

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS  
DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA  
MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y  
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO  
TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**





**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO  
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS  
DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA  
MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y  
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO  
TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

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

AUTOR: ALEX BLADIMIR CACHIMUEL TONTAQUIMBA  
TUTOR: JORGE PAUL MUÑOZ PILCO

Quito -Ecuador  
2023

Alex Bladimir Cachimuel Tontaquimba

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2023

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Alex Bladimir Cachimuel Tontaquimba** (Y'1996). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Nacional Técnico “Llano Chico” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la ubicación óptima de dispositivos de compensación reactiva para la mejora del perfil de voltaje y reducción de pérdidas en el sistema eléctrico de potencia utilizando técnicas de clusterización.

[acachimuel@est.ups.edu.ec](mailto:acachimuel@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Jorge Paul Muñoz Pilco** (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador, 2014, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico. Además, cursó estudios de posgrado como becario de Fundación Carolina en la Universidad Pública de Navarra, Pamplona-España, 2017, obteniendo el título de Máster en Potencias Renovables: Generación Eléctrica. Actualmente es profesor ocasional tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana.

[jmunoz@ups.edu.ec](mailto:jmunoz@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alex Bladimir Cachimuel Tontaquimba con documento de identificación N° 1725266173 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, 27 de junio del año 2023

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink that reads "Cachimuel Alex." The signature is written over a horizontal line that extends across the width of the signature.

-----  
Alex Bladimir Cachimuel Tontaquimba  
1725266173

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

Yo, Alex Bladimir Cachimuel Tontaquimba con documento de identificación No. 1725266173, 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: “Ubicación óptima de dispositivos de compensación reactiva para la mejora del perfil de voltaje y reducción de pérdidas en el sistema eléctrico de potencia utilizando técnicas de clusterización”, 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, 27 de junio del año 2023

Atentamente,



---

Alex Bladimir Cachimuel Tontaquimba

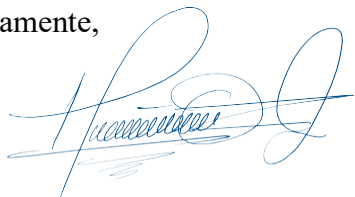
1725266173

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Paul Muñoz Pilco con documento de identificación N° 1719006189, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**, realizado por Alex Bladimir Cachimuel Tontaquimba con documento de identificación N° 1725266173, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 27 de junio del año 2023

Atentamente,



---

Ing. Jorge Paul Muñoz Pilco, MSc  
1719006189

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción.....	2
2	Marco teórico.....	5
2.1	Formulación de OPF .....	5
2.2	Dispositivos FACTS.....	6
2.2.1	Modelación del compensador estático.....	6
2.2.2	Formas de operación.....	7
2.2.3	TCR y TSR.....	7
2.2.4	TSC .....	7
2.2.5	Disposición óptima de SVC.....	8
2.3	Zonas que regulan el voltaje (VCA).....	8
2.3.1	Algoritmo de búsqueda de VCA.....	9
2.3.2	Distancia eléctrica .....	9
2.3.3	Inspección de coordenadas fundamentales.....	10
2.3.4	Método de agrupamiento Fuzzy C-Means (FCM).....	10
2.3.5	Verificación de la conectividad de los nodos en los VCA.....	10
3	Formulación del problema.....	11
4	Análisis de resultados .....	12
4.1	Estructura de 14 nodos IEEE.....	13
4.2	Estructura de 39 nodos IEEE.....	14
5	Conclusiones.....	17
5.1	Trabajos futuros.....	18
6	Referencias.....	18
6.1	Matriz de Estado del Arte .....	22
6.2	Resumen de Indicadores.....	31



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de TCR y TSR .....	7
Figura 2. Diagrama de TSC.....	8
Figura 3. Curva de costos del compensador estático.....	8
Figura 4. Diagrama de flujo para determinación de VCA.....	9
Figura 5. Sistema de prueba IEEE de 14 nodos. ....	12
Figura 6. Sistema de prueba IEEE de 39 nodos. ....	12
Figura 7. Esquemático de VCA forjadas en estructura de 14 nodos IEEE .....	13
Figura 8. Respuesta de perfil de tensión en estructura de 14 nodos IEEE .....	13
Figura 9. Respuesta angular de tensión en estructura de 14 nodos IEEE.....	13
Figura 10. Respuesta de potencia reactiva en estructura de 14 nodos IEEE.....	14
Figura 11. Pérdidas de potencia reactiva en estructura de 14 nodos IEEE. ....	14
Figura 12. Esquemático de VCA forjadas en estructura de 39 nodos IEEE .....	15
Figura 13. Respuesta de perfil de tensión en estructura de 39 nodos IEEE .....	15
Figura 14. Respuesta angular de tensión en estructura de 39 nodos IEEE.....	15
Figura 15. Respuesta de potencia reactiva en estructura de 39 nodos IEEE.....	16
Figura 16. Pérdidas de potencia reactiva en estructura de 39 nodos IEEE. ....	16
Figura 17. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.....	31
Figura 18. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	31
Figura 19. Indicador de solución - Estado del arte.....	31

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de prueba.....	12
Tabla 2. VCA forjadas en estructura de 14 nodos IEEE .....	13
Tabla 3. Comparación de perfiles de tensión en estructura de 14 nodos IEEE.....	14
Tabla 4. VCA forjadas en estructura de 39 nodos IEEE .....	15
Tabla 5. Comparación de perfiles de tensión en estructura de 39 nodos IEEE.....	16
Tabla 6: Matriz de estado del arte.....	22

# UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN

## Resumen

En este artículo se expone un método para localizar de forma óptima compensadores SVC en el SEP, utilizando una metodología de clusterización. Para lo cual, se empieza por cuantificar el flujo óptimo de potencia (OPF) donde se determina la matriz de sensibilidad del sistema a partir del jacobiano del mismo. En lo sucesivo, se genera el arreglo de distancia eléctrica y de atenuación. Ulteriormente, se emplea el primer criterio de identificación de clústeres junto con la técnica de agrupación k-Means. De este modo se obtienen las zonas de control de tensión (VCA). Asimismo, se emplea el criterio de minimización de los costos en función de la capacidad de compensación, para determinar la mejor disposición de los compensadores.

El enfoque descrito se prueba en el sistema de 14 y 39 nodos. Además, los resultados conseguidos se comprueban en un software comercial (Power Factory) y con investigaciones similares. En conclusión, el enfoque sugerido demuestra ser útil para la ubicación de compensadores en los sistemas de prueba, puesto que mejora el perfil de voltaje tendiendo a 1 en por unidad en cada caso. Además, un valor excesivo de la capacidad del SVC provoca una mayor cantidad de pérdidas.

**Palabras Clave:** Áreas de control de voltaje, algoritmo de clusterización k-Means, SVC, controladores FACTS, perfil de voltaje, pérdidas de potencia reactiva

## Abstract

This paper presents a method to locate SVC compensators in the SEP, using a clustering methodology. For which, we start by quantifying the OPF where the sensitivity matrix of the system is determined from the Jacobian of the system. Subsequently, the electrical distance and attenuation array is generated. Subsequently, the first cluster identification criterion calculated together with the k-Means clustering technique is used. In this way, the voltage control zones (VCA) are obtained. Also, the SVC installation cost minimization criterion is used to determine the best arrangement of the compensators.

The described approach is tested on the 14-node and 39-node system. Furthermore, the obtained results are compared with the Power Factory software and similar research. In conclusion, the suggested approach is useful for the creation of VCA, as well as for finding the best arrangement of SVC equipment. However, it is critical to consider the capacity of the compensators, since an excessive value of the SVC capacity causes a higher number of losses.

**Keywords:** Voltage control areas, k-Means clustering algorithm, SVC, FACTS controllers, voltage profiling, reactive power losses.

# 1 Introducción

Las estaciones de generación de potencia eléctrica suelen estar alejadas de los centros de carga, mientras que, las empresas de servicios públicos dependen en gran medida de la generación existente para satisfacer la demanda de carga mediante acuerdos de exportación e importación de potencia. Por lo tanto, los sistemas eléctricos prácticos están muy interconectados. Es así como, algunas líneas de transmisión sobrepasan sus límites de temperatura y estabilidad. Esto se debe a un exceso de interconexiones, patrones de carga dinámicos y reconfiguraciones de la red [1]. Por consiguiente, la carga desigual de las líneas de transmisión afecta al perfil de tensión del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), dando lugar a la inestabilidad [2].

En las líneas de transmisión, la capacidad de carga máxima puede determinarse mediante los límites térmicos del conductor [3], que a su vez, dependen de la corriente de carga, las condiciones atmosféricas y las características eléctricas y térmicas del conductor. Por lo tanto, una forma de aumentar el límite térmico de las líneas de transmisión es mejorar la estructura existente, lo cual, consiste en cambiar el conductor existente por uno de mayor capacidad de corriente. Otra solución es ampliar la capacidad de una línea de transmisión convirtiendo un circuito simple en uno doble. Sin embargo, estas soluciones no son viables debido al presupuesto y a los problemas asociados a la búsqueda del derecho de paso adecuado. Por estas razones, las empresas de servicios públicos se enfocan en utilizar la red existente de forma óptima para transferir la máxima potencia en lugar de ampliar el sistema eléctrico existente [4]. En este contexto, de forma convencional se utilizaban equipos electromecánicos para compensar la línea y aumentar su capacidad de transferencia de potencia. No obstante, estos dispositivos producen transitorios elevados de conmutación, lo cual, es un inconveniente

importante para la estabilidad del SEP. Además, estos dispositivos permiten ejecutar compensaciones de forma escalonada, debido a que, por su naturaleza mecánica, no pueden iniciarse con frecuencia. Por lo que, se necesitan compensadores construidos con tecnología de estado sólido [5].

Los avances tecnológicos de la electrónica de potencia condujeron a la creación de mecanismos flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) [6]. Los cuales son controladores estáticos sustentados en los fundamentos de la electrónica de potencia que amplían la capacidad para gobernar la red. Mediante el control de sus características, los FACTS se utilizan para gestionar el flujo de potencia, reducir las pérdidas, regular la tensión, aumentar la estabilidad transitoria y mitigar las oscilaciones del sistema [7], [8]. Es decir que, los FACTS pueden controlar varios parámetros de la red para mejorar el rendimiento del SEP. Además, estos ayudan a reducir la sobrecarga de las líneas y minimizar las pérdidas cuando se utilizan para integrar la capacidad de transferencia del sistema desde el extremo emisor hasta el extremo receptor [9].

Los FACTS no representan un controlador concreto, sino un conjunto de controladores que un planificador de sistemas puede elegir, en base a un análisis de costos y beneficios. En función de su método de conexión a la red, los esquemas FACTS se dividen en tres ámbitos: reguladores en derivación, dispositivos en serie y combinados [10]. Consecuente, los controladores en derivación más utilizados son, el controlador estable de VAR (SVC) y el equipo permanente síncrono (STATCOM). Estos se acoplan en paralelo al elemento de transmisión o al nodo [11]. Por otro lado, el compensador secuencial comandado por tiristores. (TCSC), el equipo permanente en serie síncrono (SSSC) y el equipo de inclinación de fase manejado por tiristores (TCPAR), son tres

de los controladores en secuencia más significativos que se emplean en los esquemas de transmisión [12].

En contraste, el perfil de tensión puede controlarse de forma adecuada utilizando dispositivos SVC, pero son costosos. Esto sugiere que la instalación de dispositivos SVC en cada barra supondría un coste considerable, por lo que es crucial identificar en qué parte de la red de transporte deben colocarse [13], [14]. En este sentido, la capacidad de los compensadores se obtiene mediante una restricción, donde la capacidad se calcula entre dos límites establecidos.

En este contexto existen varios estudios que abordan la problemática de la ubicación óptima empleando varias técnicas. Por ejemplo, en [15] los autores describen la mejor disposición de los FACTS en el SEP, incluyendo el SVC, el TCSC y el Equipo Normalizado de Flujo de Potencia (UPFC), con el fin de disminuir el porcentaje de pérdidas de potencia activa, la variación del voltaje y los costos de operación del sistema. Para ello, se utiliza un algoritmo híbrido AGPSO-GWO basado en los optimizadores de enjambre de partículas de grupo autónomo y de lobo gris. Por otra parte, se utilizan los sistemas de prueba de 30 y 118 nodos IEEE para evaluar la eficacia del método propuesto. Además, los resultados se comparan con métodos conocidos como la optimización de enjambre de partículas (PSO), la optimización autónoma de grupo de partículas (AGPSO) y algoritmos de lobo gris.

En [16] se analiza la mejor posición y tamaño de varios dispositivos FACTS en un sistema eléctrico híbrido, el cual posee un perfil de viento estocástico y centrales térmicas típicas que se tienen en cuenta para el OPF. En este sentido, los dispositivos FACTS empleados son el TCSC, el desfasador controlado por tiristores (TCPS) y el SVC. Además de las pérdidas de potencia activa, la posición ideal y la

capacidad de los dispositivos FACTS, se establece una función multi-objetivo. Esta combina los costos de reserva por sobreestimación, así como los costos de penalización por subestimación de las fuentes renovables intermitentes.

En la investigación descrita en [17] se emplean cuatro nuevos algoritmos de optimización independientes, que se inspiran en la naturaleza biológica. Estos son, el método de Moho de Baba (SMA), la Racionalización fundamentada en entornos Artificiales (AEO) y el Método de Depredadores Marinos (MPA). Estos se emplean en la solución de problemas de objetivos múltiples, para una red eléctrica que incorpora FACTS y fuentes de potencia renovables estocásticas. Los nuevos enfoques de optimización mencionados anteriormente se comparan con alternativas comunes utilizando el esquema de prueba de 30 nodos.

En el estudio descrito en [18] se examina la tecnología SVC en términos de supresión de fluctuaciones, mejora de la tensión y reducción de las pérdidas del sistema. Además, se utilizan los esquemas IEEE de 9 y 30 barras para determinar la viabilidad de la solución sugerida. Asimismo, el autor menciona que el tamaño y la colocación de los compensadores dentro del SEP deben optimizarse, para aumentar la eficiencia del sistema. No obstante, la capacidad de los compensadores se elige de forma progresiva con un valor fijo, es decir desde 5 hasta 45 en pasos de 5. En contraste, se formula un problema de flujo de carga mediante Newton-Raphson destinado a mejorar el perfil de tensión y minimizar las pérdidas. Además, se investiga la repercusión del SVC en las condiciones económicas del sistema.

En la investigación descrita en [19] se sugiere un método combinado, el cual, se emplea para encontrar la mejor ubicación de varios dispositivos de compensación en derivación, en los sistemas de potencia. Estos equipos son, el condensador en

derivación, compensador estático de potencia reactiva y compensador estático síncrono. Así pues, la técnica propuesta consta de una combinación de los índices de sensibilidad a las pérdidas y el método del proceso de enlace al rayo (LAPO). Por lo tanto, se toman en cuenta diferentes funciones objetivo, que incluyen la mejora del índice de estabilidad de tensión y mitigación de pérdidas de potencia. Por consiguiente, para minimizar tanto el tiempo de cálculo global como el espacio de búsqueda en todos los nodos, se construyen dos índices de sensibilidad a las pérdidas (LSI). Además, el método en mención se valida utilizando equipos de prueba estándar como los esquemas IEEE de 14 y 30 nodos.

El posicionamiento y el dimensionamiento del compensador estático de distribución (DSTATCOM) se revisan a fondo en el estudio propuesto en [20]. Para elegir la mejor asignación y tamaño del DSTACOM, el estudio hace uso de diversas técnicas, incluyendo técnicas numéricas, aprendizaje supervisado y algoritmos metaheurísticos. Además, con estas técnicas se integran métodos de sensibilización, entre las que se identifican, el coeficiente de estabilización de la tensión y el factor de pérdida de potencia.

En el estudio propuesto en [21] se realiza una comparación de la influencia de los esquemas SVC y TCSC, sobre el OPF. Para lo cual, se modela un flujo de potencia mediante las ecuaciones de Newton-Raphson. En la formulación del OPF se incluyen las ecuaciones del SVC y el TCSC. Para evaluar el efecto de los dispositivos, se emplea un sistema de 5 barras y se realizan mediciones tanto en ausencia como en presencia de los dispositivos mencionados.

La referencia [22] presenta un método para optimizar la colocación de SVC (Static VAR Compensator), TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor), y una combinación de ambos dispositivos en sistemas de potencia. El objetivo de este

enfoque es mejorar la estabilidad de la tensión y minimizar las pérdidas de potencia en el sistema. Para lo cual, se aplica un algoritmo de colonia de abejas artificial (ABC). Asimismo, la técnica se valida en el sistema de transmisión de 150 kV Sumbagut.

Los autores de la referencia [23] proponen una estrategia para la colocación óptima de dispositivos de compensación reactiva, destinada a mejorar la estabilidad de la tensión y reducir las pérdidas de potencia. El enfoque consiste en reconfigurar el flujo de potencia reactiva mediante la conmutación de elementos de transmisión, al tiempo que se considera la restricción de contingencia N-1 para determinar la degradación más crítica del perfil de tensión. A continuación, se calcula la relación de contingencia para identificar la mejor ubicación del dispositivo de compensación reactiva SVC. El método propuesto se prueba y valida en un sistema de prueba de 9 y 14 nodos.

Este estudio presenta una metodología para identificar las mejores ubicaciones para los equipos SVC en el SEP. El enfoque consiste en dividir el SEP en regiones utilizando el algoritmo de agrupación k-means para identificar los nodos candidatos que son vulnerables a la potencia reactiva. Estos nodos tienen un impacto significativo en los nodos vecinos y, por tanto, son ideales para colocar dispositivos SVC en función de su coste de instalación. La eficacia del algoritmo propuesto se probará y validará utilizando diversos escenarios de carga en los esquemas de prueba de 14 y 39 nodos.

A continuación, se explica cómo se organizará el documento en adelante: En el segundo capítulo se presenta la lógica del dispositivo SVC y su ubicación ideal. La concepción de la problemática se describe en el capítulo 3, y los resultados se describen en el capítulo 4. En el quinto capítulo se concluye describiendo las

conclusiones, la investigación futura y los marcadores del estado del arte.

El segundo capítulo de este estudio ofrece una visión general del dispositivo SVC y de su ubicación óptima dentro de un sistema eléctrico. En el capítulo 3 se presenta el planteamiento del problema, se define el objetivo del estudio y se describe la estrategia propuesta para determinar la ubicación óptima de los dispositivos SVC. En el Capítulo 4, se presentan los resultados del estudio, incluyendo la identificación de los nodos susceptibles de potencia reactiva y la ubicación óptima de los dispositivos SVC en función de los costos de instalación. El estudio concluye en el Capítulo 5, en el que se resumen los resultados, se discuten sus implicaciones y se esbozan áreas potenciales para futuras investigaciones en este campo.

## 2 Marco teórico

En este capítulo se exponen los fundamentos y ecuaciones referentes a la formulación del flujo óptimo de potencia, los equipos FACTS y la creación de VCA con técnicas de clusterización.

### 2.1 Formulación de OPF

La optimización del flujo de potencia es un aspecto crucial en los sistemas de potencia, ya que implica encontrar la configuración óptima de las variables de control al tiempo que se satisfacen diversas restricciones. La formulación estándar de un OPF se representa mediante la ecuación [24].

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } J(x, u) \\ & g(x, u) = 0 \\ & h(x, u) \leq 0 \end{aligned} \quad (1)$$

Donde  $u$  es un vector de variables independientes o de control, como la producción de potencia activa nodal, los valores de tensión y los ajustes de toma del transformador. Por su parte,  $x$  es un vector

de variables dependientes o de estado, como la potencia activa, la magnitud de tensión nodal, la PQ y la potencia reactiva asociadas a todas las unidades generadoras.  $J$  representa la función objetivo de optimización del sistema, como el costo total del combustible, las emisiones de  $CO_2$ , la pérdida total de potencia o la desviación de la tensión. Además,  $g$  representa el conjunto de ecuaciones de igualdad, mientras que  $h$  representa el conjunto de restricciones de desigualdad. Por consiguiente, las restricciones de igualdad del OPF se representan por las Ecuaciones 2 y 3 [25].

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})] = 0 \quad (2)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \sin(\theta_{ij}) + B_{ij} \cos(\theta_{ij})] = 0 \quad (3)$$

Las ecuaciones de flujo de potencia utilizan diversas variables para describir el sistema. La diferencia de ángulo de fase entre dos nodos  $i$  y  $j$  se representa por  $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ , donde  $\theta_i$  y  $\theta_j$  son los ángulos de fase de la tensión en los nodos  $i$  y  $j$  respectivamente. El número total de nodos del sistema se denota por  $NB$ . Las magnitudes de tensión en los nodos  $i$  y  $j$  se representan por  $V_i$  y  $V_j$ , respectivamente.  $P_{Gi}$  y  $P_{Di}$  denotan la generación de potencia activa y reactiva en el nodo  $i$ , respectivamente, mientras que  $P_{Di}$  y  $P_{Di}$  representan las cargas activas y reactivas en el nodo  $i$ , respectivamente. La conductancia y la susceptancia entre los nodos  $i$  y  $j$  se representan por  $G_{ij}$  y  $B_{ij}$  respectivamente, y juntas forman la matriz de admitancias [26]. Por su parte, las restricciones de desigualdad del OPF reflejan los límites de los dispositivos presentes en el sistema

eléctrico. Las principales restricciones de desigualdad se muestran mediante la Ecuaciones 4-9 [27].

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max}, i = 1, \dots, NG \quad (4)$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, i = 1, \dots, NG \quad (5)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}, i = 1, \dots, NG \quad (6)$$

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max}, i = 1, \dots, NT \quad (7)$$

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max}, i = 1, \dots, NL \quad (8)$$

$$S_{li} \leq S_{li}^{max} \quad (9)$$

De las cuales, las expresiones (4), (5) y (6) corresponden a las restricciones del generador. En cambio, la ecuación 7 es la restricción del transformador. Por su parte, las expresiones (8) y (9) son las restricciones de seguridad. En este sentido,  $NG$  se refiere al número de unidades generadoras,  $NT$  se asocia a la cantidad de transformadores,  $NL$  corresponde a la cantidad de líneas,  $T$  es el ajuste de paso del transformador,  $V_L$  es el voltaje de línea,  $V_G$  es la tensión del generador, y  $S_l$  es la potencia de la línea. Por su parte, el objetivo del problema de optimización es minimizar los costos energéticos, que pueden representarse matemáticamente mediante la ecuación (10). Los coeficientes del costo del generador  $i$  se denotan por  $a_i$ ,  $b_i$  y  $c_i$  [28].

$$FO = \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) \quad (10)$$

## 2.2 Dispositivos FACTS

El objetivo principal de los dispositivos FACTS es aumentar la capacidad de transferencia de potencia del sistema eléctrico, proporcionar un control flexible de los flujos de potencia y ofrecer apoyo a la potencia reactiva. Estos dispositivos

también pueden aportar otras ventajas, como mejorar la estabilidad del sistema mediante el control de la amortiguación de fluctuaciones. En consecuencia, el objetivo de los dispositivos FACTS no se limita a una única tarea, sino que realiza múltiples tareas simultáneamente.[29].

Por lo anterior, la ubicación de los FACTS influye en gran medida en su rendimiento con respecto al objetivo que debe cumplirse. Una ubicación que es la mejor para un objetivo puede ser menos adecuada para otro. Además, los reguladores FACTS se clasifican en cuatro categorías de acuerdo con su conexión en la red. Se trata de los controladores shunt, serie, combinados serie-serie y mixtos serie-desviación. En este contexto, los controladores en derivación son los más adecuados para el apoyo a la tensión. En este caso, el controlador en derivación SVC se emplea para mejorar el esquema de tensión [30].

### 2.2.1 Modelación del compensador estático

Un SVC es un tipo de generador de potencia que funciona en paralelo con el sistema eléctrico. Su función es regular determinados parámetros del sistema eléctrico, como la tensión del nodo, conmutando entre corriente capacitiva e inductiva. El término "estático" indica que el dispositivo no tiene partes móviles, sino que utiliza electrónica de potencia e interruptores tiristores para controlar su salida. El grado de regulación de la tensión se determina ajustando la admitancia reactiva del dispositivo, que cambia automáticamente a través de los interruptores tiristores. Esto, a su vez, controla el grado de potencia reactiva de inyección o de absorción en el sistema, tal como se indica en la Ecuación 11 [31].

$$Q_{SVC} = V^2 B_{SVC} \quad (11)$$

En este contexto, la variable  $Q_{SVC}$  representa la potencia reactiva inyectada por el equipo SVC, mientras que  $V$  representa el nivel de tensión en el punto de conexión a la red eléctrica. El término  $B_{SVC}$  representa la susceptancia del SVC, que es la parte imaginaria de la admitancia y representa la capacidad del dispositivo para generar potencia reactiva.

### 2.2.2 Formas de operación

Los SVC suelen funcionar de dos maneras, Dispositivo controlado por reactores (TCR) o Controlador comandado por capacitores (TSR), las cuales se explican a continuación.

### 2.2.3 TCR y TSR

Se trata de dispositivos FACTS conectados en derivación, formados por un reactor fijo y un tiristor bidireccional. Tanto el TCR (Thyristor-Controlled Reactor) como el TSR (Thyristor-Switched Reactor) tienen bancos de reactores que absorben potencia reactiva cuando se conectan a un sistema eléctrico. Por lo tanto, se emplean en situaciones en las que la tensión es demasiado alta. Sin embargo, debido al elevado costo y a la limitada disponibilidad de tiristores de alta potencia, se suele utilizar una combinación de tiristores para construir el TCR y el TSR (como se ilustra en la Figura 1) [32].

El TCR y el TSC son dos tipos de dispositivos FACTS que se conectan en derivación. El TCR permite un control suave de su admitancia efectiva dentro de sus límites, mientras que el TSC tiene una admitancia efectiva fija que no puede controlarse. Por lo tanto, normalmente se utilizan varias unidades juntas y se conectan según sea necesario, lo que hace que la variación de la admitancia sea similar a una función escalonada. En cambio, el TCR utiliza un tiristor bidireccional para controlar suavemente su potencia reactiva. Además, el ángulo de disparo en el TSC siempre se ajusta a  $0^\circ$ , mientras que el TCR puede controlarse para que funcione con diferentes ángulos de disparo [33].

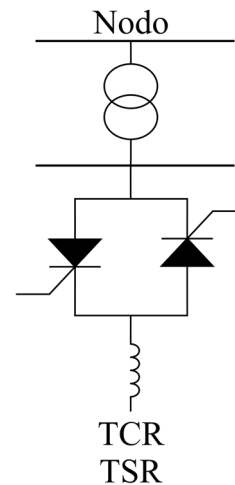


Figura 1. Diagrama de TCR y TSR

### 2.2.4 TSC

Se trata de un dispositivo FACTS que se conecta en derivación. El cual, se compone de un condensador, una válvula de tiristor bidireccional y un reactor limitador de sobretensión relativamente pequeño (Figura 2). Este reactor es necesario para limitar la corriente de sobretensión en la válvula del tiristor en condiciones de funcionamiento anormales. Un TSC, o condensador conmutado por tiristor, es un tipo de dispositivo FACTS que incluye un banco de condensadores y un tiristor bidireccional. La presencia del arreglo de condensadores hace que los TSC inyecten siempre potencia reactiva en el sistema eléctrico, lo que se traduce en un aumento de los niveles de tensión. Por lo tanto, los TSC suelen utilizarse en situaciones en las que la tensión es demasiado baja y es necesario aumentarla [34].

Un condensador conmutado por tiristores (TSC) sólo puede conectarse cuando la tensión a través del condensador es igual al valor instantáneo de la tensión de alimentación. De lo contrario, pueden producirse transitorios de conmutación. Por lo tanto, sólo hay un instante de conmutación para el TSC, y no se puede implementar el control del ángulo de disparo. Como resultado, su admitancia no puede variarse suavemente. La admitancia



del TSC se varía de forma escalonada activando varios TSC dispuestos en paralelo [35].

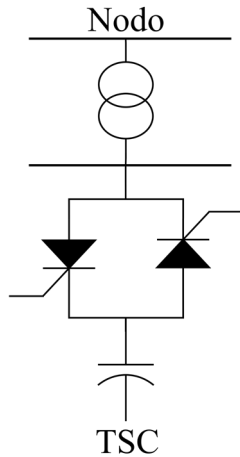


Figura 2. Diagrama de TSC

### 2.2.5 Disposición óptima de SVC

El costo de instalación de los dispositivos FACTS es una consideración importante a la hora de determinar su ubicación óptima en un sistema eléctrico. Dado que no resulta práctico instalar equipos SVC en todos los nodos, es necesario estimar el costo de instalación de estos dispositivos en función de la potencia reactiva que proporcionan. Esta estimación de costos se representa mediante la ecuación 12 [36].

$$C_{SVC} = 0.0003Q_k^2 - 0.3051Q_k + 127.38 \quad (12)$$

La ecuación 12 representa el costo de instalación de un SVC, donde  $Q_k$  es la capacidad de potencia reactiva del dispositivo medida en Mvar. Cabe señalar que un SVC de mayor capacidad se asocia a un menor costo de instalación, mientras que un SVC de menor capacidad indica un mayor costo de instalación. Esta relación se representa en la figura 3.

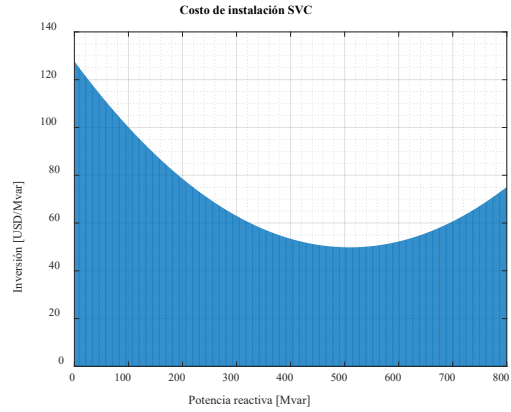


Figura 3. Curva de costos del compensador estático

## 2.3 Zonas que regulan el voltaje (VCA)

Los componentes críticos del sistema que pueden ser vulnerables a las deficiencias de potencia reactiva deben identificarse para evaluar la estabilidad del voltaje. Esto sucede cuando falla un componente del sistema o cuando hay condiciones de funcionamiento estresantes.

Debido a las deficiencias producidas, existe un desequilibrio en la potencia reactiva, lo que puede causar inestabilidad de voltaje en algunos componentes del sistema. En este contexto, las VCA son los sectores más vulnerables a los problemas de inestabilidad.

Varios nodos del sistema que componen cada VCA exhiben un comportamiento de voltaje similar cuando se perturban. Esto da apertura a posibles problemas con la inestabilidad del voltaje. Los nodos coherentes son el grupo que está organizado por nodos de generación-carga y exhibe un alto nivel de participación en los fenómenos de inestabilidad de voltaje subyacentes. Los nodos se consideran fuentes de generación si pueden inyectar potencia reactiva hasta cierto límite cuando aumenta la demanda. Algunos de estos son dispositivos de compensación de potencia reactiva, generadores y condensadores síncronos [37].

La Base de Reserva Reactiva (RRB) es un conjunto de nodos generadores que pertenecen a cada Área de Control Local

(VCA) de una región específica. La función principal de la RRB en cada LCA es satisfacer la creciente demanda de potencia reactiva. Por lo tanto, es fundamental para determinar la cantidad máxima de potencia reactiva que puede suministrarse a cada nodo de carga, así como la cantidad de reserva de potencia reactiva disponible en cada LCA. Al identificar los nodos de carga más vulnerables a la inestabilidad de la tensión y las fuentes de potencia reactiva que están conectadas a esos nodos, los operadores del sistema pueden utilizar estrategias basadas en la ECV para aplicar medidas coordinadas de control y supervisión destinadas a mejorar la estabilidad de la tensión en esas zonas [37].

### 2.3.1 Algoritmo de búsqueda de VCA

Dado que la creación de estas zonas está influenciada por el escenario de generación y los cambios topológicos en el sistema eléctrico, uno de los principales desafíos para la identificación de las VCA es el mismo precepto. La división de los VCA se considera invariable en un periodo de 24 horas. Esto se debe a que en la delimitación se tienen en cuenta los cambios topológicos y las variaciones de carga con este horizonte temporal [38]. De manera que, la distancia eléctrica estimada entre cada nodo del sistema se calcula para cada condición de funcionamiento, y luego se completa el cómputo de las coordenadas principales [39]. Por último, se lleva a cabo un análisis de conglomerados Fuzzy C-means con el objeto de identificar los sectores y especificar las condiciones limitantes de cada VCA. Para ello, se comprueba de forma estricta la conectividad de los nodos del VCA [39]. La Figura 4 presenta la secuencia lógica que permite la identificación de los VCA.

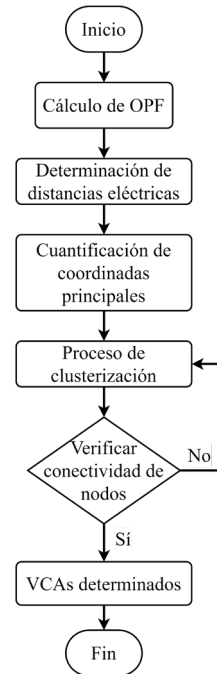


Figura 4. Diagrama de flujo para determinación de VCA

### 2.3.2 Distancia eléctrica

La matriz  $J$  está formada por una submatriz llamada  $[\partial Q/\partial V]$  y su factor  $[\partial V/\partial Q]$ , conocido como matriz de sensibilidad. Estas matrices son reales y asimétricas [37]. Los componentes  $[\partial V/\partial Q]$  están asociados a la propagación de los cambios de tensión que se producen tras la gestión de la potencia reactiva en un nodo. El grado de acoplamiento de tensión entre dos nodos puede determinarse midiendo la atenuación máxima de los cambios de tensión entre ellos. Las atenuaciones se calculan utilizando la matriz  $[\partial V/\partial Q]$ , dividiendo los componentes de cada columna por el elemento diagonal de la fila correspondiente.

Con este conocimiento, se genera una matriz de atenuación para todo el sistema, cuyos términos se designan como  $\alpha_{ij}$  en (13).

$$\Delta V_i = \alpha_{ij} \Delta V_j \quad (13)$$

$$\alpha_{ij} = \frac{\left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_j}\right)}{\left(\frac{\partial V_j}{\partial Q_j}\right)} \quad (14)$$

En este caso, la divergencia eléctrica en medio de los nodos  $i - j$ , denominada  $D_{ij}$ , viene dada por (16).

Esta distancia eléctrica indica la cantidad de influencia causada por los cambios eléctricos en otros nodos. Después de definir el arreglo  $D_{ij}$ , los VCA se determinan con la minería de datos (es decir, correlación de referencia y análisis de clústeres).

$$D_{ij} = D_{ji} = -\log(\alpha_{ij} * \alpha_{ji}) \quad (15)$$

### 2.3.3 Inspección de coordenadas fundamentales

Esta es una referencia a una técnica de minería de datos que permite la representación de una matriz cuadrada  $D$  de distancias entre  $n$  elementos a un grupo de variables ortogonales  $y_1, \dots, y_p$ , en este sentido  $p < n$ .

La matriz  $D$  original es, por tanto, igual a las distancias euclidianas entre las coordenadas de los elementos con respecto a estas variables.

A partir de estas coordenadas se constituye un arreglo  $X$  de  $n \times p$ , de tal forma que,  $n$  es la cantidad de elementos y  $p$  corresponde a las variables. El arreglo de similitud  $Q$  se crea a partir de  $D_{ij}$ . Este esquema constituye la modificación de componentes (semejante a las matrices de covarianza que representan la variación entre magnitudes), y viene dada por (16) [40].

$$Q = -\frac{1}{2} \left[ I - \frac{1}{n} ll' \right] D \left[ I - \frac{1}{n} ll' \right] \quad (16)$$

En este contexto,  $I$  es el arreglo identidad con amplitud  $n \times n$ , y  $1$  corresponde al

arreglo unidimensional unitario de rango  $n \times 1$ . El arreglo de coordenadas principales  $Y_r$  se recaba utilizando los valores propios  $\Lambda_r$  y la tabla de factores propios  $V_r$  de la matriz  $Q$ , como se indica en (17) [41].

$$Y_r = V_r \Lambda_r^{\frac{1}{2}} \quad (17)$$

Una vez obtenidas las coordenadas principales (17), los nodos del sistema en los VCA se agrupan a partir de los datos multidimensionales  $Y_r$  utilizando la herramienta de agregación Fuzzy C-means.

### 2.3.4 Método de agrupamiento Fuzzy C-Means (FCM)

Esta técnica encuentra grupos de datos (clústeres) en los que cada observación (de los  $n$  puntos de datos) tiene un grado de pertenencia a un clúster que va de 0 a 1. El algoritmo FCM no tiene en cuenta la configuración real de la red eléctrica porque es una herramienta de minería de datos. En realidad, los clústeres de nodos formados por el uso del FCM no siempre coinciden con las regiones eléctricas reales. Por tanto, es necesario un segundo estudio para verificar la conexión eléctrica de los nodos. Para ello se utiliza un criterio basado en la premisa de Goderya [42].

### 2.3.5 Verificación de la conectividad de los nodos en los VCA.

Siendo  $\Lambda_r(m \times n)$  el arreglo de repercusión (rama-nodo) de un campo  $r$  del esquema, el arreglo de interconexión  $C_r(n \times n)$  puede definirse en (18).

$$C_r = A^T A_r \quad (18)$$

En este contexto,  $n$  es la cuantía de nodos que forman parte de la región  $r$ , y corresponde a la cantidad de segmentos (líneas y transformadores).

Como la separación ortogonal-trilateral de del arreglo  $C_r$ , se muestran  $Q_r(n \times n)$  y

$R_r(nxn)$ . Por lo tanto,  $C_r$  puede enunciarse como en (19).

$$C_r = Q_r R_r \quad (19)$$

El vector de la columna de verificación de la conectividad  $C_v(nx1)$  puede definirse utilizando la matriz  $R_r$  como en (20).

$$C_{vi=1\dots n}^i = \sum_{j=i+1}^n R_r^{i,j} \quad (20)$$

Por consiguiente,  $R_r$  es el elemento  $(i, j)$  de  $R_r$ , asimismo,  $i$  denota la posición en fila y  $j$  su disposición en la columna del arreglo  $R_r$ . Dada la falta de conectividad, el número de elementos nulos en el  $C_v$  significa el número de subáreas que se crearon dentro del área  $r$ .

### 3 Formulación del problema

En los sistemas eléctricos, la ampliación de la demanda en el SEP conduce a la caída nodular de tensión. En este contexto, el descenso excesivo de voltaje provoca el colapso de este y, en consecuencia, un apagón en la red. Dado que la caída de tensión puede compensarse controlando la componente reactiva, los equipos de compensación en derivación tienen un impacto significativo en la forma en que se gestiona el flujo de potencia reactiva en los sistemas de potencia. El SVC es uno de los dispositivos FACTS más utilizados para compensar la potencia reactiva y, como resultado, mantiene la magnitud de la tensión del nodo.

Por lo anterior, este trabajo de investigación busca determinar la ubicación óptima para la instalación de elementos de compensación reactiva (SVC) en sistemas eléctricos de potencia a través de técnicas de clusterización, mediante las cuales, se generan áreas y agrupamiento por barras en función de sus voltajes y pérdidas de potencia en los elementos del SEP. Para luego determinar los nodos candidatos

susceptibles de potencia reactiva con la finalidad de mejorar el perfil de voltaje y minimizar las pérdidas de este. A continuación, se detalla el mecanismo para el establecimiento de VCA.

---

**Algoritmo 1.** Mecanismo para el establecimiento de las VCA

---

- |        |   |
|--------|---|
| Paso 1 | Caracterización de flujo óptimo de potencia |
| Paso 2 | Estimación de distancias eléctricas         |

$$\Delta V_i = \alpha_{ij} \Delta V_j$$

$$\alpha_{ij} = \frac{\left( \frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \right)}{\left( \frac{\partial V_j}{\partial Q_j} \right)}$$

- |        |   |
|--------|---|
| Paso 3 | Inspección de coordenadas fundamentales |
|--------|---|

$$Q = -\frac{1}{2} \left[ I - \frac{1}{n} ll' \right] D \left[ I - \frac{1}{n} ll' \right]$$

$$Y_r = V_r \Lambda_r^{\frac{1}{2}}$$

- |        |   |
|--------|---|
| Paso 4 | Ejecución de método de agrupamiento Fuzzy C-Means |
|--------|---|

- |        |  |
|--------|--|
| Paso 5 | Verificación de la conectividad de los nodos en el VCA |
|--------|--|

$$C_r = Q_r R_r$$

$$C_{vi=1\dots n}^i = \sum_{j=i+1}^n R_r^{i,j}$$


---

De forma consecuente, la perspectiva para la colocación idónea de compensadores se asocia con la disminución del costo de instalación de los equipos SVC en cada nodo (Ecuación 21). En este sentido, las variables binarias por medio de la suma consecutiva total con la conectividad del régimen. Además, para prevenir la disposición de un compensador en la misma barra de un generador, se emplea el criterio de la sumatoria de

compensadores activos por el mapeo de las fuentes de generación.

$$\min \sum_{j=1}^k C_j * y_j \quad (21)$$

$$y_j + \sum_{i=j}^k x(i) \geq 1 \quad (22)$$

$$\sum_{j=1}^k y(j) * g(i) \leq 0 \quad (23)$$

La función objetivo consta de dos elementos  $C_j$  y  $y_j$ , el primero se refiere al costo de inversión del SVC que está en función de la capacidad del compensador, mientras que el segundo es la variable binaria que controla la activación de cada compensador. En este sentido, la capacidad de potencia reactiva necesaria para el cálculo del costo proviene del OPF.

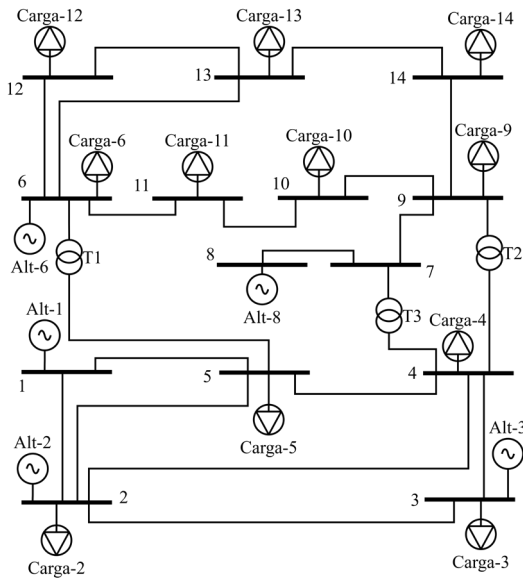


Figura 5. Sistema de prueba IEEE de 14 nodos.

Asimismo,  $x(i)$  se refiere a la variable binaria asociada a un compensador activo. Por último, la variable  $y(i)$  controla los nodos de conexión de los generadores, la cual se multiplica por el parámetro  $g(i)$  que se asocia con el dispositivo SVC activo.

En contraste, la metodología propuesta se aplicará a los sistemas de prueba de 14 (Figura 5) y 39 (Figura 6) nodos.

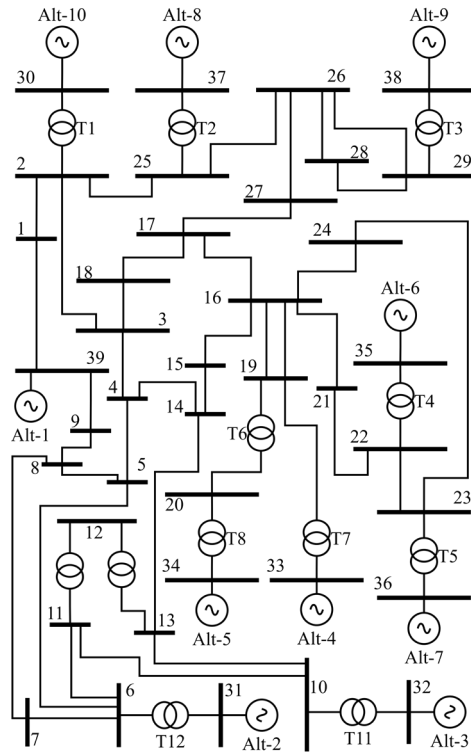


Figura 6. Sistema de prueba IEEE de 39 nodos.

## 4 Análisis de resultados

En perspectiva, para la evaluación de la metodología propuesta se plantean 5 casos de estudio (Tabla 1). Estos consisten en la variación de la capacidad del equipo SVC. Por consiguiente, la proyección se basa en el análisis del perfil de tensión, las pérdidas de potencia reactiva y el comportamiento angular.

Tabla 1. Parámetros de prueba

Casos	Capacidad del SVC (Mvars)
1	0
2	1.5
3	2
4	2.5
5	3.5
6	4

#### 4.1 Estructura de 14 nodos IEEE

Al aplicar la metodología para la generación de VCA en el sistema de prueba, se obtiene un total de 3 áreas (Tabla 2) donde los números pintados corresponden a los nodos que alojan equipos de compensación SVC. Además, se exhiben las zonas forjadas en la Figura 7.

Tabla 2. VCA forjadas en estructura de 14 nodos IEEE

VCA - 1	VCA - 2	VCA - 3
1	6	12
2	9	13
3	10	14
4	11	
5		
7		
8		

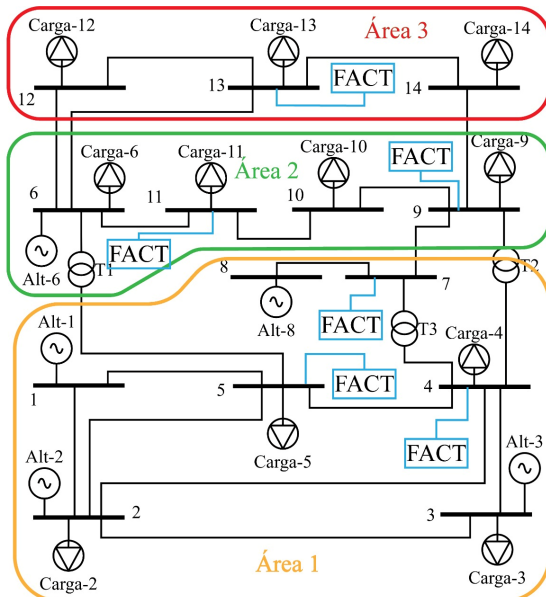


Figura 7. Esquemático de VCA forjadas en estructura de 14 nodos IEEE

Por otro lado, la respuesta del perfil de tensión (Figura 8) muestra que al emplear una capacidad de 2.5 Mvars, la tensión que se registran en cada nodo se aproxima a la unidad. Asimismo, al emplear una capacidad superior a la mencionada provoca que algunos nodos adopten una magnitud de voltaje cercanos a 0.95 pu.

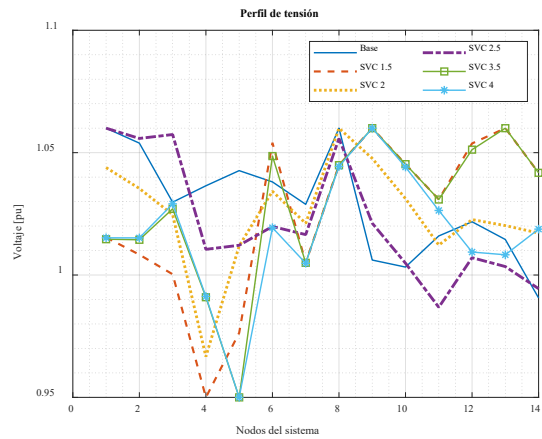


Figura 8. Respuesta de perfil de tensión en estructura de 14 nodos IEEE

Asimismo, el comportamiento angular (Figura 9) muestra que al emplear una capacidad de 2.5 Mvars, los ángulos que se registran en cada nodo se aproximan a cero. Asimismo, al emplear una capacidad superior a la mencionada provoca que algunos nodos adopten una magnitud angular más alejada a cero.

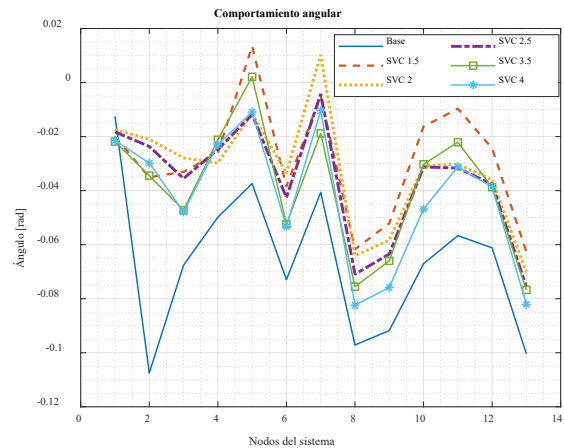


Figura 9. Respuesta angular de tensión en estructura de 14 nodos IEEE.

En cuanto a la potencia reactiva se refiere (Figura 10), al aumentar la capacidad del compensador SVC la potencia reactiva que se registra en cada nodo incrementa de forma gradual. En este contexto, el SVC de 2.5 representa un nivel de compensación medio a comparación de las demás opciones.

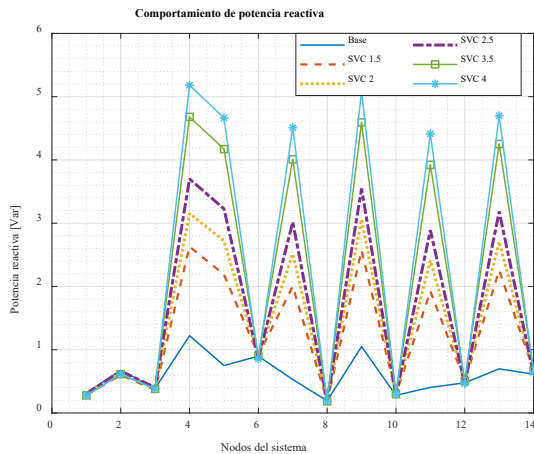


Figura 10. Respuesta de potencia reactiva en estructura de 14 nodos IEEE.

Cuando se trata de pérdidas de potencia reactiva (Figura 11), al aumentar la capacidad del compensador SVC las pérdidas que se registra en cada nodo disminuyen de forma gradual. En este contexto, el SVC de 2.5 representa un nivel de compensación medio a comparación de las demás opciones. Asimismo, se procede a realizar el análisis comparativo del perfil

Tabla 3. Comparación de perfiles de tensión en estructura de 14 nodos IEEE

SVC - 1.5		SVC - 2		SVC - 2.5		SVC - 3		SVC - 3.5		SVC - 4	
Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory
1.060	1.060	1.015	1.060	1.044	1.060	1.060	1.060	1.015	1.060	1.015	1.060
1.054	1.045	1.008	1.045	1.035	1.045	1.056	1.045	1.014	1.045	1.015	1.045
1.030	1.010	1.000	1.010	1.025	1.010	1.057	1.010	1.027	1.010	1.029	1.010
1.036	1.019	0.950	1.017	0.967	1.016	1.010	1.016	0.991	1.015	0.991	1.014
1.043	1.020	0.976	1.019	1.012	1.018	1.012	1.018	0.950	1.017	0.950	1.016
1.038	1.070	1.054	1.070	1.034	1.070	1.020	1.070	1.049	1.070	1.019	1.070
1.029	1.062	1.005	1.059	1.021	1.058	1.017	1.057	1.005	1.055	1.005	1.054
1.060	1.090	1.045	1.090	1.060	1.090	1.056	1.090	1.045	1.090	1.044	1.090
1.006	1.056	1.060	1.053	1.048	1.051	1.021	1.050	1.060	1.048	1.060	1.046
1.003	1.051	1.045	1.048	1.031	1.046	1.005	1.045	1.045	1.043	1.044	1.042
1.016	1.057	1.031	1.054	1.012	1.053	0.987	1.052	1.031	1.049	1.026	1.048
1.022	1.055	1.054	1.054	1.023	1.054	1.007	1.054	1.051	1.053	1.009	1.053
1.015	1.050	1.060	1.049	1.020	1.048	1.003	1.047	1.060	1.046	1.008	1.046
0.991	1.036	1.042	1.033	1.017	1.032	0.994	1.031	1.042	1.029	1.019	1.028

Por otro lado, mientras mayor es la potencia de compensación no se registra una mejora sustancial, es decir que una mayor potencia de compensación se asocia con un mejor perfil de tensión.

de voltaje obtenido en GAMS y en el software Power Factory (Tabla 3).

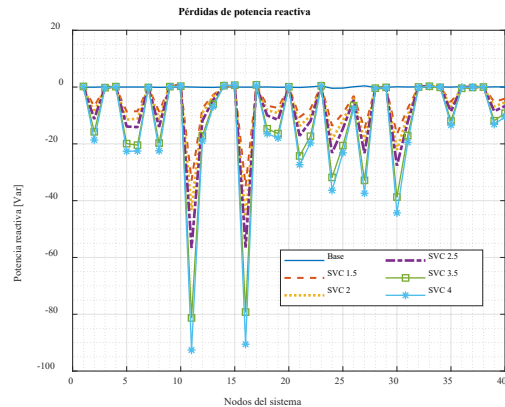


Figura 11. Pérdidas de potencia reactiva en estructura de 14 nodos IEEE.

En consecuencia, producto del análisis comparativo entre el presente estudio y Power Factory, se concluye que el perfil de tensión con una compensación de 2.5 Mvars es el que se acerca a la unidad. En este sentido, se obtiene un voltaje mínimo de 0.96 pu en la barra 4 y un máximo de 1.06 pu en la barra 8.

#### 4.2 Estructura de 39 nodos IEEE

Al aplicar la metodología para la generación de VCA en el sistema de prueba, se obtiene un total de 5 áreas (Tabla 4) donde los números pintados corresponden a

los nodos que alojan equipos de compensación SVC. Además, se exhiben las zonas forjadas en la Figura 12.

Tabla 4. VCA forjadas en estructura de 39 nodos IEEE

VCA1	VCA2	VCA3	VCA4	VCA5
25	3	4	1	15
26	17	5	2	16
27	18	6	9	19
28		7	30	20
29		8	39	21
37		10		22
38		11		23
		12		24
		13		33
		14		34
		31		35
		32		36

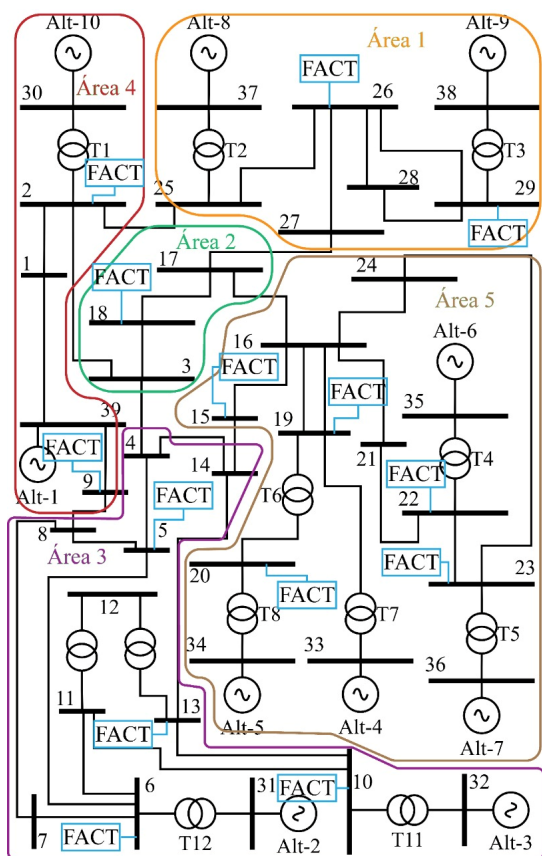


Figura 12. Esquemático de VCA forjadas en estructura de 39 nodos IEEE

Por otro lado, la respuesta del perfil de tensión (Figura 13) muestra que al emplear una capacidad de 1.5 Mvars, la tensión que

se registran en cada nodo se aproxima a la unidad. Asimismo, al emplear una capacidad superior a la mencionada provoca que algunos nodos adopten una magnitud de voltaje cercanos a 0.95 pu, mientras que en otros casos alcanzan el 1.10 pu.

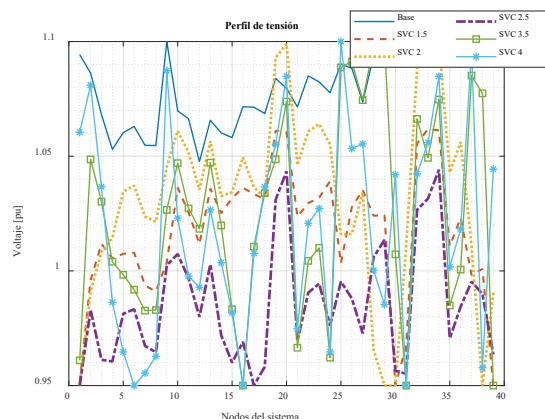


Figura 13. Respuesta de perfil de tensión en estructura de 39 nodos IEEE

Asimismo, el comportamiento angular (Figura 14) muestra que al emplear una capacidad de 1.5 Mvars, los ángulos que se registran en cada nodo se aproximan a cero. Asimismo, al emplear una capacidad superior a la mencionada provoca que algunos nodos adopten una magnitud angular más alejada a cero.

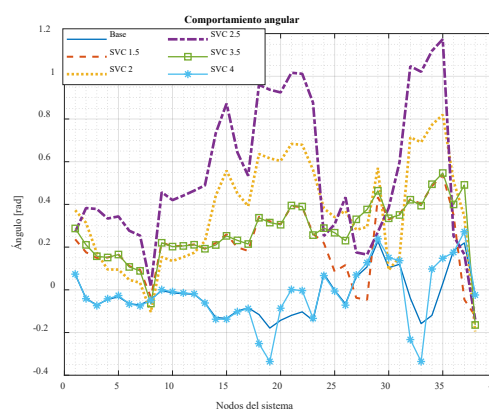


Figura 14. Respuesta angular de tensión en estructura de 39 nodos IEEE.

En cuanto a la potencia reactiva se refiere (Figura 15), al aumentar la capacidad del compensador SVC la



potencia reactiva que se registra en cada nodo incrementa de forma gradual. En este contexto, el SVC de 1.5 representa un nivel de compensación medio a comparación de las demás opciones.

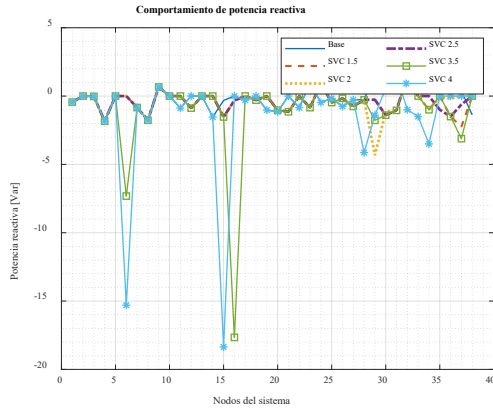


Figura 15. Respuesta de potencia reactiva en estructura de 39 nodos IEEE.

Cuando se trata de pérdidas de potencia reactiva (Figura 16), al aumentar la capacidad del compensador SVC las pérdidas que se registra en cada nodo disminuyen de forma gradual. En este contexto, el SVC de 1.5 representa un nivel

de mínimo a comparación de las demás opciones.

Asimismo, se procede a realizar el análisis comparativo del perfil de voltaje obtenido en GAMS y en el software Power Factory (Tabla 5).

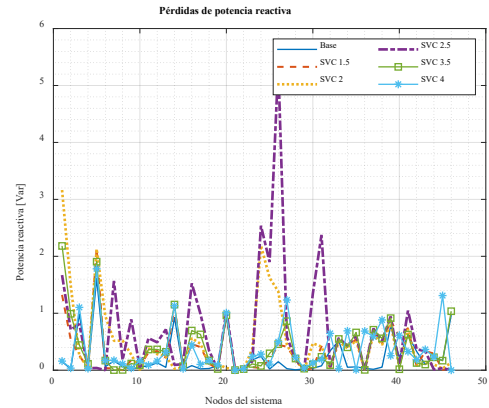


Figura 16. Pérdidas de potencia reactiva en estructura de 39 nodos IEEE.

Tabla 5. Comparación de perfiles de tensión en estructura de 39 nodos IEEE

SVC - 1.5		SVC - 2		SVC - 2.5		SVC - 3		SVC - 3.5		SVC - 4	
Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory	Calculado	Power Factory
1.094	1.047	0.951	1.047	0.950	1.047	0.950	1.047	0.961	1.047	1.060	1.047
1.086	1.049	0.996	1.048	0.991	1.048	0.983	1.048	1.049	1.048	1.081	1.048
1.068	1.030	1.012	1.030	1.008	1.029	0.961	1.029	1.030	1.029	1.037	1.029
1.053	1.004	1.005	1.003	1.014	1.003	0.961	1.003	1.004	1.002	0.986	1.002
1.060	1.005	1.007	1.005	1.035	1.004	0.981	1.004	0.998	1.004	0.965	1.003
1.063	1.008	1.008	1.007	1.037	1.007	0.983	1.006	0.992	1.006	0.950	1.006
1.055	0.997	0.994	0.996	1.024	0.996	0.967	0.996	0.983	0.995	0.955	0.995
1.055	0.996	0.991	0.995	1.021	0.995	0.964	0.995	0.983	0.994	0.963	0.994
1.100	1.028	1.004	1.028	1.045	1.028	1.002	1.027	1.027	1.027	1.087	1.027
1.070	1.017	1.036	1.016	1.061	1.016	1.007	1.016	1.047	1.016	1.023	1.015
1.066	1.013	1.025	1.012	1.052	1.012	0.997	1.012	1.027	1.011	0.998	1.011
1.048	1.000	1.012	0.999	1.035	0.999	0.980	0.999	1.018	0.998	0.993	0.998
1.066	1.014	1.036	1.014	1.057	1.013	1.003	1.013	1.047	1.013	1.027	1.012
1.060	1.012	1.025	1.011	1.033	1.011	0.972	1.010	1.020	1.010	1.004	1.010
1.058	1.015	1.032	1.015	1.034	1.014	0.960	1.014	0.983	1.014	0.982	1.013

1.072	1.032	1.036	1.031	1.049	1.031	0.969	1.031	0.950	1.030	0.950	1.030
1.071	1.034	1.034	1.033	1.037	1.033	0.950	1.032	1.011	1.032	1.008	1.032
1.069	1.031	1.031	1.030	1.032	1.030	0.958	1.030	1.034	1.029	1.037	1.029
1.084	1.050	1.061	1.049	1.093	1.049	1.031	1.049	1.049	1.049	1.055	1.049
1.080	0.991	1.060	0.991	1.099	0.991	1.043	0.991	1.074	0.990	1.085	0.990
1.072	1.032	1.024	1.031	1.046	1.031	0.969	1.031	0.966	1.031	0.975	1.030
1.085	1.050	1.030	1.049	1.061	1.049	0.990	1.049	1.004	1.049	1.021	1.049
1.082	1.045	1.032	1.044	1.064	1.044	0.994	1.044	1.010	1.044	1.027	1.044
1.078	1.037	1.039	1.037	1.055	1.037	0.976	1.036	0.962	1.036	0.965	1.036
1.090	1.058	1.003	1.057	1.016	1.057	0.995	1.057	1.089	1.057	1.100	1.057
1.088	1.052	1.028	1.051	1.016	1.051	0.988	1.051	1.091	1.051	1.053	1.050
1.074	1.038	1.035	1.037	1.034	1.037	0.973	1.037	1.074	1.036	1.055	1.036
1.094	1.050	1.024	1.050	0.966	1.050	1.006	1.049	1.098	1.049	1.000	1.049
1.095	1.050	1.024	1.050	0.950	1.049	1.014	1.049	1.100	1.049	0.985	1.049
1.100	1.048	0.950	1.048	0.950	1.048	0.957	1.048	1.007	1.048	1.042	1.048
1.100	0.982	0.967	0.982	1.011	0.982	0.955	0.982	0.950	0.982	0.950	0.982
1.100	0.983	1.056	0.983	1.089	0.983	1.027	0.983	1.066	0.983	1.042	0.983
1.100	0.997	1.062	0.997	1.094	0.997	1.032	0.997	1.049	0.997	1.056	0.997
1.100	1.012	1.061	1.012	1.100	1.012	1.044	1.012	1.075	1.012	1.085	1.012
1.100	1.049	1.011	1.049	1.043	1.049	0.971	1.049	0.985	1.049	1.002	1.049
1.100	1.064	1.023	1.064	1.056	1.064	0.984	1.064	1.001	1.064	1.018	1.064
1.100	1.028	0.998	1.028	1.011	1.028	0.995	1.028	1.085	1.028	1.097	1.028
1.100	1.026	1.001	1.026	0.950	1.026	0.990	1.026	1.077	1.026	0.958	1.026
1.094	1.030	0.950	1.030	0.990	1.030	0.964	1.030	0.950	1.030	1.044	1.030

En consecuencia, producto del análisis comparativo entre el presente estudio y Power Factory, se concluye que el perfil de tensión con una compensación de 1.5 Mvars es el que se acerca a la unidad. En este sentido, se obtiene un voltaje mínimo de 1.04 pu en la barra 12 y un máximo de 1.1 pu en las barras que poseen generadores (30-38).

## 5 Conclusiones

Para la creación de las VCA es necesario analizar la matriz jacobiana del sistema, ya que a partir de esta se cuantifica la matriz de sensibilidad. Asimismo, esta última sirve para el cálculo de las distancias eléctricas y por ende el acople entre barras del sistema. No obstante, para la creación de VCA se requiere parametrizar el número de grupos en la técnica de aprendizaje supervisado Fuzzy C-Means. En este sentido fue importante correlacionar de forma correcta las distancias eléctricas provenientes del provenientes de la matriz de distancias eléctricas. Un aspecto importante para el

criterio de agrupación fue el acoplamiento eléctrico que poseen los nodos del sistema, es decir que los nodos fuertemente acoplados se juntan para crear un grupo, mientras que los nodos débilmente acoplados forman parte de grupos distintos.

El criterio para la óptima ubicación de compensadores se basa en la minimización del costo en función de la capacidad, considerando que un compensador no se puede ubicar en una barra que posea un generador.

El procedimiento expuesto logra ubicar de forma óptima dispositivos compensadores (SVC) sobre cualquier sistema de forma generalizada, como se demostró en los escenarios de 14 y 39 barras. En este sentido, al colocar compensadores sobre el SEP existe una mejora del perfil de tensión. No obstante, el grado de mejora depende de la capacidad del equipo compensador, puesto que, una capacidad muy pequeña presenta una mejora poco considerable, por el contrario, a medida que es mayor la capacidad del

equipo de compensación, no se registra una mejora sustancial y en algunos casos influye de forma negativa sobre el sistema.

### 5.1 Trabajos futuros

El análisis del estudio de los dispositivos de compensación se centra en las áreas de colapso de voltaje en el sistema de potencia, teniendo en cuenta el costo de instalar compensadores en cada nodo. Sin embargo, el estudio solo considera a los SVC como dispositivos de compensación. Para futuras investigaciones, se debe considerar una gama más amplia de dispositivos de compensación, como STATCOM. Además, dado que la capacidad del compensador es un factor significativo, se debe incluir una función objetivo adicional para determinar la capacidad óptima del compensador que se coloca en el sistema de potencia.

## 6 Referencias

- [1] S. Liu, C. Cruzat, and K. Kopsidas, "Impact of transmission line overloads on network reliability and conductor ageing," *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017, doi: 10.1109/PTC.2017.7980857.
- [2] D. Patel and A. Chowdury, "Dynamic Control and Performance of a Sen Transformer for Stabilizing an AC Transmission System and Improved Voltage Profile," in *2018 International Conference on Power, Energy, Control and Transmission Systems (ICPECTS)*, 2018, pp. 85–90. doi: 10.1109/ICPECTS.2018.8521640.
- [3] M. Alzubaidi, K. N. Hasan, L. Meegahapola, and M. T. Rahman, "Probabilistic Voltage Stability Assessment Considering Load and Wind Uncertainties," in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2021*, Dec. 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGTASIA49270.2021.9715664.
- [4] M. Nadeem *et al.*, "Optimal placement, sizing and coordination of FACTS devices in transmission network using whale optimization algorithm," *Energies*, vol. 13, no. 3, pp. 1–24, 2020, doi: 10.3390/en13030753.
- [5] W. Aslam, Y. XU, A. Siddique, A. Rehman, A. Azhar, and A. A. Almani, "Numerical Examination of 132/11 KV Sub Station through SVC FACTS device for Voltage Enhancement," in *2019 2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET)*, 2019, pp. 1–7. doi: 10.1109/ICOMET.2019.8673527.
- [6] C. Chiatula, D. I. Chinda, R. Onoshakpor, and S. Abba-Aliyu, "Utilisation of FACTS Devices in the Nigerian Transmission Grid," in *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219961.
- [7] K. G. Raythaththa and B. Y. Vyas, "System parameters improvement of transmission line using Distributed Static Series Compensator (DSSC)," in *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, 2016, pp. 459–463. doi: 10.1109/ICEETS.2016.7583798.
- [8] C. Garrido, A. Aguila Téllez, and L. Ortiz, "Linear Voltage Stability Indicator (LVSI) for Optimal Placement of SVC Devices to Improve the Voltage Stability Margin in Transmission Systems," *Electron.*, vol. 12, no. 1, 2023, doi: 10.3390/electronics12010043.
- [9] K. Yatendra, P. Tripathi, and R. Singh, "Impact of FACTS Device on Zonal Protection Scheme in Modified Dorsey-Chicago

- Transmission System,” in *2019 3rd International Conference on Recent Developments in Control, Automation Power Engineering (RDCAPE)*, 2019, pp. 545–550. doi: 10.1109/RDCAPE47089.2019.8979070.
- [10] A. AL Ahmad and R. Sirjani, “Optimal placement and sizing of multi-type FACTS devices in power systems using metaheuristic optimisation techniques: An updated review,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 11, no. 3, pp. 611–628, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.asej.2019.10.013.
- [11] X. Zhu, L. Dichen, and J. Wu, “Two-Stage Optimal Location Allocations of DPFC Considering Wind and Load Uncertainty,” *Front. Energy Res.*, vol. 10, no. March, pp. 1–13, 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.865902.
- [12] N. Karmakar and B. Bhattacharyya, “Optimal reactive power planning in power transmission system considering facts devices and implementing hybrid optimisation approach,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, no. 25, pp. 6294–6305, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2020.1356.
- [13] A. AL Ahmad and R. Sirjani, “Optimal placement and sizing of multi-type FACTS devices in power systems using metaheuristic optimisation techniques: An updated review,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 11, no. 3, pp. 611–628, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.asej.2019.10.013.
- [14] M. Khalili, F. Namdari, and E. Rokrok, “Traveling wave-based protection for SVC connected transmission lines using game theory,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 123, p. 106276, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106276>.
- [15] A. A. Shehata, M. A. Tolba, A. M. El-Rifaie, and N. V. Korovkin, “Power system operation enhancement using a new hybrid methodology for optimal allocation of FACTS devices,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 217–238, 2022, doi: 10.1016/j.egy.2021.11.241.
- [16] A. A. Mohamed, S. Kamel, M. H. Hassan, M. I. Mosaad, and M. Aljohani, “Optimal Power Flow Analysis Based on Hybrid Gradient-Based Optimizer with Moth–Flame Optimization Algorithm Considering Optimal Placement and Sizing of FACTS/Wind Power,” *Mathematics*, vol. 10, no. 3, 2022, doi: 10.3390/math10030361.
- [17] K. Nusair, F. Alasali, A. Hayajneh, and W. Holderbaum, “Optimal placement of FACTS devices and power-flow solutions for a power network system integrated with stochastic renewable energy resources using new metaheuristic optimization techniques,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, no. 13, pp. 18786–18809, 2021, doi: 10.1002/er.6997.
- [18] B. Singh and G. Agrawal, “Enhancement of voltage profile by incorporation of SVC in power system networks by using optimal load flow method in MATLAB/Simulink environments,” *Energy Reports*, vol. 4, pp. 418–434, 2018, doi: 10.1016/j.egy.2018.07.004.
- [19] S. Kamel and H. Youssef, “Voltage Stability Enhancement Based on Optimal Allocation of Shunt Compensation Devices Using Lightning Attachment Procedure Optimization,” *Int. J. Interact. Multimed. Artif. Intell.*, vol. 5, no. 7, p. 125, 2019, doi: 10.9781/ijimai.2019.10.001.
- [20] R. Sirjani and A. Rezaee Jordehi, “Optimal placement and sizing of

- distribution static compensator (D-STATCOM) in electric distribution networks: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. March, pp. 688–694, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.035.
- [21] A. Singh Rana, M. Bajaj, and S. Gairola, “Optimal Power Flow Solution in Smart Grid Environment Using SVC and TCSC,” *Adv. Commun. Control Methods Futur. Smartgrids*, 2019, doi: 10.5772/intechopen.86113.
- [22] Y. Siregar, P. N. Agustina, and Z. Pane, “Optimization Placement of SVC and TCSC in Power Transmission Network 150 kV SUMBAGUT using Artificial Bee Colony Algorithm,” *2021 4th Int. Semin. Res. Inf. Technol. Intell. Syst. ISRITI 2021*, pp. 635–639, 2021, doi: 10.1109/ISRITI54043.2021.9702832.
- [23] D. Carrión, E. García, M. Jaramillo, and J. W. González, “A Novel Methodology for Optimal SVC Location Considering N-1 Contingencies and Reactive Power Flows Reconfiguration,” *Energies*, vol. 14, no. 20, p. 6652, Oct. 2021, doi: 10.3390/en14206652.
- [24] A. Sanchez and D. Carrion, “Modeling of the behavior power flow on transmission lines based on voltage and current synchronopasors,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8362149.
- [25] J. J. P. Calupiña, “Planeación óptima de flujos de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión basado en optimización no lineal entera mixta,” Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [26] D. Carrion and J. W. Gonzalez, “Optimal PMU location in electrical power systems under N-1 contingency,” in *2018 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, 2018, vol. 2018-Decem, no. 1, pp. 165–170. doi: 10.1109/INCISCOS.2018.00031.
- [27] M. R. Zaidan and S. I. Toos, “Optimal Location of Static Var Compensator to Regulate Voltage in Power System,” *IETE J. Res.*, 2021, doi: 10.1080/03772063.2021.1886877.
- [28] Hasbullah, Y. Mulyadi, Y. Febriana, and A. G. Abdullah, “Optimization Placement of Static Var Compensator (Svc) on Electrical Transmission System 150 kV Based on Smart Computation,” *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 306, no. 1, pp. 0–11, 2018, doi: 10.1088/1757-899X/306/1/012056.
- [29] H. Merah, A. Gacem, D. Ben Attous, A. Lashab, F. Jurado, and M. A. Sameh, “Sizing and Sitting of Static VAR Compensator (SVC) Using Hybrid Optimization of Combined Cuckoo Search (CS) and Antlion Optimization (ALO) Algorithms,” *Energies*, vol. 15, no. 13, p. 4852, Jul. 2022, doi: 10.3390/en15134852.
- [30] M. Čalasan, T. Konjić, K. Kecojević, and L. Nikitović, “Optimal allocation of static var compensators in electric power systems,” *Energies*, vol. 13, no. 12, 2020, doi: 10.3390/en13123219.
- [31] A. N. Pandian and A. Palanivelu, “Metaheuristic optimization based placement of SVCs with multiple objectives,” *J. Eng. Des. Technol.*, vol. 19, no. 6, pp. 1586–1600, Nov. 2021, doi: 10.1108/JEDT-08-2020-0349.
- [32] O. El Fadhel Loubeba Bekri, A. Chehri, T. Djamah, and M. K. Fellah, “SVC device optimal

- location for voltage stability enhancement based on a combined particle swarm optimization-continuation power flow technique,” *Telkomnika (Telecommunication Comput. Electron. Control.*, vol. 18, no. 4, pp. 2101–2111, 2020, doi: 10.12928/TELKOMNIKA.V18I4.13073.
- [33] S. U. Bagwan, I. M. Korachagaon, and A. M. Mulla, “Optimal Static Var Compensator Switching in Unbalanced Distribution System Based on Artificial Neural Network,” *Process Integr. Optim. Sustain.*, vol. 6, no. 2, pp. 383–394, Jun. 2022, doi: 10.1007/s41660-022-00220-y.
- [34] A. S. Siddiqui and Prashant, “Optimal Location and Sizing of Conglomerate DG- FACTS using an Artificial Neural Network and Heuristic Probability Distribution Methodology for Modern Power System Operations,” *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 7, no. 1, 2022, doi: 10.1186/s41601-022-00230-5.
- [35] H. A. Soodi and A. M. Vural, “STATCOM Estimation Using Back-Propagation, PSO, Shuffled Frog Leap Algorithm, and Genetic Algorithm Based Neural Networks,” *Comput. Intell. Neurosci.*, vol. 2018, 2018, doi: 10.1155/2018/6381610.
- [36] J. Vanishree and V. Ramesh, “Optimization of size and cost of Static VAR Compensator using Dragonfly algorithm for voltage profile improvement in power transmission systems,” *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 8, no. 1, pp. 56–66, 2018, doi: 10.20508/ijrer.v8i1.6933.g7281.
- [37] W. M. Villa-Acevedo, J. M. López-Lezama, D. G. Colomé, and J. Cepeda, “Long-term voltage stability monitoring of power system areas using a kernel extreme learning machine approach,” *Alexandria Eng. J.*, vol. 61, no. 2, pp. 1353–1367, 2022, doi: 10.1016/j.aej.2021.06.013.
- [38] K. P. Guddanti, A. Matavalam, and Y. Weng, “Local Measurement Based Robust Voltage Stability Index & Identification of Voltage Collapse Onset,” pp. 1–10, 2022, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2203.12857>
- [39] D. E. Echeverría, V. M. Flores, W. M. Villa, and J. C. Cepeda, “Identificación de Áreas de Control de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador utilizando Minería de Datos,” *Revista Técnica “Potencia,”* vol. 13, no. 1. 2017. doi: 10.37116/revistaenergia.v13.n1.2017.9.
- [40] N. F. A. Aziz *et al.*, “A new weak area identification method in power system based on voltage stability,” *J. Telecommun. Electron. Comput. Eng.*, vol. 9, no. 2–11, pp. 171–177, 2017.
- [41] W. M. Villa, J. L. Rueda, S. Torres, and W. H. Peralta, “Identification of voltage control areas in power systems with large scale wind power integration,” *Proc. 2012 6th IEEE/PES Transm. Distrib. Lat. Am. Conf. Expo. TD-LA 2012*, pp. 1–7, 2012, doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319092.
- [42] D. Rad *et al.*, “A Cognitive Systems Engineering Approach Using Unsupervised Fuzzy C-Means Technique, Exploratory Factor Analysis and Network Analysis—A Preliminary Statistical Investigation of the Bean Counter Profiling Scale Robustness,” *Int. J. Environ. Res. Public Health*, vol. 19, no. 19, 2022, doi: 10.3390/ijerph191912821.

## 6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 6: Matriz de estado del arte.

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN																													
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA												
					Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Mejora de la estabilidad de voltaje en el SEP	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP	Mejora de la cargabilidad del SEP
1	2012	Impact of transmission line overloads on network reliability and conductor ageing	Liu, Shuran Cruzat, Carlos Kopsidas, Konstantinos	12				☒			☒		☒	☒														☒	
2	2018	Dynamic Control and Performance of a Sen Transformer for Stabilizing an AC Transmission System and Improved Voltage Profile	Patel, Dhruva Chowdury, Anadita	7				☒		☒			☒	☒	☒								☒	☒					
3	2021	Probabilistic Voltage Stability Assessment Considering Load and Wind Uncertainties	Alzubaidi, Mohammad Hasan, Kazi N. Meegahapola, Lasantha Rahman, Mir Toufikur	1				☒		☒			☒	☒	☒								☒	☒					
4	2020	Optimal placement, sizing and coordination of FACTS devices in transmission network using whale optimization algorithm	Nadeem, Muhammad Imran, Kashif Khattak, Abraiz Ulasyar, Abasin Pal, Anamitra Zeb, Muhammad Zulqarnain Khan, Atif Naveed Padhee, Malhar	44	☒		☒	☒	☒	☒			☒	☒	☒	☒							☒	☒		☒			☒

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

ITEM	DATOS		CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA										
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		AUTORES	Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Mejora de la estabilidad de voltaje en el SEP	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP	Mejora de la cargabilidad del SEP	Parámetros óptimos de FACTS
5	2019	Numerical Examination of 132/11 KV Sub Station through SVC FACTS device for Voltage Enhancement	Aslam, Waseem XU, Yonghai Siddique, Abubakar Rehman, Abdul Azhar, Adnan Almani, Aftab Ahmed	2	☒			☒	☒			☒	☒	☒				☒					☒	☒		☒				
6	2020	Utilisation of FACTS Devices in the Nigerian Transmission Grid	Aslam, Waseem XU, Yonghai Siddique, Abubakar Rehman, Abdul Azhar, Adnan Almani, Aftab Ahmed	4	☒			☒	☒			☒	☒	☒				☒					☒	☒		☒				
7	2016	System parameters improvement of transmission line using Distributed Static Series Compensator (DSSC)	Raythaththa, Kevinkumar G Vyas, Bhargav Y	4				☒		☒		☒	☒	☒				☒										☒		
8	2019	Impact of FACTS Device on Zonal Protection Scheme in Modified Dorsey-Chicago Transmission System	Yatendra, Kuwar Tripathi, Pushkar Singh, Ram	4				☒	☒			☒	☒	☒				☒					☒	☒						



**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA										PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA								
					Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Mejora de la estabilidad de voltaje en el SEP	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP	Mejora de la cargabilidad del SEP
9	2020	Optimal placement and sizing of multi-type FACTS devices in power systems using metaheuristic optimisation techniques: An updated review	Yatendra, Kuwar Tripathi, Pushkar Singh, Ram	66	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
10	2022	Two-Stage Optimal Location Allocations of DPFC Considering Wind and Load Uncertainty	Zhu, Xuedong Dichen, Liu Wu, Jun	1	☒		☒		☒					☒	☒	☒				☒	☒				☒	☒			
11	2020	Optimal reactive power planning in power transmission system considering facts devices and implementing hybrid optimisation approach	Karmakar, Nihar Bhattacharyya, Biplab	13	☒				☒	☒				☒	☒	☒				☒					☒	☒		☒	
12	2020	Optimal placement and sizing of multi-type FACTS devices in power systems using metaheuristic optimisation techniques: An updated review	AL Ahmad, Ahmad Sirjani, Reza	66	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
13	2020	Traveling wave-based protection for SVC connected transmission lines using game theory	Khalili, Mehrdad Namdari, Farhad Rokrok, Esmael	16	☒			☒	☒					☒	☒	☒				☒					☒	☒		☒	
14	2022	Power system operation enhancement using a new hybrid methodology for optimal allocation of FACTS devices	Shehata, Ahmed A. Tolba, Mohamed A. El-Rifaie, Ali M. Korovkin, Nikolay V.	6	☒		☒		☒					☒	☒	☒				☒					☒	☒		☒	

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

ITEM	DATOS		CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA												
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		AUTORES	Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP	Mejora de la cargabilidad del SEP
15	2022	Optimal Power Flow Analysis Based on Hybrid Gradient-Based Optimizer with Moth-Flame Optimization Algorithm Considering Optimal Placement and Sizing of FACTS/Wind Power	Shehata, Ahmed A. Tolba, Mohamed A. El-Rifaie, Ali M. Korovkin, Nikolay V.	7	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒						☒	☒		☒			☒
16	2021	Optimal placement of FACTS devices and power-flow solutions for a power network system integrated with stochastic renewable energy resources using new metaheuristic optimization techniques	Nusaïr, Khaled Alasali, Feras Hayajneh, Ali Holderbaum, William	16	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒						☒	☒		☒			☒
17	2018	Enhancement of voltage profile by incorporation of SVC in power system networks by using optimal load flow method in MATLAB/Simulink environments	Singh, Bindeshwar Agrawal, Garima	51	☒		☒	☒			☒	☒	☒						☒			☒	☒		☒			
18	2019	Voltage Stability Enhancement Based on Optimal Allocation of Shunt Compensation Devices Using Lightning Attachment Procedure Optimization	Kamel, Salah Youssef, Heba	7	☒		☒	☒			☒	☒	☒			☒						☒	☒		☒			
19	2017	Optimal placement and sizing of distribution static compensator (D-STATCOM) in electric distribution networks: A review	Sirjani, Reza Rezaee Jordehi, Ahmad	118	☒		☒	☒			☒	☒	☒	☒					☒			☒	☒		☒			☒

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

ITEM	DATOS			CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA														
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES		Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Mejora de la estabilidad de voltaje en el SEP	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP	Mejora de la cargabilidad del SEP	Parámetros óptimos de FACTS	
20	2019	Optimal Power Flow Solution in Smart Grid Environment Using SVC and TCSC	Singh Rana, Ankur Bajaj, Mohit Gairola, Shrija	12	☒		☒	☒	☒			☒	☒	☒	☒		☒	☒					☒	☒		☒					
21	2021	Optimization Placement of SVC and TCSC in Power Transmission Network 150 kV SUMBAGUT using Artificial Bee Colony Algorithm	Siregar, Yulianta Agustina, Popy Naomi Pane, Zulkarnaen	3	☒		☒		☒			☒	☒	☒			☒						☒	☒		☒					
22	2021	A Novel Methodology for Optimal SVC Location Considering N-1 Contingencies and Reactive Power Flows Reconfiguration	Carión, Diego García, Edwin Jaramillo, Manuel González, Jorge W.	12	☒		☒	☒	☒			☒	☒	☒							☒		☒	☒		☒					
23	2018	Modeling of the behavior power flow on transmission lines based on voltage and current synchronopasors	Sanchez, Alex Carrion, Diego	22		☒		☒				☒	☒								☒				☒						
24	2019	Planeación óptima de flujos de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión basado en optimización no lineal entera mixta	Calupiña, John Jairo Paillacho	4	☒		☒		☒			☒	☒	☒			☒						☒	☒		☒					
25	2018	Optimal PMU location in electrical power systems under N-1 contingency	Carrion, Diego Gonzalez, Jorge W.	30		☒		☒				☒	☒								☒				☒						

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA										
					Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP
26	2021	Optimal Location of Static Var Compensator to Regulate Voltage in Power System	Zaidan, Majeed Rashid Toos, Saber Izadpanah	7	☒		☒	☒			☒	☒	☒		☒					☒	☒		☒				
27	2018	Optimization Placement of Static Var Compensator (SVC) on Electrical Transmission System 150 kV Based on Smart Computation	Hasbullah Mulyadi, Y. Febriana, Y. Abdullah, A. G.	1	☒		☒	☒			☒	☒	☒		☒					☒	☒		☒				
28	2020	Sizing and Sitting of Static VAR Compensator (SVC) Using Hybrid Optimization of Combined Cuckoo Search (CS) and Antlion Optimization (ALO) Algorithms	Merah, Hana Gacem, Abdelmalek Ben Attous, Djilani Lashab, Abderezak Jurado, Francisco Sameh, Mariam A	1	☒		☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒				☒	☒		☒		☒		
29	2020	Optimal allocation of static var compensators in electric power systems	Ćalasan, Martin Konjić, Tatjana Keckojević, Katarina Nikitović, Lazar	20	☒		☒	☒			☒	☒	☒		☒					☒	☒		☒				
30	2021	Metaheuristic optimization based placement of SVCs with multiple objectives	Ćalasan, Martin Konjić, Tatjana Keckojević, Katarina Nikitović, Lazar	1	☒		☒	☒	☒		☒	☒	☒		☒					☒	☒		☒		☒		

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

ITEM	DATOS			CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA													
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES		Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Mejora de la estabilidad de voltaje en el SEP	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP	Mejora de la cargabilidad del SEP	Parámetros óptimos de FACTS
31	2020	SVC device optimal location for voltage stability enhancement based on a combined particle swarm optimization-continuation power flow technique	El Fadhel Loubaba Bekri, Oum Chehri, Abdellah Djamah, Tounsia Fella, Mohamed Karim	0	☒		☒	☒				☒	☒	☒						☒			☒	☒		☒				
32	2022	Optimal Static Var Compensator Switching in Unbalanced Distribution System Based on Artificial Neural Network	Bagwan, Sameer Usman Korachagaon, Irranna M. Mulla, Anwar M.	0	☒		☒		☒			☒	☒	☒			☒						☒	☒		☒				
33	2022	Optimal Location and Sizing of Conglomerate DG- FACTS using an Artificial Neural Network and Heuristic Probability Distribution Methodology for Modern Power System Operations	Siddiqui, Anwar Shahzad Prashant	3	☒		☒	☒	☒			☒	☒	☒						☒			☒	☒		☒				
34	2018	STATCOM Estimation Using Back-Propagation, PSO, Shuffled Frog Leap Algorithm, and Genetic Algorithm Based Neural Networks	Soodi, Hamed Atyia Vural, Ahmet Mete	22		☒		☒				☒	☒								☒				☒					
35	2018	Optimization of size and cost of Static VAR Compensator using Dragonfly algorithm for voltage profile improvement in power transmission systems	Vanishree, J. Ramesh, V.	39	☒		☒		☒			☒	☒	☒			☒						☒	☒		☒				

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA							
					Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Mejora de la estabilidad de voltaje en el SEP	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP
36	2022	Long-term voltage stability monitoring of power system areas using a kernel extreme learning machine approach	Villa-Acevedo, Walter M. López-Lezama, Jesús M. Colomé, Delia G. Cepeda, Jaime	6		☒			☒					☒	☒													
37	2022	Local Measurement Based Robust Voltage Stability Index & Identification of Voltage Collapse Onset	Villa-Acevedo, Walter M. López-Lezama, Jesús M. Colomé, Delia G. Cepeda, Jaime	0	☒			☒		☒				☒	☒	☒				☒								
38	2017	Identificación de Áreas de Control de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador utilizando Minería de Datos	Echeverría, D.E. Flores, V.M. Villa, W.M. Cepeda, J.C.	1	☒			☒		☒				☒	☒	☒				☒								
39	2017	A new weak area identification method in power system based on voltage stability	Aziz, N. F.A. Rahmat, N. A. Muhammad-Sukki, F. Rahman, T. K.A. Yasin, Z. M. Wahab, N. A. Salim, N. A.	2		☒			☒					☒	☒					☒								

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA UTILIZANDO TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA									
					Localización ideal de dispositivos FACTS	Supervisión de variables del SEP	Dimensionamiento ideal de FACTS	Mejora de la estabilidad de voltaje en el SEP	Minimización de costes	Minimización de pérdidas	Maximización de la cargabilidad del sistema	Indicadores de estabilidad de tensión	Potencia reactiva	Potencia activa	Perfil de tensión	Cargabilidad de las líneas	Índice de estabilidad	Heurísticas	Metaheurísticas	Algoritmos genéticos	Enjambre de partículas	Programación MINLP	Análisis modal	Mejoramiento del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores	Creación de áreas de control en el SEP	Mejora de la cargabilidad del SEP	Parámetros óptimos de FACTS
40	2012	Identification of voltage control areas in power systems with large scale wind power integration	Villa, W. M. Rueda, J. L. Torres, S. Peralta, W. H.	20	✗			✗	✗	✗			✗	✗	✗	✗					✗	✗		✗						
41	2022	A Cognitive Systems Engineering Approach Using Unsupervised Fuzzy C-Means Technique, Exploratory Factor Analysis and Network Analysis—A Preliminary Statistical Investigation of the Bean Counter Profiling Scale Robustness	Rad, Dana Cuc, Lavinia Denisia Lile, Ramona Balas, Valentina E. Barna, Cornel Pantea, Mioara Florina Bătcă-Dumitru, Graziella Corina Szentesi, Silviu Gabriel Rad, Gavril	0	✗			✗		✗	✗	✗			✗						✗	✗		✗						
<b>CANTIDAD:</b>					31	5	5	33	20	34	2	5	41	41	34	11	0	21	14	1	1	9	0	34	34	5	31	0	7	5

## 6.2 Resumen de Indicadores

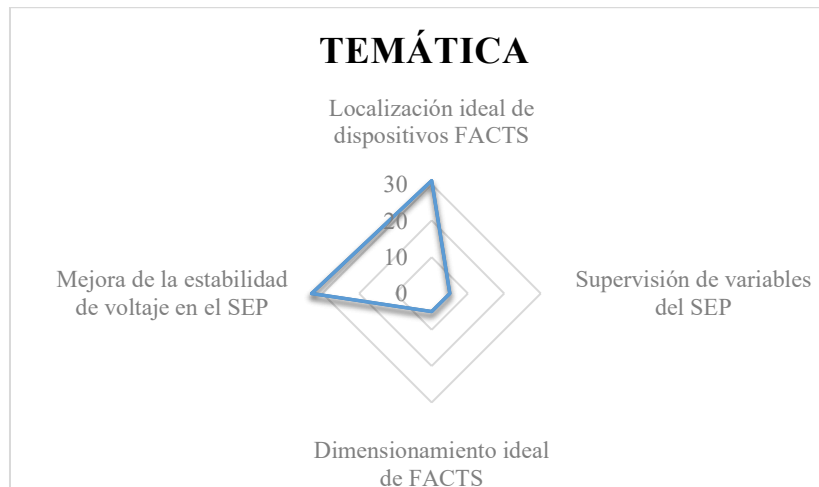


Figura 17. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

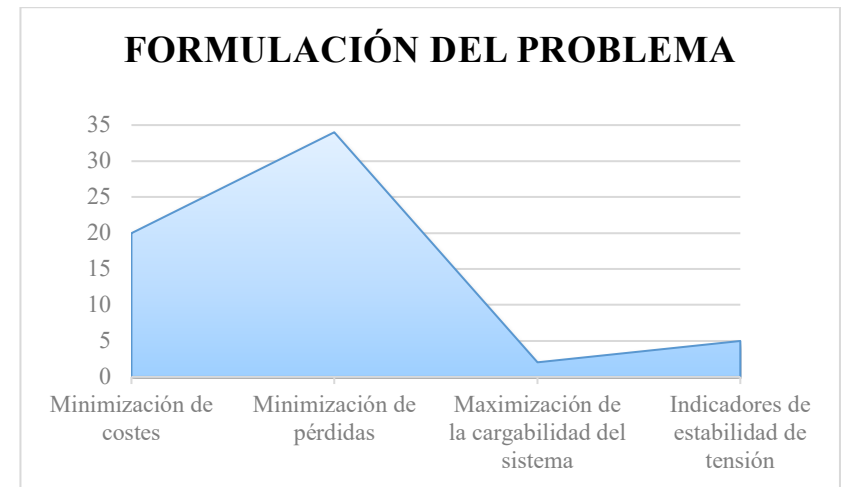


Figura 18. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

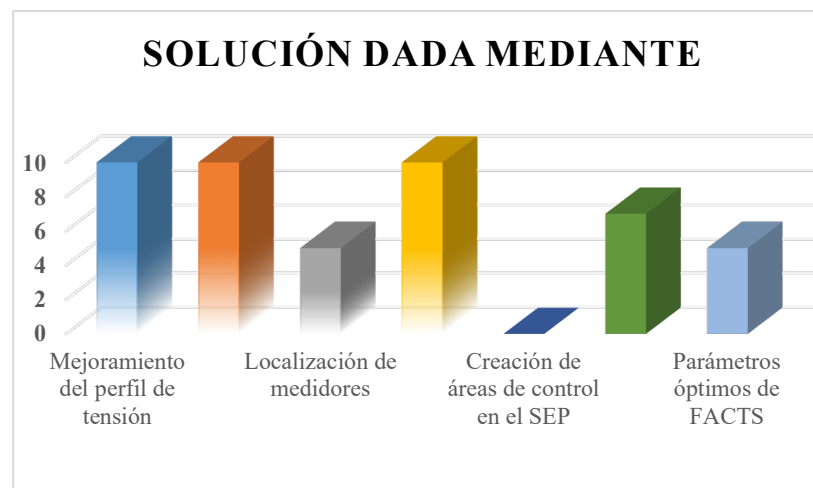


Figura 19. Indicador de solución - Estado del arte