- De Plomo Ácido Abierto
- AGM (Absorbent Glass Mat)
- De Gel
- Estacionarias
- De Litio

2.3 Control de Voltaje

La variación permanente de las cargas P y Q genera caídas o sobre voltajes en los elementos de la red eléctrica, que necesariamente deben estar dentro de límites permisibles, por los siguientes motivos [15]:

- La recepción de carga se diseña de forma que su funcionamiento adecuado exige un voltaje de alimentación próximo a su valor nominal.
- Los interruptores actúan dentro de ciertos límites de voltaje.
- La diferencia o margen de los voltajes entre distintos puntos de un sistema eléctrico altera los flujos de potencia.
- Las pérdidas eléctricas se traducen en valores de voltaje por debajo del límite permitido.

Una tendencia común en la variación diaria del consumo eléctrico referente a una red de distribución es la siguiente, fig. 2:

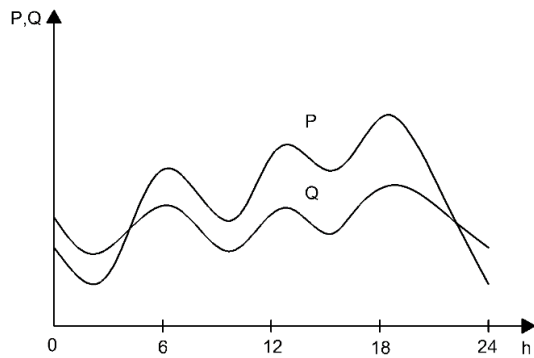


Fig. 2. Comportamiento diario de la carga

El consumo de carga es diferente según: la clase de usuario (residencial, industrial, ...), el clima (verano, invierno, ...), y la temperatura (climatización, ...).

Puesto que la potencia activa es marcada en su mayor parte por el consumo, solamente se puede ejercer control sobre la potencia reactiva (implementación de componentes capacitivos e inductivos).

De la misma forma, es imposible la modificación de la impedancia en las líneas, transformadores, etc., ya instalados, por lo que únicamente se puede ejercer control sobre los indicadores reactivos del sistema.

Para establecer un intervalo de voltajes adecuado para los usuarios, se realiza un control en la generación, específicamente en la excitación de los generadores y también en la transformación al variar la relación de transformación, que tiene que ver con la:

- Transformación con reguladores bajo carga.
- Transformación con reguladores en vacío.
- Autotransformación.

En el supuesto de que esta metodología no sea suficiente, se puede emplear soluciones que permitan variar los perfiles de voltajes con [15]:

- Capacitores y reactores en paralelo.
- Compensación estática.
- Compensación síncrona.

De esta manera, el área de control de voltaje es el intervalo permitido que posee dos intervalos de control, fig. 3 [4].

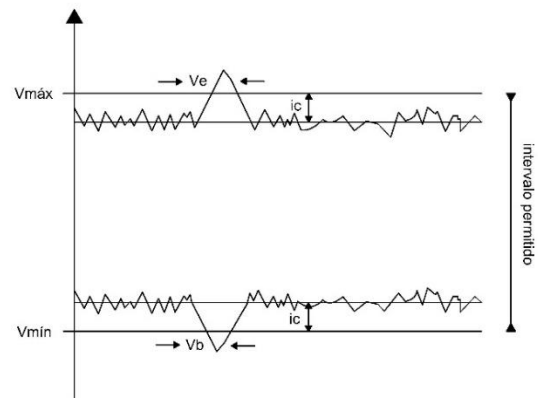


Fig. 3. Diagrama del área de control de voltaje

Si el voltaje excede el límite superior o inferior del intervalo permitido, en base al análisis de sensibilidad voltaje/potencia, se selecciona la estación o estaciones de generación distribuida con capacidad de regulación y se calcula el ajuste de potencia activa/reactiva, de modo que el voltaje sea controlado.

2.3.1 Métodos de estudio para la estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje involucra métodos analíticos y de monitoreo. Los métodos analíticos involucran el uso de modelos matemáticos para el estudio preventivo de posibles fallas en la red, a diferencia del de monitoreo que tiene que ver con la medición de datos en tiempo real, dentro de los métodos analíticos tenemos [16]:

- Flujos de potencia convencionales:

- Análisis de sensibilidad de voltaje
- Simplificación de la matriz jacobiana
- Red equivalente
- Fasores de voltaje
- Diferencia de potencial

- Técnicas de análisis dinámico:

- Transitorios
- De pequeña señal
- Cuasi estacionarios

- Flujos progresivos

2.3.2 Voltajes permisibles en una red eléctrica

Tenemos los siguientes [17]:

Red de Bajo Voltaje (BV): $0 \text{ kV} < BV \leq 0,6 \text{ kV}$

Red de Medio Voltaje (MV):
 $0,6 \text{ kV} < MD \leq 40 \text{ kV}$

Red de Alto Voltaje A (AVA):
 $40 \text{ kV} < AVA \leq 138 \text{ kV}$

Red de Alto Voltaje B (AVB):
 $138 \text{ kV} < AVB \leq 500 \text{ kV}$

Tabla 1. Límites de voltaje permitidos

Nivel	Rango
Red de Alto Voltaje A y B	$\pm 5\%$
Red de Medio Voltaje	$\pm 6\%$
Red de Bajo Voltaje	$\pm 8\%$

2.4 Factor de Potencia

El Factor de Potencia (FP) indica la eficiencia en el consumo de electricidad y viene representado por la división entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S), en función del ángulo theta (θ) y de la potencia reactiva (Q), fig. 4.

$$FP = \cos \theta = \frac{P}{S}$$

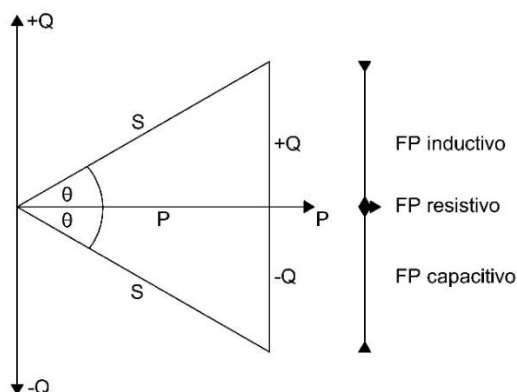


Fig. 4. Triángulo de potencias

El factor de potencia en sistemas con generación distribuida mejora, porque el consumo de potencia reactiva disminuye, al

tener menos pérdidas de energía en líneas y transformadores, y por la posibilidad de hacer una regulación en el despacho de P y Q, al usar algoritmos inteligentes en los convertidores CC/CA, para tener un factor de potencia lo más próximo a la unidad.

Los algoritmos de control se encargan de regular P y Q en el punto de conexión con la red principal, en donde se usa un sistema de generación distribuida con carga comercial y del cual se sabe que el factor de potencia en la generación solar fotovoltaica es típicamente 1, pero al hacer una lectura en tiempo real de la carga, el controlador predecirá el factor de potencia para realizar una regulación inteligente de P y Q, tabla 2-fig. 5 [18].

Tabla 2. Variables de la figura 5

$P_m(t)$	P medida al tiempo t
$Q_m(t)$	Q medida al tiempo t
P_F	P del sistema fotovoltaico
Q_F	Q del sistema fotovoltaico
AV	Alto voltaje
BV	Bajo voltaje
PC	Punto de conexión
FP	Factor de potencia

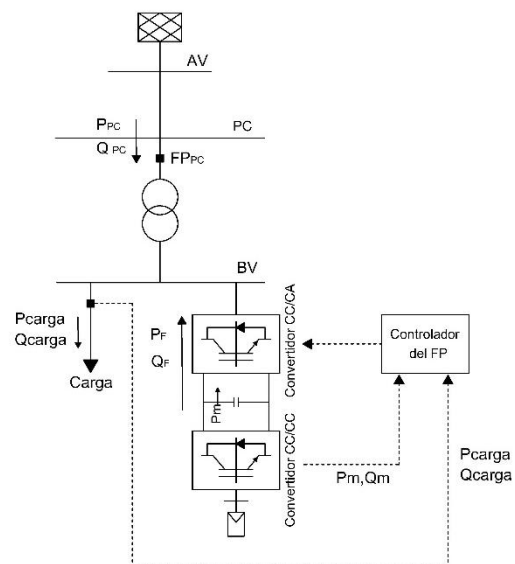


Fig. 5. Regulación de Q en la generación fotovoltaica

2.5 Pérdidas Energéticas en un Sistema Eléctrico de Potencia

Las pérdidas energéticas en un sistema eléctrico de potencia son la principal prioridad a reducir en los operadores eléctricos, para volver al sistema más eficiente en el ahorro energético y la consecuente minimización de costos, dentro de los principales motivos de pérdidas de energía tenemos [19]:

- Redes con generación centralizada
- Líneas con sobrecarga
- Transformadores de distribución con bajo factor de utilización
- Hurto

2.6 Matriz de Sensibilidad de Voltaje

La matriz de sensibilidad de voltaje se obtiene invirtiendo la matriz jacobiana [20],

$$\begin{bmatrix} J_{P\phi} & J_{PV} \\ J_{Q\phi} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\phi \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\phi \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\phi} & J_{PV} \\ J_{Q\phi} & J_{QV} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{\phi P} & S_{\phi Q} \\ S_{VP} & S_{VQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\phi \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{\phi P} & S_{\phi Q} \\ \frac{\partial V_i}{\partial P_i} & \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3)$$

Los ángulos de los voltajes en este caso no son una preocupación, entonces:

$$\Delta V = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_i}{\partial P_i} & \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4)$$

La ecuación 4 es para un sistema balanceado, para un sistema desbalanceado se debe hacer el cálculo para cada fase. La matriz de sensibilidad de voltaje es un modelo matemático que se basa en el control de voltaje y de pérdidas de energía en la red, donde están presentes las siguientes variables con su respectivo significado, tabla 2 [4].

Tabla 3. Variables del modelo matemático

Variable	Significado
J	Jacobiano
ΔV	Diferencial de voltaje
$\Delta\phi$	Diferencial angular
∂	Derivada

ΔP	Diferencial de Potencia Activa
ΔQ	Diferencial de Potencia Reactiva
V_{min}	Voltaje mínimo
V_{max}	Voltaje máximo
V_e	Voltaje elevado
V_b	Voltaje bajo
ic	Intervalo de control
Σ	Sumatoria
R	Resistencia equivalente
X	Reactancia equivalente
V	Voltaje medido

En un sistema eléctrico, la caída de voltaje está relacionada con la carga en cada nodo y la impedancia entre los mismos.

$$\Delta V_r = V_{r-1} - V_r = \frac{\sum P_{L,r} * R_r + \sum Q_{L,r} * X_r}{V_r} \quad (5)$$

Donde V_r es el valor del voltaje en el nodo r ; $\sum P_{L,r}$, $\sum Q_{L,r}$ son las sumas de potencia activa y reactiva aguas abajo, R_r y X_r son la resistencia y reactancia equivalentes entre el nodo r y el nodo $r - 1$.

La estructura de una red radial de distribución se muestra en la fig. 6 y contiene n ramas que se separan en el nodo m e inicialmente presenta un nodo llamado V_0 , el cual tiene un voltaje conocido y constante.

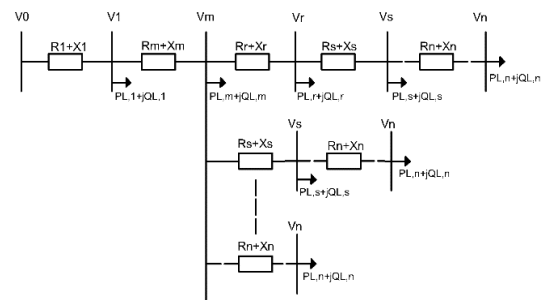


Fig. 6. Diagrama de una red de distribución radial

Las redes radiales tienen únicamente un alimentador en uno de sus extremos, facilitando de esta manera su instalación y la operación de los relés de protección, pero el inconveniente que presentan es la nula respuesta ante un fallo en el transformador principal, en donde toda la red radial se quedaría sin energía eléctrica. Para el

planteamiento de la ecuación matricial en este tipo de redes, el cálculo de la caída de voltaje es seguido como,

$$\begin{cases} \Delta V_{r-1} = V_{r-2} - V_{r-1} \\ \Delta V_{r-2} = V_{r-3} - V_{r-2} \\ \dots \\ \Delta v_1 = V_0 - V_1 \end{cases} \quad (6)$$

Combinando (5) y (6),

$$V_r = V_0 - (\Delta v_1 + \Delta v_2 + \dots + \Delta v_n) \quad (7)$$

El valor de V_r varía con los valores de $P_{L,r}$ y $Q_{L,r}$.

$$\begin{cases} \Delta P_{Lr} = \Delta P_{Lr}^1 - \Delta P_{Lr}^0 \\ \Delta Q_{Lr} = \Delta Q_{Lr}^1 - \Delta Q_{Lr}^0 \\ \Delta V_r = \Delta V_r^1 - \Delta V_r^0 \end{cases} \quad (8)$$

Al expandir la serie de Taylor y al eliminar la respectiva parte superior de $P_{L,r}$ y $Q_{L,r}$, se obtiene la ecuación matricial,

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial P_{L,1}} & \frac{\partial V_1}{\partial P_{L,2}} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial P_{L,s}} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial P_{L,n}} \\ \frac{\partial V_2}{\partial P_{L,1}} & \frac{\partial V_2}{\partial P_{L,2}} & \dots & \frac{\partial V_2}{\partial P_{L,s}} & \dots & \frac{\partial V_2}{\partial P_{L,n}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial V_r}{\partial P_{L,1}} & \frac{\partial V_r}{\partial P_{L,2}} & \dots & \frac{\partial V_r}{\partial P_{L,s}} & \dots & \frac{\partial V_r}{\partial P_{L,n}} \\ \frac{\partial V_n}{\partial P_{L,1}} & \frac{\partial V_n}{\partial P_{L,2}} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial P_{L,s}} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial P_{L,n}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{L,1} \\ \Delta P_{L,2} \\ \dots \\ \Delta P_{L,n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial Q_{L,1}} & \frac{\partial V_1}{\partial Q_{L,2}} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial Q_{L,s}} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial Q_{L,n}} \\ \frac{\partial V_2}{\partial Q_{L,1}} & \frac{\partial V_2}{\partial Q_{L,2}} & \dots & \frac{\partial V_2}{\partial Q_{L,s}} & \dots & \frac{\partial V_2}{\partial Q_{L,n}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial V_r}{\partial Q_{L,1}} & \frac{\partial V_r}{\partial Q_{L,2}} & \dots & \frac{\partial V_r}{\partial Q_{L,s}} & \dots & \frac{\partial V_r}{\partial Q_{L,n}} \\ \frac{\partial V_n}{\partial Q_{L,1}} & \frac{\partial V_n}{\partial Q_{L,2}} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_{L,s}} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_{L,n}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_{L,1} \\ \Delta Q_{L,2} \\ \dots \\ \Delta Q_{L,n} \end{bmatrix} \quad (9)$$

2.6.1 Análisis Nodal

Los elementos de la matriz son definidos como factores de sensibilidad y la resolución tiene el siguiente procedimiento, cuando el nodo (barra) r y el nodo s están en el mismo

alimentador se procede de la siguiente manera:

$$\begin{cases} \frac{\partial V_r}{\partial P_{L,s}} = - \sum_{r=1}^{\min(r,s)} \frac{R_r}{V_r} \\ \frac{\partial V_r}{\partial Q_{L,s}} = - \sum_{r=1}^{\min(r,s)} \frac{X_r}{V_r} \end{cases} \quad (10)$$

Si el nodo r y el nodo s no están en el mismo alimentador y el nodo m está en el nodo de división, entonces se procede de la siguiente manera:

$$\begin{cases} \frac{\partial V_r}{\partial P_{L,s}} = - \sum_{r=1}^m \frac{R_r}{V_r} \\ \frac{\partial V_r}{\partial Q_{L,s}} = - \sum_{r=1}^m \frac{X_r}{V_r} \end{cases} \quad (11)$$

La relación variable entre el nodo de potencia y de voltaje puede ser aplicado al control de la tensión.

2.7 Mejoramiento del Factor de Potencia en base a la Matriz de Sensibilidad de Voltaje

La mejora del factor de potencia está relacionada con la regulación de potencia reactiva, en donde al ser cada vez menor, el factor de potencia se aproxima a uno, garantizando de esta manera un sistema eficiente en el consumo de electricidad, donde las pérdidas de energía deben ser las mínimas posibles.

Además, la capacidad de distribuir eficientemente la potencia reactiva en todos los nodos mediante el uso de generación distribuida, puede reemplazar el uso de elementos adicionales, como filtros capacitivos; donde la potencia reactiva y activa en función de la matriz de sensibilidad de voltaje se calculan como,

2.7.1 Regulación de Potencia Reactiva (Q)

Se organizan los nodos en orden descendente acorde a los factores de

sensibilidad de potencia reactiva-voltaje y se calcula la potencia Q de los nodos uno por uno.

$$dQ_{L,s} = \begin{cases} \frac{V_{\min} + ic - V}{\left(\frac{\partial V_r}{\partial Q_{L,s}}\right)} & V < V_{\min} \\ \frac{V_{\max} - ic - V}{\left(\frac{\partial V_r}{\partial Q_{L,s}}\right)} & V > V_{\max} \end{cases} \quad (12)$$

$dQ_{L,s}$: representa la regulación de potencia reactiva en el nodo s.

Posteriormente se debe analizar si la tolerancia de ajuste de potencia reactiva de la GD es suficiente en cada nodo. Si es así, se ejecuta el comando de control de potencia reactiva, caso contrario se debe calcular la regulación de potencia reactiva del siguiente nodo,

$$\begin{cases} dQ_{L,s}' = \frac{dQ_{L,s}}{|dQ_{L,s}|} S_{Q,s} \\ dQ_{L,s+1} = \frac{\frac{dQ_{L,s}}{|dQ_{L,s}|} (|dQ_{L,s}|) - S_{Q,s}}{\frac{dV_r}{dQ_{L,s+1}}} \end{cases} \quad (13)$$

$S_{Q,s}$: representa la potencia reactiva admisible del nodo s.

De la misma manera, se realizan los cálculos nodo a nodo, hasta cumplir con los requerimientos mínimos de potencia reactiva.

Luego, se envía la respuesta de mando de potencia reactiva a los inversores (convertidores) de cada estación de GD solar fotovoltaica y eólica, que ajustan la potencia reactiva de acuerdo a las instrucciones de los controladores, hasta que el voltaje de los nodos se controla en el intervalo permitido y el factor de potencia se aproxima a uno.

Si la capacidad de regulación de potencia reactiva es insuficiente, es necesario pasar a la regulación de potencia activa.

2.7.2 Regulación de Potencia Activa (P)

Se organizan los nodos en orden descendente acorde a los factores de

sensibilidad de potencia activa-voltaje y se calcula la potencia P de los nodos uno por uno.

$$dP_{L,s} = \frac{\frac{dQ_{L,s}}{|dQ_{L,s}|} (|dQ_{L,s}|) - S_{Qtotal}}{\frac{dV_r}{dP_{L,s}}} \quad (14)$$

$dP_{L,s}$: representa la regulación de potencia activa del nodo s.

S_{Qtotal} : representa la potencia reactiva admisible en todas las barras de la red eléctrica.

Se analiza si la tolerancia de ajuste de P en la GD, es suficiente en cada nodo. Si es suficiente, se ejecuta el comando de control de potencia reactiva y activa, caso contrario, se debe calcular la regulación de potencia activa del siguiente nodo.

$$\begin{cases} dP_{L,s}' = \frac{dQ_{L,s}}{|dQ_{L,s}|} S_{P,s} \\ dP_{L,s+1} = \frac{\frac{dQ_{L,s}}{|dQ_{L,s}|} (|dQ_{L,s}|) - S_{Qtotal} - S_{P,s}}{\frac{dV_r}{dP_{L,s+1}}} \end{cases} \quad (15)$$

$S_{P,s}$: representa la potencia activa admisible en el nodo s.

De la misma manera, se realizan los cálculos nodo a nodo, hasta cumplir con los requerimientos mínimos de potencia activa. Después del cálculo, se envía la respuesta de mando de potencia activa y reactiva a los inversores (convertidores) de cada estación de GD solar fotovoltaica y eólica, que ajustan la potencia reactiva y activa de acuerdo a las instrucciones de los controladores, hasta que el voltaje de los nodos se controla en el intervalo permitido y el factor de potencia se aproxima a uno.

Si la capacidad de regulación de potencia activa es insuficiente, es necesario iniciar el proceso de control de carga.

3. Metodología

La metodología empleada en el mejoramiento del factor de potencia de redes eléctricas de distribución, en el presente

artículo, es cuantitativa y experimental, cuantitativa porque se hace un análisis nodal de datos para establecer las condiciones iniciales, en base a la lectura de voltaje y de potencia activa-reactiva.

Experimental porque se emplea el modelo matemático matriz de sensibilidad de voltaje, para poner en marcha la generación distribuida y cumplir con un factor de potencia cercano a la unidad, en base a una eficiente distribución de P y Q, con la ayuda del programa digsilent power factory, para facilitar los cálculos.

Para demostrar el mejoramiento del factor de potencia, se realiza una comparativa entre las redes de distribución IEEE de 13 y 37 barras con generación distribuida y generación centralizada, bajo las mismas condiciones de incremento de demanda.

Cabe mencionar que se aplica el modelo matemático únicamente en las redes con generación distribuida y en las redes con generación centralizada en cambio se establecen valores de generación al azar hasta alcanzar el intervalo de voltaje permitido. A continuación se presenta el diagrama de flujo para las redes con generación distribuida, fig. 7.

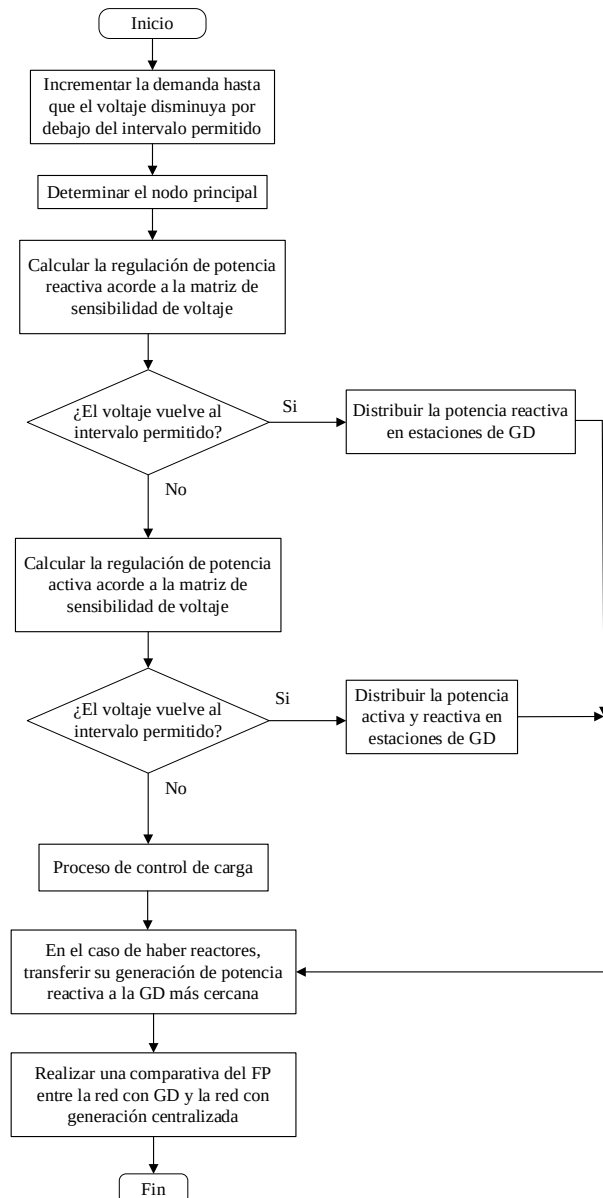


Fig. 7. Diagrama del mejoramiento de Factor de Potencia

4. Caso de Estudio

En este caso se plantean las redes eléctricas IEEE de 13 y 37 barras, fig. 8-9, debido al análisis en distribución que se puede realizar tras una expansión en generación, en base al modelo matemático, que se ejecuta en digsilent.

4.1 Sistema Eléctrico IEEE de 13 Barras

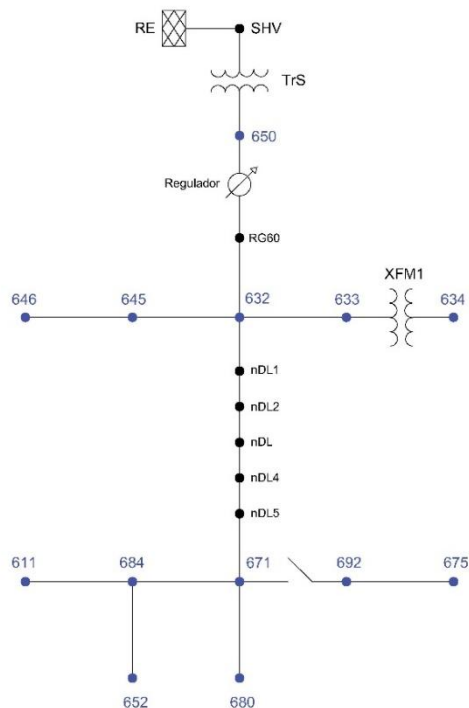


Fig. 8. Diagrama del Sistema IEEE de 13 barras

En la fig. 8 los nodos marcados en azul representan los 13 nodos principales, de los cuales deriva su nombre y los nodos marcados en negro representan los nodos secundarios.

4.2 Sistema Eléctrico IEEE de 37 Barras

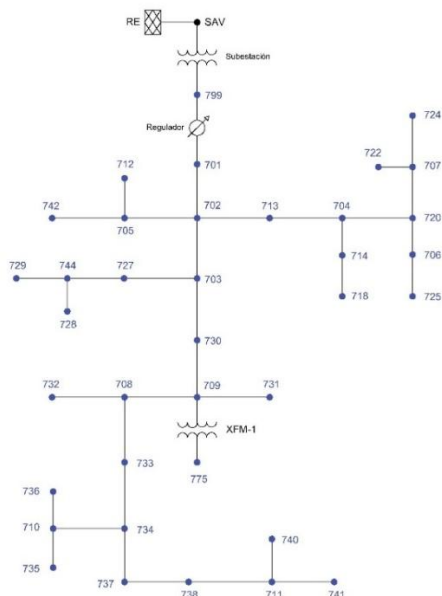


Fig. 9. Diagrama del Sistema IEEE de 37 barras

En la fig. 9 los nodos marcados en azul representan los 37 nodos principales, de los cuales deriva su nombre y el nodo marcado en negro representa un nodo secundario.

5. Análisis de Resultados

5.1 Sistema IEEE de 13 Barras

En la figura 10 se muestran las estaciones de generación solar implementadas en la red IEEE de 13 barras, específicamente en los nodos 646, 634, 611 y 675, debido a la capacidad de suministrar la potencia necesaria desde los extremos de la red hacia el interior, en donde cada estación se conecta mediante un transformador que eleva su voltaje de 400 V a 4.16 kV.

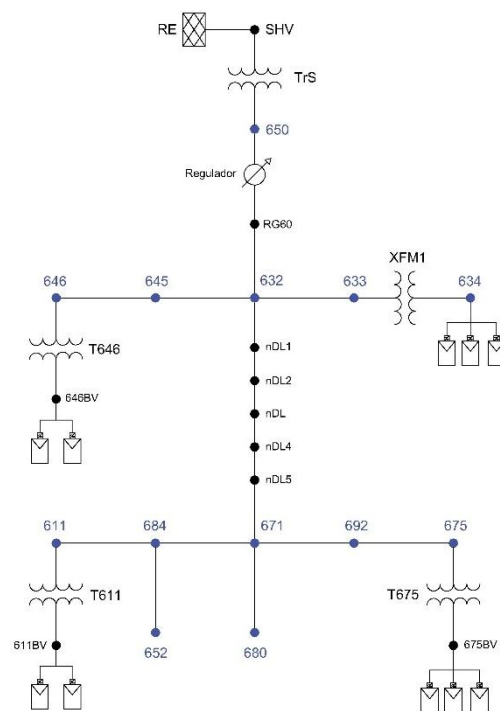


Fig. 10. GD en el Sistema IEEE de 13 barras

En la tabla 4 se presenta el flujo total de potencia activa y reactiva en el sistema de 13 barras, en las fases a, b y c que circula en las redes con generación centralizada y generación distribuida, en donde se calcula el factor de potencia y se puede notar claramente que en la red con generación distribuida es mayor, debido a la menor dependencia de la generación proveniente de

la red principal, lo que reduce las pérdidas de energía en líneas y transformadores.

Tabla 4. Comparativa del Factor de potencia (FP) en el sistema de 13 barras

Red con Generación Centralizada			
Fase	P (kW)	Q (kVar)	FP
a	2458,72	2797,61	0,660
b	2451,21	1294,27	0,884
c	2942,85	2820,42	0,722
3ø	7852,79	6912,30	0,751
Red con Generación Distribuida (GD)			
Fase	P (kW)	Q (kVar)	FP
a	2523,68	1732,36	0,824
b	2337,91	1424,81	0,854
c	2525,56	2062,89	0,774
3ø	7387,15	5220,05	0,817

El factor de potencia mejora sustancialmente con la implementación de generación distribuida, en comparación a una red centralizada, fig. 11, debido a que se reducen las pérdidas eléctricas, pudiendo ser en horas valle o en horas pico de consumo, o a corto, mediano y largo plazo, donde la demanda tiende a aumentar. La generación distribuida en este caso también asume la generación de los filtros capacitivos, minimizando el uso de equipos adicionales.

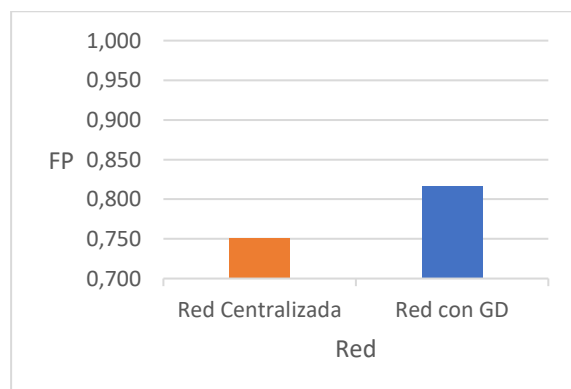


Fig. 11. Factor de potencia de las redes: centralizada y con GD, en el sistema de 13 barras.

Las pérdidas eléctricas en líneas de distribución y transformadores disminuyen notoriamente al implementar las estaciones de generación solar fotovoltaica de forma distribuida, en comparación a una red centralizada, figuras 12-13, debido a la mejor distribución de potencia activa y

reactiva, que hacen posible la disminución de pérdidas de energía en el orden de kVar y kW.

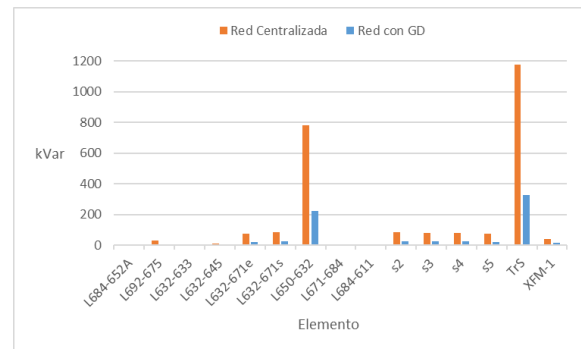


Fig. 12. Pérdidas de energía (kVar) en líneas y transformadores, en el sistema de 13 barras.

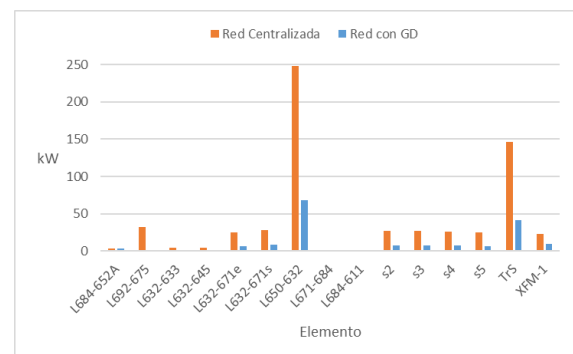


Fig. 13. Pérdidas de energía (kW) en líneas y transformadores, en el sistema de 13 barras.

Los voltajes en por unidad (pu) de las fases A, B y C se reincorporan satisfactoriamente a los límites permisibles de 0.95 a 1.05 pu, figuras 14-15-16, tras el incremento de demanda, en función de la implementación de generación distribuida, que permite una reducción significativa de pérdidas de energía.

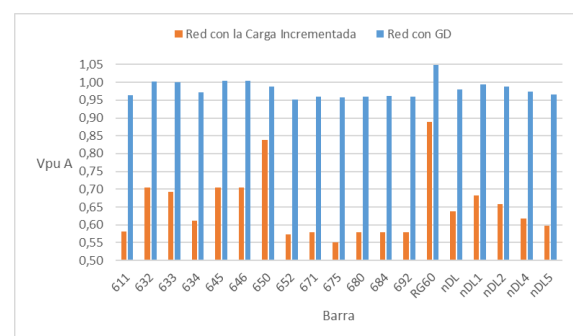


Fig. 14. Voltajes en pu de la fase A en el sistema de 13 barras

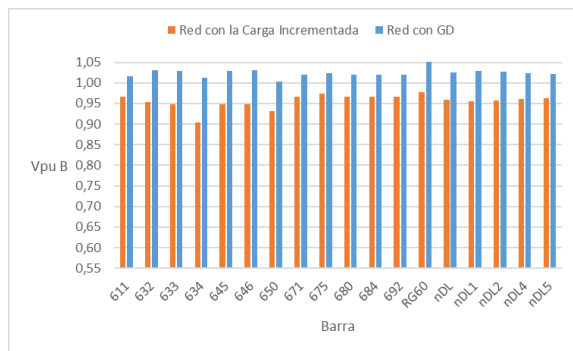


Fig. 15. Voltajes en pu de la fase B en el sistema de 13 barras

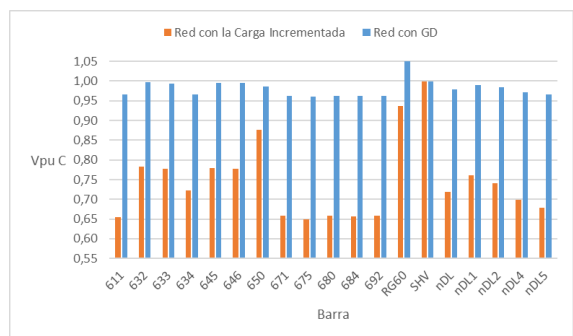


Fig. 16. Voltajes en pu de la fase C en el sistema de 13 barras

Se presentan los voltajes en las tres fases del sistema eléctrico IEEE de 13 barras, con la intención de corroborar la validez del modelo matemático en la reincorporación de los voltajes a sus límites permisibles, tras el incremento de demanda a una escala de 2.1 veces la carga inicial, para realizar la comparativa del factor de potencia entre las redes con generación centralizada y generación distribuida, en donde se demuestra que el factor de potencia es mayor en una red con GD.

5.2 Sistema IEEE de 37 Barras

En la figura 17 se muestran las estaciones de generación eólica implementadas en la red IEEE de 37 barras, específicamente en los nodos 722, 728 y 740, debido a la capacidad de suministrar la potencia necesaria desde los extremos de la red hacia el interior, en donde cada estación se conecta mediante un transformador que eleva su voltaje de 690 V a 4.8 kV.

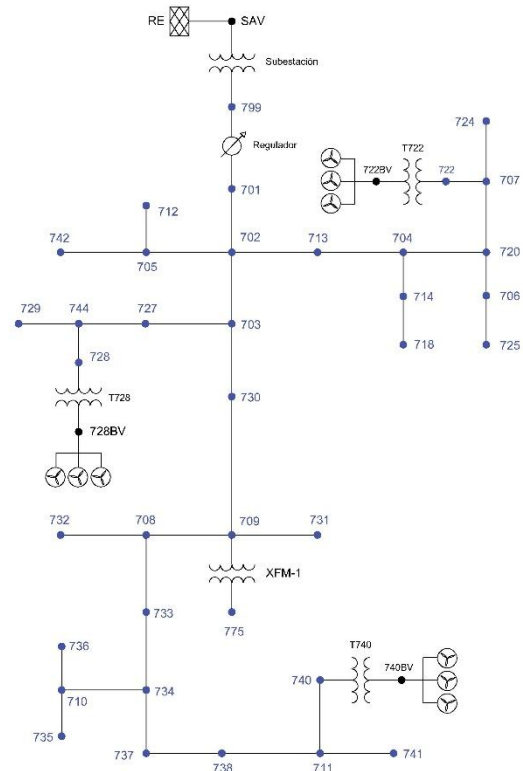


Fig. 17. GD en el Sistema IEEE de 37 barras

En la tabla 5 se presenta el flujo total de potencia activa y reactiva en el sistema de 37 barras, en las fases a, b y c que circula en las redes con generación centralizada y generación distribuida, en donde se calcula el factor de potencia y se puede notar claramente que en la red con generación distribuida es mayor, debido a la menor dependencia de la generación proveniente de la red principal, lo que reduce las pérdidas de energía en líneas y transformadores.

Tabla 5. Comparativa del Factor de Potencia (FP) en el sistema de 37 barras

Red con Generación Centralizada			
Fase	P (kW)	Q (kVar)	FP
a	1996,26	1665,00	0,768
b	2181,51	1423,30	0,838
c	2170,70	1107,40	0,891
3 ϕ	6348,47	4195,70	0,834
Red con Generación Distribuida (GD)			
Fase	P (kW)	Q (kVar)	FP
a	1959,64	1189,84	0,855
b	1663,65	922,96	0,874
c	2580,52	1192,53	0,908
3 ϕ	6203,80	3305,33	0,883

El factor de potencia mejora sustancialmente con la implementación de generación distribuida, en comparación a una red centralizada, fig. 18, debido a que se reducen las pérdidas eléctricas, pudiendo ser en horas valle o en horas pico de consumo, o a corto, mediano y largo plazo, donde la demanda tiende a aumentar.

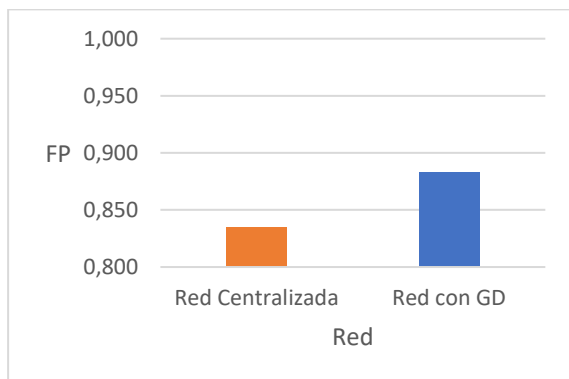


Fig. 18. Factor de potencia de las redes: centralizada y con GD, en el sistema de 37 barras.

Las pérdidas eléctricas en líneas de distribución y transformadores disminuyen notoriamente al implementar las estaciones de generación eólica de forma distribuida, en comparación a una red centralizada, fig. 19, debido a la mejor distribución de potencia activa y reactiva, que hacen posible la disminución de pérdidas de energía en el orden de kVA.

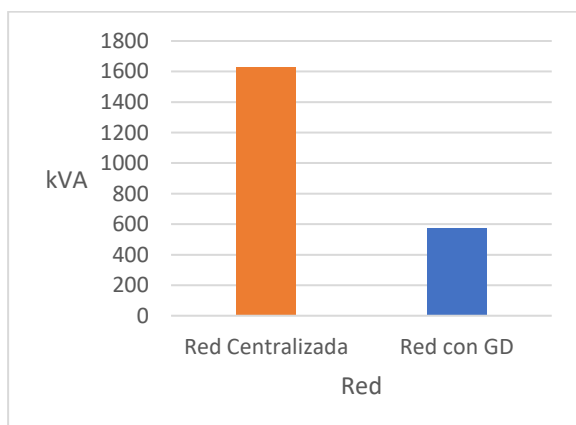


Fig. 19. Pérdidas de energía (kVA) en las redes: centralizada y con GD (red de 37 barras).

Los voltajes en por unidad (pu) de las fases A, B y C se reincorporan satisfactoriamente a los límites permisibles de 0.95 a 1.05 pu, figuras 20-21-22, tras el

incremento de demanda, en función de la implementación de generación distribuida, que permite una reducción significativa de pérdidas de energía.

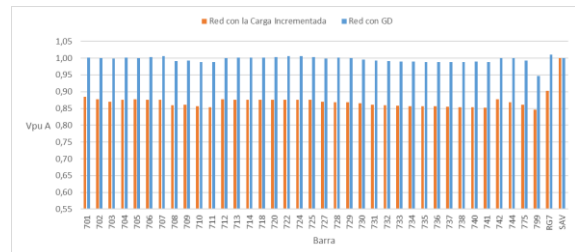


Fig. 20. Voltajes en pu de la fase A en el sistema de 37 barras

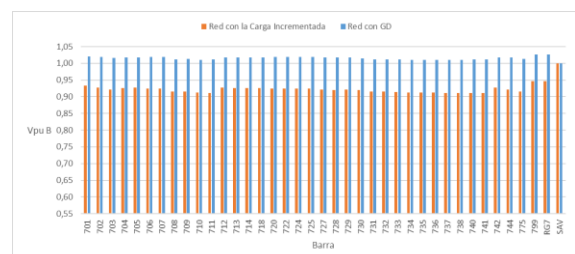


Fig. 21. Voltajes en pu de la fase B en el sistema de 37 barras

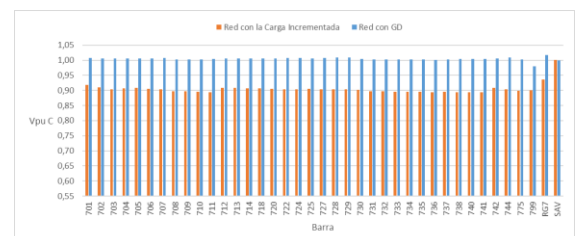


Fig. 22. Voltajes en pu de la fase C en el sistema de 37 barras

Se presentan los voltajes en las tres fases del sistema eléctrico IEEE de 37 barras, con la intención de corroborar la validez del modelo matemático en la reincorporación de los voltajes a sus límites permisibles, tras el incremento de demanda a una escala de 2.45 veces la carga inicial, para realizar la comparativa del factor de potencia entre las redes con generación centralizada y generación distribuida, en donde se demuestra que el factor de potencia es mayor en una red con GD.

5.3 Discusión de Resultados

Los resultados obtenidos en los sistemas IEEE de 13 y 37 barras son una muestra de que la implementación de generación distribuida ayuda a mejorar el factor de potencia, al descentralizar la generación, permitiendo estabilizar el voltaje y reducir las pérdidas de energía, en base a los factores de sensibilidad del modelo matricial, que optimizan el despacho de potencia, quedando de esta manera comprobada la utilidad del modelo matemático a cualesquier red de distribución radial.

El modelo matemático aplicado a más de su funcionalidad a un sistema radial de n -barras, también presenta la novedad en la optimización de equipos de regulación eléctrica, al reducir la dependencia de reactores, dado que la generación distribuida solar fotovoltaica y eólica mediante lectura inteligente de la carga a través de los controladores, despachan únicamente la potencia necesaria de forma automática.

6. Conclusiones

El mejoramiento del factor de potencia implicó hacer un barrido por todos los nodos de la red IEEE para identificar la regulación necesaria de potencia activa y reactiva, y de esta manera cumplir con los requerimientos de un factor de potencia próximo a uno, en base a la minimización de pérdidas de energía por efecto joule, armónicos o fallas internas en las cargas inductivas.

La estabilidad de voltaje de la red IEEE mediante la aplicación del modelo matricial, ante las variaciones de demanda, en conjunto con el mejoramiento del factor de potencia, tras distribuir eficientemente la potencia reactiva y activa de la generación renovable, ayuda sustancialmente a aumentar la confiabilidad de la red, tanto en operación de modo isla, como de interconexión con la red principal.

Una red eléctrica con buenos índices de confiabilidad, se traduce en un sistema eficiente y de bajo costo, en donde el mejoramiento del factor de potencia debe ser una constante, en base a la generación

renovable distribuida, para hacer del servicio eléctrico, un servicio de calidad y calidez.

7. Trabajos Futuros

En un futuro mi línea de investigación estará enfocada en la migración total hacia las energías renovables, puesto que la energía eléctrica en base a combustibles fósiles y elementos nucleares es muy contaminante, a diferencia de la energía renovable convencional y no convencional, donde el impacto en la naturaleza es mínimo y los beneficios son muy grandes, como dejar de emitir gases contaminantes al ambiente o de vertir residuos nucleares contaminantes al agua.

8. Referencias

- [1] R. Verma and Y. R. Sood, "Optimal Location of Distributed Generation for Loss Minimization by Application of Machine Learning," 2024 *IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*, Bhopal, India, 2024, pp. 1-4, doi: 10.1109/SCEECS61402.2024.10482000.
- [2] C. He, R. Qin, B. Xu, Y. Zhan and H. Li, "Influence of Distributed Generation on Power Frequency Overvoltage Characteristics of Transformer Neutral Point," 2022 *12th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*, Guangzhou, China, 2022, pp. 210-213, doi: 10.1109/ICPES56491.2022.10073131.
- [3] A. Sinha, A. Pramanik, M. I. Iqbal and S. Aluvala, "AI-Powered Smart Energy Solutions: Combating Global Warming with Innovation," 2023 *International Conference on Power Energy, Environment & Intelligent Control (PEEIC)*, Greater Noida, India, 2023, pp. 268-272, doi:

- 10.1109/PEEIC59336.2023.10451830
- [4] Q. Tao, D. Wang, B. Yang, H. Liu and S. Yan, "Voltage Control of Distribution Network with Distributed Generation Based on Voltage Sensitivity Matrix," *2018 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI)*, Nanjing-China, 2018, pp. 298-302, doi: 10.1109/ICEI.2018.00061.
- [5] J. Yang, S. Zhang, H. Hou and W. Hu, "Stability study of Distribution Network with Distributed Generation based on SVPWM algorithm," *2021 International Conference on Artificial Intelligence and Electromechanical Automation (AIEA)*, Guangzhou, China, 2021, pp. 237-240, doi: 10.1109/AIEA53260.2021.00057.
- [6] X. Yao, L. Xing and P. Xin, "Distributed generation parameter optimization method based on fuzzy C-means clustering under the Internet of Things architecture," *Energy Reports*, Volume 7, Supplement 7, Jilin-China, 2021, pp. 106-115, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.10.049>.
- [7] S. P. Chintada, S. G. Abbagouni and H. Kumar, "Investigation on Loss Allocation in Distribution Network with Distributed Generation," *2022 2nd International Conference on Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET)*, Patna, India, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICEFEET51821.2022.9848212.
- [8] B. L. M. Santos, L. S. Barros, D. Barbosa and F. A. Moreira, "Assessing Distributed Energy Resource Hosting Capacity Under Different Grid-Tie Inverter Control Strategies," *2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*, Brasilia, Brazil, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/WCNPS60622.2023.10345210.
- [9] D. Hyacinthe Tungadio and Y. Sun, "Energy stored management of islanded distributed generations interconnected," *Journal of Energy Storage*, Volume 44, Part A, Johannesburg-South Africa, 2021, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103290>
- [10] M. Fan *et al.*, "Influence of Low Pass Filter on wide-frequency oscillation of Power-electronic-integrated Distributed Generations," *2023 IEEE 4th China International Youth Conference On Electrical Engineering (CIYCEE)*, Chengdu, China, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/CIYCEE59789.2023.10401804.
- [11] K. Alzaareer, M. Saad, H. Mehrjerdi, S. Lefebvre and D. Asber, "A Fast Sensitivity Analysis Method for Voltage Control Applications with Distributed Generation," *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Quebec-Canada and Doha-Qatar, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281838.
- [12] V. Swapna and M. T. L. Gayatri, "Power Quality Enhancement using Hybrid Energy Storage based Dynamic Voltage Restorer for Grid Integrated Distributed Generation," *2021 IEEE Bombay Section Signature Conference (IBSSC)*, Gwalior, India, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/IBSSC53889.2021.9673473.
- [13] J. Cueva, "Modelo óptimo de despacho económico de sistemas de generación considerando restricciones de inercia," *Universidad Politécnica Salesiana*, Quito-Ecuador, 2020, <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18878/4/UPS%20-%20TTS030.pdf>

- [14] S. Roosa, "Fundamentals of Microgrids: Development and Implementation," Taylor & Francis Group, United States of America, 2020, <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2708/lib/upsal/detail.action?docID=6284505>.
- [15] M. Alcázar Ortega, C. Cañas Peñuelas, G. Escrivá Escrivá, V. Fuster Roig y J. Roger Folch, "Generación, transporte y distribución de energía eléctrica," *Universidad Politécnica de Valencia*, Valencia-España, 2019, <https://bibliotecas.ups.edu.ec:3488/es/ereader/bibliotecaups/111740>
- [16] R. Tirira y C. Barrera, "Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga," *Iteckne*, Quito-Ecuador, 2022, <https://doi.org/10.15332/iteckne.v19i1.2545>
- [17] ARCERNNR, "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica," Quito-Ecuador, 2023, https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Anexo-003-2023-Codificacion-Regulacion-002-20_rev-DE-signed.pdf
- [18] P. Pachanapan, "The control of large scale grid-tied photovoltaic rooftop systems to avoid the power factor charge," 2019 *International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, Pattaya, Thailand, 2019, pp. 24-27, doi: 10.1109/ICPEI47862.2019.8944973.
- [19] O. Jiménez, P. Cantú y J. Arizpe, "Pérdidas técnicas de energía en una red eléctrica de distribución," *Multidisciplinas de la Ingeniería*, Nuevo León-México, (2021), pp. 01-11.
- [20] S. Karrari, M. Vollmer, G. De Carne, M. Noe, K. Böhm and J. Geisbüsch, "A Data-driven Approach for Estimating Relative Voltage Sensitivity," 2020 *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Karlsruhe-Germany, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281859.
- [21] M. Hilcu, "Baterías Solares," *Otovo*, Madrid-España, 2024, <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/baterias-para-placas-solares/>

9. Estado del Arte

Tabla 6. Matriz del estado de arte

MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE LA MATRIZ DE SENSIBILIDAD DE VOLTAJE																							
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA			
			PAÍS	CITAS	Generación Distribuida	Almacenamiento de Energía	Control de Voltaje	Óptimo Factor de Potencia	Baja Pérdida de Potencia	Pérdidas de Energía	Voltajes fuera de permisos	Uso adicional de equipos de regulación eléctrica	Topología de la red	Niveles de voltaje	El despacho de potencia activa y reactiva	Implementación de recursos distribuidos	Minimización de pérdidas de Voltaje	Regulación de potencia activa y reactiva	Almacenamiento de energía en baterías	Mejoramiento del Factor de Potencia	Reducción de pérdidas de potencia de energía	Estabilidad de Voltaje	Reducción del uso de equipos de potencia eléctrica
1	2024	Optimal Location of Distributed Generation for Loss Minimization by Application of Machine Learning	India	1	■	■	■	□	□	□	■	□	■	■	■	■	□	□	■	□	□	■	□
2	2022	Influence of Distributed Generation on Power Frequency Overvoltage Characteristics of Transformer Neutral Point	China	1	■	■	□	□	□	□	□	□	□	□	■	■	□	□	■	□	□	□	□
3	2023	AI-Powered Smart Energy Solutions: Combating Global Warming with Innovation	India	1	■	■	□	■	■	■	■	□	□	□	□	□	□	□	■	■	■	□	□
4	2018	Voltage Control of Distribution Network with Distributed Generation Based on Voltage Sensitivity Matrix	China	10	■	■	■	■	■	■	■	■	□	□	■	□	■	■	■	□	■	■	□
5	2021	Stability study of Distribution Network with Distributed Generation based on SVPWM algorithm	China	1	■	■	■	■	□	□	□	■	□	■	■	■	■	□	□	■	■	■	□
6	2021	Distributed generation parameter optimization method based on fuzzy C-means clustering under the Internet of Things architecture	China	2	■	■	□	□	□	□	□	□	□	■	□	□	■	□	■	□	□	□	□
7	2022	Investigation on Loss Allocation in Distribution Network with Distributed Generation	India	1	■	■	□	■	■	■	■	□	□	□	■	■	■	□	■	■	■	□	□
8	2023	Assessing Distributed Energy Resource Hosting Capacity Under Different Grid-Tie Inverter Control Strategies	Brasil	1	■	■	■	□	□	□	□	■	■	□	■	■	■	□	□	■	■	■	■
9	2021	Energy stored management of islanded distributed generations interconnected	Sudáfrica	9	■	■	□	■	■	■	■	□	□	■	□	□	□	■	■	■	■	□	□
10	2023	Influence of Low Pass Filter on wide-frequency oscillation of Power-electronic-integrated Distributed Generations	China	1	■	■	□	■	■	■	■	□	□	□	■	■	■	■	■	■	■	□	□
11	2020	A Fast Sensitivity Analysis Method For Voltage Control Applications With Distributed Generation	Canada - Qatar	1	■	■	■	□	□	□	□	□	□	■	□	□	■	■	■	□	□	■	□
12	2021	Power Quality Enhancement using Hybrid Energy Storage based Dynamic Voltage Restorer for Grid Integrated Distributed Generation	India	2	■	■	□	■	■	■	■	■	■	□	■	■	■	■	■	■	■	□	□
13	2020	Modelo óptimo de despacho económico de sistemas de generación considerando restricciones de inercia	Ecuador	3	□	□	□	■	■	■	■	■	■	■	□	■	□	□	□	□	■	□	□
14	2020	Fundamentals of Microgrids: Development and Implementation	United States of America	11	■	■	□	■	■	■	■	□	□	□	■	■	■	■	■	■	■	□	□
15	2019	Generación, transporte y distribución de energía eléctrica	España	6	□	□	■	■	■	■	■	■	□	□	■	■	□	■	□	□	■	■	□
16	2022	Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga	Ecuador	1	□	□	■	□	□	□	■	□	□	■	□	□	■	□	□	□	□	■	□
17	2023	Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica	Ecuador	2	□	□	■	■	■	■	■	■	□	□	■	■	□	□	■	■	■	■	□
18	2019	The control of large scale grid-tied photovoltaic rooftop systems to avoid the power factor charge	Tailandia	3	□	□	□	■	■	■	■	□	■	■	□	□	□	■	□	■	■	■	■
19	2021	Pérdidas técnicas de energía en una red eléctrica de distribución	México	1	□	□	□	■	■	■	■	□	□	■	□	■	□	■	■	■	■	□	□
20	2020	A Data-driven Approach for Estimating Relative Voltage Sensitivity	Alemania	1	□	□	■	■	■	■	■	■	□	■	■	□	□	■	□	□	■	■	□
21	2024	Baterías Solares	España	1	■	■	□	□	□	□	□	□	■	■	■	■	■	□	□	■	□	■	□
CANTIDAD					14	14	9	13	13	13	9	2	9	10	14	14	5	13	14	11	13	10	2

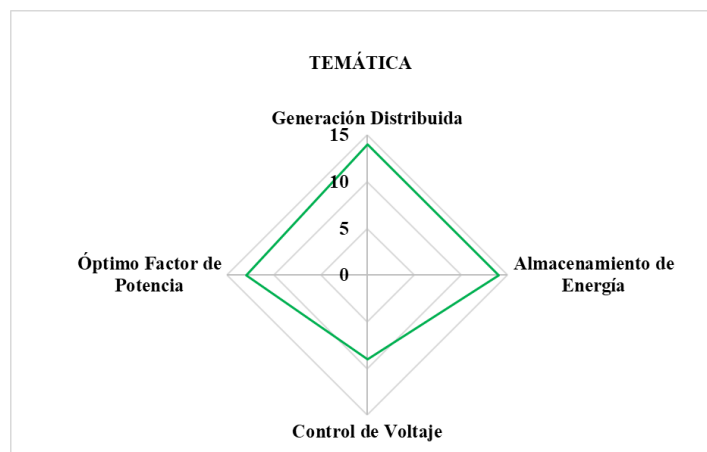


Fig. 23. Indicador de la temática (matriz del estado de arte)

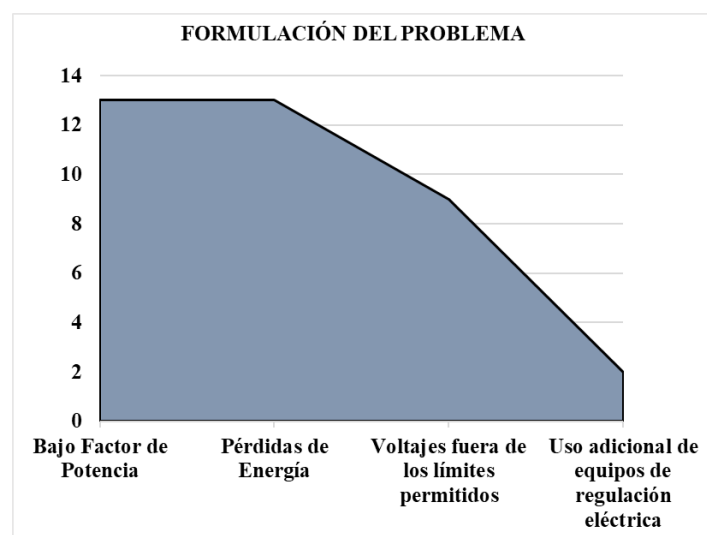


Fig. 24. Indicador de la formulación del problema (matriz del estado de arte)

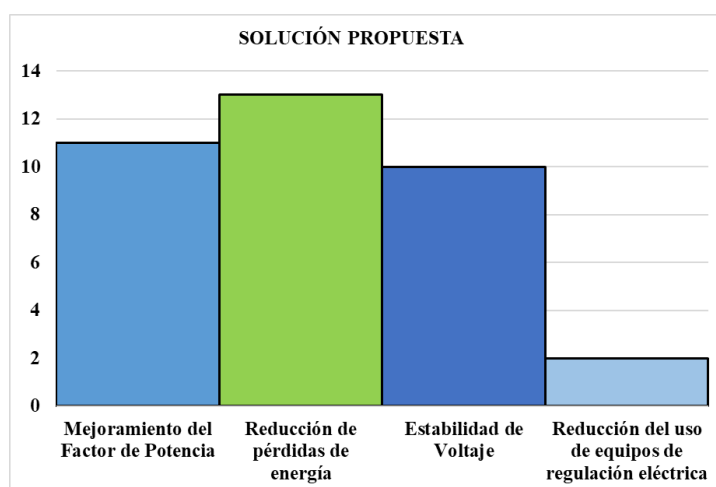


Fig. 25. Indicador de la solución propuesta (matriz del estado de arte)

10. Anexos

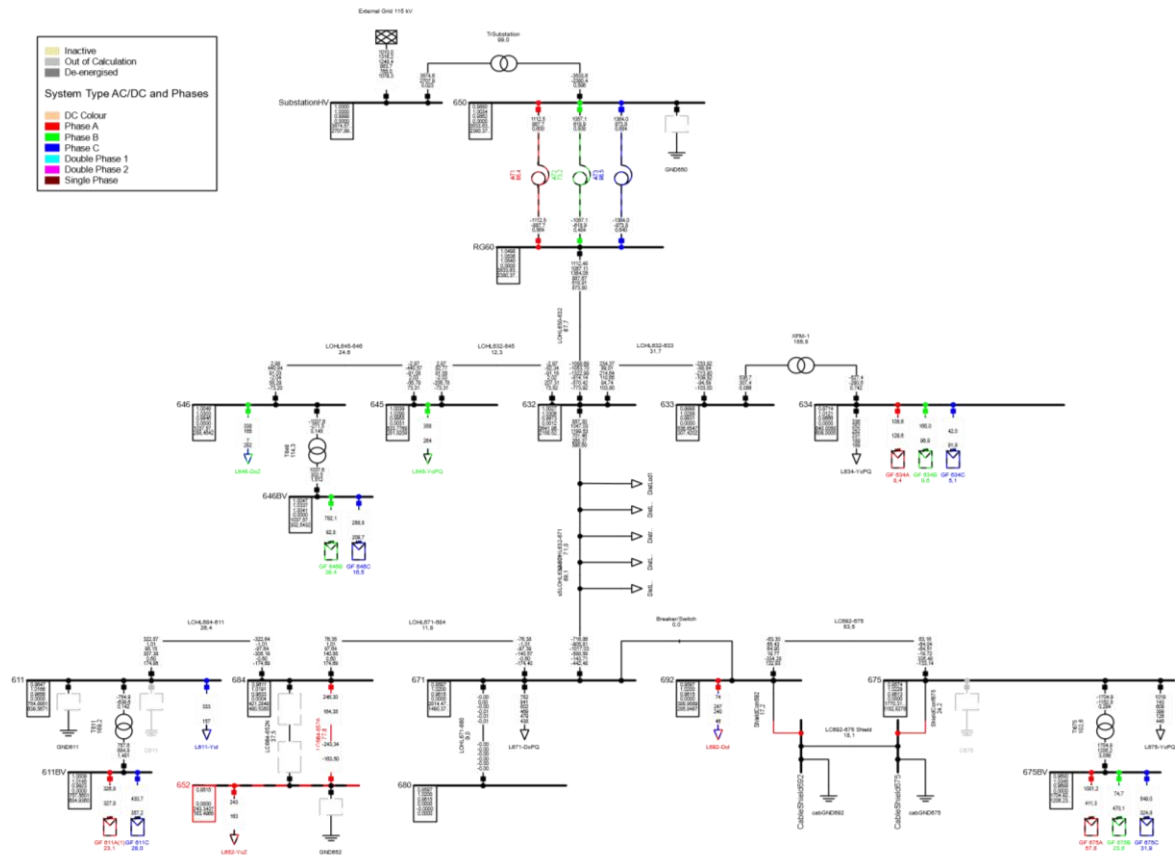


Fig. 26. Red IEEE de 13 barras en dígitos

Tabla 7. Factores de sensibilidad del sistema IEEE de 13 barras

Factor	dQ+1	dP+1
dQPL675a	0,06505	0,22459
dQPL675b	0,00292	0,01083
dQPL675c	0,05432	0,07511
dQPL646b	0,00058	0,11338
dQPL646c	0,04144	0,03496
dQPL634a	0,02332	0,02193
dQPL634b	0,00060	0,02392
dQPL634c	0,01816	0,00575
dQPL611a	0,05901	0,06789
dQPL611c	0,05083	0,05893

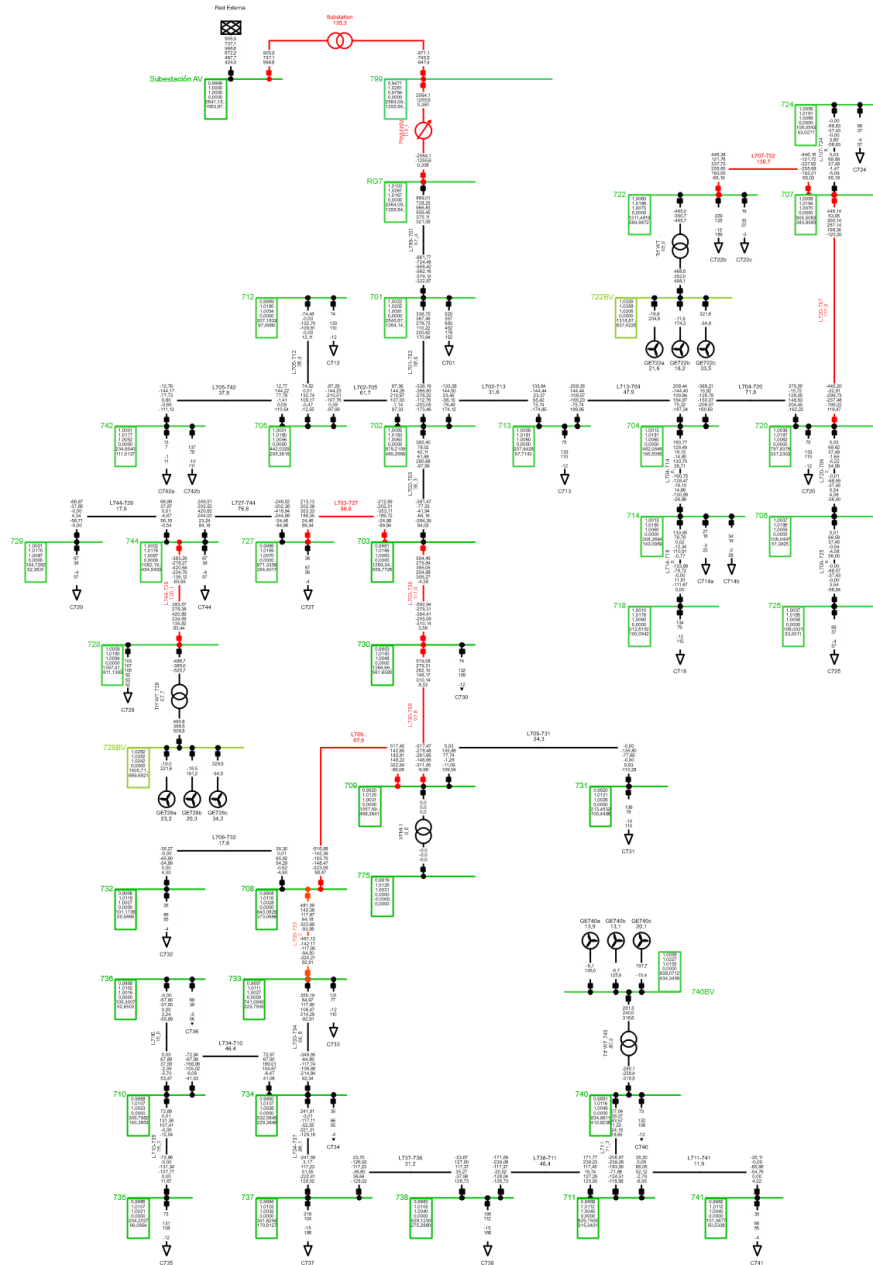


Fig. 27. Red IEEE de 37 barras en digsilent

Tabla 8. Factores de sensibilidad del sistema IEEE de 37 barras

Factor	dQ+1	dP+1
dQPL722a	0,12818	0,08877
dQPL722b	0,05783	0,03534
dQPL722c	0,08658	0,05993
dQPL728a	0,13789	0,09547
dQPL728b	0,06153	0,04001
dQPL728c	0,08888	0,06137
dQPL740a	0,08636	0,05667
dQPL740b	0,04282	0,02541
dQPL740c	0,05654	0,03528