

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE LÍNEA (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL INDICADOR
DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN LINEAL (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE
ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

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

AUTOR: CHRISTIAN PAÚL GARRIDO CASTILLO

DIRECTOR: ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ

Quito- Ecuador

2022

Christian Paúl Garrido Castillo

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE LÍNEA (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Christian Paúl Garrido Castillo (A'1991-M'08). Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa Hermano Miguel “La Salle” en la especialidad de Físico Matemático. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la ubicación óptima de dispositivos SVC considerando el indicador de estabilidad de tensión lineal (LVSI) para mejorar el margen de estabilidad de tensión en sistemas de transmisión. cgarrido@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez (Y'1981 – M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Es Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín y Magíster en Ingeniería de la misma Universidad. Es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana - Ecuador. aaguila@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
©2022 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Christian Paúl Garrido Castillo con documento de identificación número 1720521606 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, 26 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Christian Paúl Garrido Castillo
1720521606

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

Yo, Christian Paúl Garrido Castillo con documento de identificación número 1720521606 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 SVC considerando el indicador de estabilidad de tensión lineal (LVSI) para mejorar el margen de estabilidad de tensión en sistemas de transmisión”, 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, 26 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Christian Paúl Garrido Castillo
1720521606

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alexander Águila Téllez con documento de identificación número 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE LÍNEA (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSION EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN, realizado por Christian Paúl Garrido Castillo con documento de identificación número 1720521606, 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, 26 de septiembre del año 2022

Atentamente,



.....
Ing. Alexander Águila Téllez, PhD
1755983184

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Flujos óptimos de energía	5
2.1	Sistemas de transmisión flexible CA (FACTS)	7
2.2	Compensador estático de Var (SVC)	7
2.2.1	Disposición ideal de SVC	7
2.3	Zonas representativas en el SEP	7
2.3.1	Inspección de sensibilidad V-Q	8
2.3.2	Creación de ACV con difuso c-Means.....	9
2.4	Índice de estabilidad de voltaje línea	10
3	Formulación del problema.....	10
4	Análisis de resultados	13
4.1	Esquema de prueba – 14 nodos	13
4.2	Esquema de prueba – 30 nodos	16
5	Conclusiones.....	19
5.1	Trabajos futuros	21
6	Referencias.....	21
6.1	Matriz de Estado del Arte	26
6.2	Resumen de Indicadores	31

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Función de costes de SVC	7
Figura 2. Esquema de ensayo, 14 nodos IEEE.....	12
Figura 3. Esquema de ensayo, 30 nodos IEEE.....	12
Figura 4. ACVs en el esquema de 14 nodos IEEE.....	13
Figura 5. Funcionamiento de tensión en el esquema de 14 nodos IEEE.	13
Figura 6. Desempeño de tensión en el esquema de 14 nodos IEEE, SVC 3 y 6.....	14
Figura 7. Comportamiento angular del esquema de 14 nodos IEEE.	14
Figura 8. Comportamiento angular del esquema de 14 nodos IEEE, SVC 3 y 6.....	14
Figura 9. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 14 nodos IEEE.....	15
Figura 10. Comportamiento de potencia reactiva nodular del esquema de prueba IEEE 14 nodos, SVC 3 y 6.....	15
Figura 11. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 14 barras.	15
Figura 12. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 14 nodos IEEE, SVC 3 y 6	16
Figura 13. ACVs en el esquema de 14 nodos IEEE.....	16
Figura 14. Comportamiento de voltaje en el esquema de 30 nodos IEEE.	17
Figura 15. Comportamiento de voltaje en el esquema de 30 nodos IEEE, SVC 3 y 6	17
Figura 16. Comportamiento angular del esquema de 30 barras IEEE.	17
Figura 17. Comportamiento angular del esquema de 30 barras IEEE, SVC 3 y 6	17
Figura 18. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 30 barras IEEE.	18
Figura 19. Comportamiento de potencia reactiva nodular del esquema de 30 barras IEEE, SVC 3 y 6.....	18
Figura 20. Comportamiento de potencia reactiva nodular del esquema de 30 barras IEEE.	18
Figura 21. Comportamiento de potencia reactiva nodular del esquema de 30 barras IEEE, SVC 3 y 6	18
Figura 22. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	31
Figura 23. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	32
Figura 24. Indicador de solución - Estado del arte.....	32

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Escenarios de testeo propuesto.....	13
Tabla 2. ACVs resultantes del esquema de prueba de 14 nodos.....	13
Tabla 3. Comparación de perfil de tensión del esquema de 14 nodos GAMS-Power Factory ...	15
Tabla 4. ACVs resultantes del esquema de prueba de 30 nodos.....	16
Tabla 6. Comparación de resultados con estudios similares, esquema de 30 nodos.....	19
Tabla 5. Comparación de perfil de tensión del esquema de 30 nodos GAMS-Power Factory ...	19
Tabla 7. Matriz de estado del arte	26

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE LÍNEA (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Resumen

En este estudio se expone un procedimiento para el emplazamiento de compensadores SVC en el SEP mediante la técnica de clusterización difuso c-Means. Para lo cual, se empieza con la cuantificación del OPF para obtener el arreglo de sensibilidad del sistema en base al jacobiano del sistema. Luego se estiman las matrices de atenuaciones y de distancias eléctricas. Con lo cual, se emplea el algoritmo de clusterización difuso c-Means con el criterio de identificación de clústeres iniciales estimados. De esta forma, se obtienen las áreas de control de voltaje (ACV). Por otro lado, para la disposición ideal de los compensadores se emplea el criterio de minimización de los costes de instalación de los SVC junto con el índice de estabilidad de tensión lineal (LVSI). Lo cual, se aplica a cada ACV creada.

La técnica descrita se aplica al esquema de 14 y 30 nodos, para comprobar su efectividad. Asimismo, los resultados obtenidos se comparan con el software Power Factory y estudios similares. Por último, la técnica propuesta demuestra ser efectiva para la creación de ACV y la disposición óptima de equipos SVC.

Palabras Clave: Áreas de control de voltaje, algoritmo de clusterización difuso c-Means, SVC, índice de estabilidad de tensión lineal, controladores FACTS, perfil de tensión.

Abstract

This study presents a procedure for the placement of SVC compensators in the SEP using the fuzzy c-Means clustering technique. For which, we start with the quantification of the OPF to obtain the sensitivity array of the system based on the Jacobian of the system. Then, the attenuation and electrical distance matrices are estimated. With which, the fuzzy c-Means clustering algorithm is used with the initial estimated cluster identification criterion. In this way, the voltage control areas (VCA) are obtained. On the other hand, for the ideal arrangement of the compensators, the criterion of minimization of the installation costs of the SVCs together with the linear voltage stability index (LVSI) is used. Which is applied to each SVC created.

The described technique is applied to the 14-node and 30-node scheme to check its effectiveness. Also, the results obtained are compared with the Power Factory software and similar studies. Finally, the proposed technique proves to be effective for the creation of LCAs and the optimal arrangement of SVC equipment.

Keywords: Voltage control areas, Fuzzy c-Means clustering algorithm, SVC, linear voltage stability indicator, FACTS controllers, voltage profiling.

1 Introducción

La potencia reactiva (RP) es el elemento irreal de la potencia compleja que se almacena, en forma de campos magnéticos y eléctricos, por inductores y condensadores [1]. La RP es necesaria para la transferencia de energía útil en un sistema de corriente alterna (CA), puesto que, esta permite mantener la estabilidad de voltaje del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Aunque esto es un aspecto trascendental en el flujo de energía, se considera una obstrucción importante para obtener una energía de calidad y un voltaje constante [2]. Existen varias fuentes de energía reactiva, las cuales son: cargas inductivas, picos de carga, robo de energía o conexión de varias unidades de generación de distribución a la red. Por lo tanto, durante las operaciones regulares, el voltaje en varias barras a través del sistema aumenta o disminuye durante las operaciones diarias. El voltaje en el extremo receptor depende de la potencia reactiva dentro del sistema. Por lo tanto, se requiere un control de voltaje adecuado y una compensación de potencia reactiva para regular el voltaje del sistema y reducir las pérdidas de potencia activa [3]–[12].

El control de la potencia reactiva conduce a una mejora en el rendimiento de los sistemas de alimentación de CA. La compensación tiene dos aspectos importantes, compensación de carga y el soporte de voltaje. En este sentido, la compensación de carga soluciona varios aspectos como el factor de potencia, equilibrio de la potencia real, regulación de voltaje y elimina armónicos del sistema. Por otra parte, el soporte de voltaje reduce la variación de tensión en cualquier extremo de la línea de transmisión [13]. Es así como, la compensación de potencia reactiva (VAR) potencia la estabilidad del sistema de CA,

debido a que se incrementa el nivel máximo de potencia activa que se puede transferir.

En contraste, los controladores FACTS brindan una excelente capacidad para regular el suministro de corriente alterna (CA), puesto que aumenta o disminuye el flujo de energía en una línea determinada y reacciona a los problemas de estabilidad casi instantáneamente [14]. Un sistema flexible de transmisión de corriente alterna (FACTS) es un dispositivo estático que se utiliza para transmitir corriente alterna. El dispositivo permite aumentar la potencia máxima de transmisión y mejorar la capacidad de gestión de energía. Los dispositivos FACTS están basados en electrónica de potencia y son de dos tipos, serie y paralelo [15].

Para satisfacer los problemas del sistema de energía referente a la estabilidad de voltaje, los dispositivos FACTS se puede instalar en diferentes puntos del SEP [16]. Un dispositivo FACTS se puede ubicar en cualquier barra o línea del sistema, sin embargo, su rendimiento varía en función de ubicación [17]. Es así como, para maximizar el rendimiento general del sistema y garantizar una inversión adecuada de los dispositivos FACTS, es necesario precisar la posición y tamaño óptimo de estos dispositivos, con lo cual, se proporciona un control efectivo de las variables de interés [18].

La selección de la ubicación óptima, así como, el tamaño se basa en la viabilidad económica, la seguridad, la confiabilidad, la perspectiva de disponibilidad y la calidad del suministro. En este sentido, varios autores han propuesto estudios que ayudan a optimizar el problema de colocación de dispositivos FACTS [19].

Para optimizar la colocación de tres unidades FACTS (SVC, TCSC y TCPS), en [20] se propone un método metaheurístico de llama de polilla (GBO-MFO). Además, se consideran funciones objetivos adicionales

para minimizar los costos de producción y reducir las pérdidas de energía, así como disminuir costos y pérdidas en caso de demanda incierta [21], [22]. En este sentido, se utilizan algoritmos de optimización de gradiente híbrido (GBO) y GBO-MFO para la optimización. El sistema de prueba utilizado para verificar la efectividad de este método es el modelo IEEE de 30 barras.

En [23] se presenta una técnica de optimización metaheurística, para una red eléctrica integrada con recursos estocásticos de energía renovable y dispositivos FACTS. En este sentido, los perfiles de recursos de energía renovable (fotovoltaica y eólica) se generan en base al modelo de predicción de probabilidad estocástica. Asimismo, las nuevas técnicas de optimización metaheurística que se proponen en el estudio son: algoritmo de depredadores marinos (MPA), busques de medusas (JS), algoritmo de moho de limo (SMA) y Optimización basada en ecosistemas (AEO). Estas técnicas se comparan con un método de optimización metaheurística común como la Optimización de Enjambre de Partículas (PSO), para resolver diferentes problemas de Flujos Óptimos de Potencia (OPF) y bajo diferentes escenarios de operación de energía. Las funciones objetivo que se emplean en el estudio son para reducir el costo de generación, las pérdidas de energía y la desviación de voltaje en la red de energía. Además, el sistema propuesto se emplea en el modelo de prueba IEEE de 30 barras.

En [24] se describe una metodología para mejorar el perfil de voltaje mediante la localización ideal de equipos SVC. En consecuencia, se modela matemáticamente el dispositivo SVC en el problema de flujo de carga de Newton-Raphson. De tal forma que, se cuantifican los perfiles de tensión y flujos por las líneas, para determinar las pérdidas de potencia previo y posterior a la localización ideal de equipos SVC. La efectividad del

sistema se comprueba en el sistema IEEE de 9 y 30 barras.

La asignación óptima de SVC y STATCOM sobre el SEP se realiza en [25]. Para lo cual, se determina el algoritmo de Optimización del Procedimiento de Conexión a Rayos (LAPO). En este algoritmo, los buses candidatos, que se consideran los buses más adecuados para conectarse con los dispositivos de compensación, se determinan en función de los índices de Sensibilidad de Pérdida (LSI). Este paso es necesario para reducir el espacio de búsqueda y el tiempo de cálculo. Luego, se aplica LAPO para calcular el mejor tamaño y determinar el tipo apropiado de dispositivos de compensación en derivación el SEP. Los resultados se contrastan con técnicas modernas de optimización como la Optimización Basada en el Aprendizaje de Enseñanza (TLBO), el Algoritmo Genético (GA) y la optimización PSO, para confirmar la aplicabilidad de la técnica propuesta. Además, los modelos de ensayo son: los sistemas de 14 y 30 nodos.

En [26] se realiza una revisión exhaustiva sobre la localización y la dimensión óptima del Compensador estático de distribución (DSTATCOM). Para lo cual, el estudio emplea varios enfoques, como métodos analíticos, redes neuronales artificiales (ANN) y metaheurísticos, con una combinación de enfoques de sensibilidad, como el índice de estabilidad de tensión y el índice de pérdida de potencia, para seleccionar la asignación y el tamaño óptimo del DSTACOM.

En [27], se presenta una revisión para múltiples tipos de dispositivos FACTS, los cuales, se centran en varios enfoques de optimización metaheurística para una ubicación y un tamaño óptimos.

La estabilidad de tensión se define como la habilidad del sistema para preservar el voltaje nominal en todos los nodos cerca de la condición normal de operación, después de

que ocurra la falla [28]. La inestabilidad de la tensión se produce, en el sistema, debido a una fuente de alimentación reactiva insuficiente o a una absorción de potencia reactiva innecesaria, que conduce al colapso de la tensión, especialmente cuando el sistema está muy cargado. En este punto, el sistema no puede retener la programación de generación y red, por lo tanto, un adecuado soporte de potencia reactiva es primordial para conservar la estabilidad de voltaje del sistema.

Los índices de estabilidad de tensión (VSI) se definen como indicadores para detectar los puntos de colapso de tensión en un SEP. Los VSI son capaces de identificar líneas y buses débiles en la red, tanto en modo fuera de línea como en línea, a través de unidades de medición de fasor o análisis estático, las cuales brindan información sobre la estabilidad de la línea conectada entre dos nodos en diversas condiciones de carga. Estos sirven para determinar la ubicación y el tamaño óptimo de los dispositivos FACTS. Asimismo, los VSI sirven como un indicador en tiempo real para determinar la inestabilidad relacionada con el voltaje a través del mecanismo de medición en área amplia de la unidad de medición fasorial (PMU-WAMS) [29]. La evaluación de estabilidad de tensión para SEP dado involucra dos elementos; la proximidad que indica la cercanía a la inestabilidad de voltaje y el instrumento que contribuyó a la inestabilidad de voltaje. Además, los factores clave que contribuyen a la inestabilidad son las zonas débiles de voltaje y los sectores involucrados [30]. La proximidad brinda un indicador para la fiabilidad del voltaje, en tanto el mecanismo produce documentación valiosa sobre cómo prevenir la inestabilidad de voltaje para nuevas adaptaciones del sistema o planteamientos operativos.

Los estudios de estabilidad de voltaje se pueden analizar utilizando diferentes

enfoques, ya sea un enfoque estático o dinámico [31]. Aunque la estabilidad de voltaje es un fenómeno dinámico, en los estudios se pueden realizar utilizando simulaciones de estabilidad transitoria o de mediano plazo extendidas. No obstante, estas actividades no brindan documentación de susceptibilidad o nivel de estabilidad además requieren mucho tiempo, puesto que necesitan ser probados bajo diferentes condiciones del sistema en múltiples escenarios de contingencia, lo cual se puede llevar a cabo utilizando el análisis de estado estacionario [32]. Los enfoques de estabilidad de voltaje estático se basan en el modelo de análisis de estado estacionario que se basa en la ecuación de flujo de potencia o el modelo dinámico linealizado descrito por el estado estacionario.

La clasificación de los procedimientos de análisis de estabilidad de tensión estático se basa en la idea principal de la formulación de VSI; máxima potencia transferible a través de una sola línea, existencia de soluciones para la ecuación de tensión, curva PV, teoría de la estabilidad de Lyapunov, matriz jacobiana y teorema de máxima transferencia de potencia [33].

En [34], la clasificación de VSI se basa en variables de sistema, matriz jacobiana y PMU (observabilidad y medición local). Sin embargo, es preferible clasificar las VSI en función de su tipo; VSI de línea, VSI de nodo y VSI generales [35].

En este estudio se propone abordar el problema de la estabilidad de tensión por medio de la colocación idónea de equipos SVC, considerando el índice LVSI. Para lo cual, se calcula un OPF para obtener los flujos de energía por las líneas, para luego, dividir el SEP en múltiples subsistemas. Para dividir el SEP, se analiza la matriz jacobiana del sistema, de la cual, se obtiene la matriz de sensibilidad y la tabla de distancias eléctricas. Esta última representa el grado de

acoplamiento entre las barras del sistema y se utiliza para crear múltiples grupos, donde, los nodos fuertemente acoplados se agrupan de acuerdo con la conexión física del sistema. En este sentido, la técnica que se utiliza para el agrupamiento es el algoritmo de clusterización difuso c-Means.

Luego, se cuantifica el índice de estabilidad LVSI en cada grupo y se formula la función de optimización basado en el costo de implementación del SVC, para obtener la mejor posición del equipo en cada grupo.

Por lo tanto, el estudio se organiza de la siguiente manera:

El Capítulo 2 presenta la naturaleza del área de regulación de voltaje, el indicador de estabilidad de voltaje lineal y la disposición de los equipos FACTS en la red de transmisión. La sección 3 describe el problema. En el capítulo 4 se analizan todos los resultados obtenidos en el estudio. Finalmente, el Capítulo 5 presenta las conclusiones de este trabajo.

2 Flujos óptimos de energía

El objetivo del flujo óptimo de potencia (OPF) es averiguar los despachos de salida de energía activa y reactiva para cada unidad de generación, en un sistema donde se necesita suministrar energía a todas las cargas con un costo mínimo, al mismo tiempo que se respeta las restricciones técnicas de la red [36].

Por lo anterior se deduce que las magnitudes de voltaje de toda la red deben situarse en niveles de operación aceptables, además, se deben respetar los límites de capacidad de las líneas de transmisión.

En el OPF el despacho de energía activa y reactiva se decide con la finalidad de reducir la tarifa de energía, no obstante, es posible considerar objetivos diferentes, por ejemplo, la reducción al mínimo de pérdidas de potencia activa por la red. Una de las

limitantes clave que se debe considerar en el OPF es el balance de energía activa y reactiva (Ecuación 1) nodal en el sistema [37].

$$\sum_{g \in \Omega_i} P_g - \sum_{d \in \Delta_i} L_d^P = \sum_{k \in \Lambda_i} P_{ik}(\cdot) \quad (1)$$

La potencia activa de salida de la unidad de generación g se denomina P_g , mientras que, el conjunto de unidades ubicadas en cada nodo i se representa con Ω_i . La potencia activa de la carga d se denota con L_d^P , el grupo de demandas ubicadas en la barra i se representa como Δ_i , además, $P_{ik}(\cdot)$ se relaciona con la potencia activa que se transmite desde el nodo i hasta el k mediante la línea de transmisión ik . Por último, Λ_i se refiere al conjunto de nodos que se conectar de forma directa al nodo i por medio de una línea de transmisión. Otro aspecto importante es el balance de potencia reactiva (Ecuación 2) en cada nodo de la red.

$$\sum_{g \in \Omega_i} q_g - \sum_{d \in \Delta_i} L_d^Q = \sum_{k \in \Lambda_i} q_{ik}(\cdot) \quad (2)$$

La potencia reactiva en la salida de la generación g se denota como q_g , mientras que, L_d^Q se refiere a la potencia reactiva en la carga d , asimismo, $q_{ik}(\cdot)$ corresponde a la potencia reactiva transmitida desde el nodo i hasta el k mediante la línea de transmisión ik . Por otra parte, en el OPF es necesario hallar la potencia activa que fluye entre los nodos $i - k$ (Ecuación 3) mediante la línea de transmisión ik .

$$\begin{aligned} p_{ik}(\cdot) = & v_i^2 Y_{L_{ik}} \cos(\theta_{L_{ik}}) \\ & - v_i v_k Y_{L_{ik}} \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{L_{ik}}) \\ & + \frac{1}{2} v_i^2 Y_{S_{ik}} \cos(\theta_{S_{ik}}) \end{aligned} \quad (3)$$

Las magnitudes de voltaje en los nodos i y k se denotan como v_i y v_k , mientras que, Y_{Lik} y Y_{Sik} se refieren a la admitancia paralelo y serie de la línea de transmisión ik respectivamente. Del mismo modo, se debe calcular la potencia reactiva q_{ik} que fluye por los $i - k$ (Ecuación 4).

$$\begin{aligned} q_{ik}(\cdot) = & -v_i^2 Y_{Lik} \sin(\theta_{Lik}) \\ & -v_i v_k Y_{Lik} \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{Lik}) \\ & -\frac{1}{2} v_i^2 Y_{Sik} \cos(\theta_{Sik}) \end{aligned} \quad (4)$$

Ahora es necesario considerar que cualquier unidad generadora g , con la capacidad de producir potencia activa, debe respetar un límite inferior y superior (Ecuación 5).

$$P_g^{min} \leq P_g \leq P_g^{max} \quad (5)$$

El límite mínimo de generación de potencia activa se denota como P_g^{min} , mientras que la máxima se representa con P_g^{max} .

De forma similar, cualquier unidad generadora g , que este en línea, puede producir potencia reactiva respetando un límite inferior y superior (Ecuación 6).

$$Q_g^{min} \leq q_g \leq Q_g^{max} \quad (6)$$

El límite mínimo de generación de potencia reactiva se denota como Q_g^{min} , mientras que la máxima se representa con Q_g^{max} .

También es necesario el cálculo de la potencia aparente (Ecuación 7) que fluye desde el nodo i hasta el k por medio de la línea de transmisión ik .

$$S_{ik}(\cdot) = +\sqrt{p_{ik}(\cdot)^2 + q_{ik}(\cdot)^2} \quad (7)$$

Del mismo modo, se debe considerar el límite de potencia aparente (Ecuación 8) que se transmite por las líneas de transferencia de energía. Este límite se relaciona con la capacidad térmica de los conductores de la línea.

$$+\sqrt{p_{ik}(\cdot)^2 + q_{ik}(\cdot)^2} \leq S_{ik}^{max} \quad (8)$$

El límite de la potencia aparente que circula por medio de las líneas de transferencia se denota como S_{ik}^{max} . En otro sentido es necesario considerar el límite superior (V_i^{min}) e inferior (V_i^{max}) de las magnitudes de voltaje v_i (Ecuación 9).

$$V_i^{min} \leq v_i \leq V_i^{max} \quad (6)$$

Dentro de este contexto, se establece el límite para los ángulos de voltaje (Ecuación 7), así como del nodo de referencia (Ecuación 8).

$$-\pi \leq \delta_i \leq \pi \quad (7)$$

$$\delta_i = 0 \quad (8)$$

Por último, la función objetivo (Ecuación 9) permite hallar la producción de energía activa y reactiva de cada unidad de generación mientras se satisface las restricciones antes descritas.

$$\sum_g C_g * p_g \quad (9)$$

El costo marginal de producción para cada unidad de generación de potencia activa se denota como C_g .

2.1 Sistemas de transmisión flexible CA (FACTS)

Los FACTS son dispositivos que incluyen electrónica de potencia y controladores estáticos, diseñados para aumentar el rendimiento y mejorar el control del SEP.

La tecnología central de los FACTS son los semiconductores de potencia, debido a, que estos permiten una respuesta rápida a comparación de los sistemas conmutados de forma electromecánica. Por otro lado, los FACTS pueden modular la inyección de potencia reactiva, que sirve para la estabilización del SEP posterior a una perturbación significativa, también, algunos controladores pueden inyectar potencia activa para amortiguar el sistema.

En consecuencia, los FACTS son de utilidad para solventar problemas relacionados con los límites de estabilidad dinámica o transitoria del SEP, del mismo modo, se emplea si un sistema de control de potencia mecánica o un sistema de control de flujo de potencia activo tiene un ciclo de trabajo limitado.

2.2 Compensador estático de Var (SVC)

Se trata de un generador de potencia reactiva estático conectado en derivación a la carga, donde, la salida se ajusta para intercambiar corriente de naturaleza capacitiva o, por el contrario, inductiva para preservar o manejar una variable específica del SEP. Por lo general, la variable de control del SEP es la tensión del nodo terminal [38]. Los SVC tienen dos configuraciones populares. La primera consiste en un condensador fijo (FC) y un reactor controlado por tiristores (TCR), mientras que, la segunda consta de un Condensador conmutado por tiristores (TSC) y un TCR. En el límite de la susceptancia mínima o máxima, el SVC se comporta como un condensador fijo o un inductor. Además, la designación del tamaño adecuado es una de

las cuestiones importantes en la aplicación de los SVC, en relación con la mejora de estabilidad de tensión [39].

2.2.1 Disposición ideal de SVC

La posición idónea de este tipo de dispositivos se relaciona con el costo de instalación. Es decir que, el instalar equipos SVC en todos los nodos del SEP implica costos muy elevados. Por consiguiente, es necesario hallar el lugar óptimo dentro del SEP. Para lo cual, la estimación del costo de instalación en función de la potencia reactiva es necesario (Ecuación 10) [40].

$$C_{SVC} = 0.0003Q_k^2 - 0.3051Q_k + 127.38 \quad (10)$$

Para lo cual, Q_k pertenece a la capacidad de potencia reactiva del SVC instalado, donde, su unidad de medida son los Mvar. Del mismo modo, el costo de instalación de un equipo SVC con baja capacidad implica un costo elevado, en cambio, una unidad de alta capacidad pertenece a costo bajos (Figura 1).

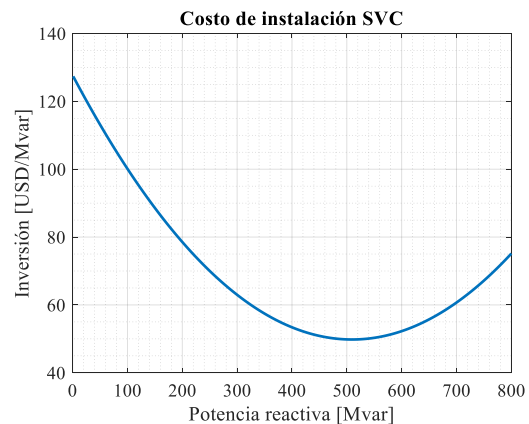


Figura 1. Función de costes de SVC

2.3 Zonas representativas en el SEP

El enfoque técnico se basa en el método de la curva PV combinado con el análisis modal. Para lo cual, se define un espacio de funcionamiento del sistema basado en una amplia gama de condiciones de carga,

condiciones de despacho y transacciones definidas. Luego, se establece un amplio conjunto de contingencias que abarca la gama de amenazas creíbles. En consecuencia, utilizando las curvas PV, el sistema es empujado a través de cada condición, bajo todas las contingencias hasta que se encuentra el punto de inestabilidad de tensión [41].

De este modo, se identifica el Área de control de voltaje (ACV) para cada caso utilizando el análisis modal. En este sentido, en el punto de inestabilidad, mediante la curva PV, se realiza un análisis modal para determinar el modo crítico, que se define por un conjunto de factores de participación del nodo correspondiente al valor propio [42].

Los resultados del análisis modal se recopilan en un banco de datos para su análisis mediante métodos de minería de información, con el fin de identificar las ACV del SEP.

Al mismo tiempo, existen requisitos de reserva reactiva para seleccionar los ACV. Lo cual, hace referencia a la relación entre el concepto de sensibilidad V-Q y el análisis modal. Esto es de utilidad para determinar la zona propensa a la inestabilidad de tensión. Por lo que, las restricciones de la red se expresan en el siguiente modelo linealizado (Ecuación 11) en torno al punto de funcionamiento dado [43].

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Para este fin, ΔP se refiere al cambio incremental en la potencia real del nodo. ΔQ es la variación gradual de la potencia reactiva del bus. $\Delta\theta$ corresponde a la transición gradual en el ángulo de tensión. ΔV pertenece a la transición progresiva de del nivel de tensión. $J_{P\theta}$, J_{PV} , $J_{Q\theta}$, J_{QV} son sub matrices jacobianas.

Los componentes del arreglo jacobiano proporcionan la sensibilidad entre el flujo de

energía con los cambios de voltaje del nodo. Si bien tanto P como Q afectan a la estabilidad de tensión, en cierta medida, el interés principal es la relación dominante entre Q y V. Por lo tanto, en cada punto de funcionamiento, se debe mantener P continuo y evaluar la estabilidad de tensión, tomando en cuenta la relación gradual entre Q y V.

Sobre la base de la consideración anterior, la relación incremental entre Q y V se expresa mediante la Ecuación 12, considerando que ΔP es igual a 0 [44].

$$\Delta Q = J_R + \Delta V \quad (12)$$

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \quad (13)$$

$$\Delta V = J_R^{-1} * \Delta Q \quad (14)$$

$$J_R^{-1} = \left[\frac{\partial V}{\partial Q} \right] \quad (15)$$

Para este fin, J_R es las sub matriz jacobiana Q-V reducida. Del mismo modo, J_R^{-1} es el arreglo de sensibilidad V-Q. Asimismo, el iésimo elemento diagonal de la matriz J_R^{-1} es la sensibilidad V-Q en el bus i, que supone la pendiente de la curva V-Q en un punto de funcionamiento específico. En este contexto, una sensibilidad V-Q positiva precisa un funcionamiento invariable, es decir que, cuanto menor sea la sensibilidad, más estable será el sistema. Esto se debe a que, la sensibilidad se vuelve infinita en el límite de estabilidad. Además, J_R^{-1} es una matriz completa cuyos elementos exponen la expansión de la diferencia de tensión a través del sistema tras un aporte de potencia reactiva en la barra [45].

2.3.1 Inspección de sensibilidad V-Q

La sensibilidad V-Q proporciona información sobre los efectos combinados de todos los

modos de fluctuación de la potencia reactiva en relación con la tensión. La relación entre las sensibilidades V-Q de los buses y los valores propios se puede derivar de la Ecuación 15. Es así como, utilizando las variables y arreglos bidimensionales propios de la Jacobiana reducida J_R se obtiene la Expresión 16 [46].

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (16)$$

Para lo cual, $\xi = [\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_N]$ es la matriz del vector propio derecho de J_R . $\eta = [\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_N]$ es el arreglo del vector propio izquierdo de J_R , y Λ es la matriz de valores propios.

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (17)$$

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta * \Delta Q \quad (18)$$

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} * \Delta Q \quad (19)$$

Para este fin, λ_i es el i ésimo valor propio de J_R . ξ_i y η_i son sus correspondientes vectores propios derecho e izquierdo. Las sensibilidades V-Q del bus pueden derivarse de la Ecuación 19. Para lo cual, $\Delta Q = e_k$, donde, e_k tiene todos los elementos cero excepto el factor k , que es igual a 1. Así es como, la sensibilidad V-Q en el bus k viene dada por la Ecuación 20.

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ki}}{\lambda_{ki}} \quad (20)$$

En este caso, ξ_{ki} y η_{ki} son los elementos k de los vectores propios derecho e izquierdo, que corresponden al valor propio λ_i .

Las sensibilidades V-Q proporcionan información sobre los efectos combinados de todos los modos en la variación de la potencia

reactiva de la tensión. Las magnitudes de las variables específica pueden proporcionar una dimensión relativa cercana a la inestabilidad de tensión. Por tanto, cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilización de voltaje, el análisis modal ayuda a determinar la región crítica de estabilización de voltaje y los buses que participan en cada barra.

La participación relativa del bus k en el modo i viene dada por el factor de participación del bus (Ecuación 21) [46].

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ki} \quad (21)$$

2.3.2 Creación de ACV con difuso c-Means

El método de clusterización particional más popular y conocido es el algoritmo de difuso c-Means. El cual, es de gran interés debido a su rápida convergencia. En consecuencia, para identificar los ACV, se adopta la estrategia de agrupación difuso c-Means después de realizar la revisión del flujo de potencia, y la consecuente estimación del arreglo de sensibilidad de sensibilidad $\frac{\partial V_k}{\partial Q_k}$.

La técnica difuso c-Means se basa en la distancia euclidiana adicionando un vector de pertenencia, misma, que se define como distancia entre dos puntos que se cuantificaría con una regla. Por tanto, en un espacio de dimensión N , la distancia euclidiana entre dos puntos P y Q se representa con la Ecuación 22.

$$\|P - Q\| = \sqrt{(p_1 - q_1)^2 + (p_2 - q_2)^2 + \dots + (p_n - q_n)^2} \quad (22)$$

Para esto, $p_i - q_i$ es la coordenada de $p - q$ en la dimensión i . En este aspecto, difuso c-Means utiliza el concepto de distancia euclidiana para medir la similitud o disimilitud entre cada punto del arreglo de datos y el centro de los clústeres. De esta

forma, se determina a qué clúster corresponde el mejor punto. En contraste, la técnica intenta separar los puntos de datos en un número adecuado de clústeres, de forma que, la suma de las distancias euclidianas, de todos los puntos del arreglo de datos, al centro de su propio clúster se minimice [47].

2.4 Índice de estabilidad de voltaje línea

Este indicador se utiliza para evaluar la seguridad de la tensión, basándose un modelo reducido del sistema. Por consiguiente, con el LVSI es muy fácil estimar lo lejos o cerca que está el estado de funcionamiento actual del sistema del colapso de la tensión, porque, este aumenta linealmente con el aumento de la carga. De manera que, el colapso de la tensión se producirá cuando el LVSI se acerque a la unidad. Además, este se cuantifica por medio de la Ecuación 23 [48].

$$LVSI = \frac{d_p + d_q}{d_0} \quad (23)$$

3 Formulación del problema

Durante la operación e interrupción de algunas líneas o equipos críticos, el SEP puede volverse inseguro y vulnerable al colapso e inestabilidad de tensión. Esto se debe a la falta de apoyo de potencia reactiva y a la sobrecarga de la red. Además, los generadores tienen una capacidad de potencia reactiva limitada, la cual, no se puede utilizar de forma eficaz ya que la generación se ubica lejos la carga. Otro aspecto importante es que, estos generadores en ocasiones deben reducir su potencia real, con el fin de atender la exigencia de energía reactiva del sistema, lo que supone una pérdida de oportunidades en el mercado eléctrico. Del mismo modo, un escenario de baja tensión implica una reducción de la carga. Por lo tanto, se

necesitan compensadores de potencia reactiva en el régimen de transmisión para conservar el perfil de tensión y, así, mejorar el estado estable y el rendimiento dinámico del SEP.

Por esta razón, se propone un proceso de clusterización de nodos coherentes no superpuestos. Donde, estos clústeres se refieren a los conjuntos de dichos nodos que forman ACV únicamente si, en términos eléctricos, están bastante desvinculados de sus zonas cercanas.

Algoritmo 1. Procedimiento para la conformación de ACV

- Paso 1 Introducir parámetros de OPF
Paso 2 Determinar OPF
Paso 3 Cuantificar arreglo jacobiano

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix}$$

- Paso 4 Extraer la matriz J_{QV}

$$J_{QV} = \frac{\partial V}{\partial Q}$$

- Paso 5 Invertir arreglo J_{QV}

$$\Delta Q = J_R + \Delta V$$

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}]$$

$$\Delta V = J_R^{-1} * \Delta Q$$

$$J_R^{-1} = \left[\frac{\partial V}{\partial Q} \right]$$

- Paso 6 Obtener el conjunto de sensibilidad $\frac{\partial V_k}{\partial Q_k}$

$$J_R = \xi \Lambda \eta$$

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta * \Delta Q$$

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} * \Delta Q$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ki}}{\lambda_{ki}} = a$$

Paso 7 Estimar el arreglo de atenuaciones α_{ij}

$$\alpha_{ij} = \frac{a_{ij}}{a_{jj}}$$

Paso 8 Recabar la matriz de distancia eléctricas D_{ij}

$$D_{ij} = -\log(\alpha_{ij}, \alpha_{ji})$$

Paso 9 Normalizar las distancias eléctricas D_{ij}

$$D_{ij} = \frac{D_{ji}}{\max(D_{i1}, \dots, D_{iN})}$$

En este caso, cada ACV está formado por aquellos nodos que tienen una conexión o dependencia eléctrica importante entre sí.

Por consiguiente, el esquema de tensión de un nodo en cualquier ACV se maneja de modo eficaz mediante los soportes de potencia reactiva ubicados dentro de este, asimismo, los controles dentro del área son muy poco influenciados por otras áreas. Por tanto, el algoritmo 1 se emplea para obtener las distancias eléctricas normalizadas, las cuales, son de utilidad para aplicar el proceso subsecuente de clusterización (Algoritmo 2).

Algoritmo 2. Identificación de ACVs

Paso 1 Introducir distancias eléctricas D_{ij} provenientes del algoritmo 1

Paso 2 Elegir k centros de clústeres iniciales de forma arbitraria.

$$Z_1(1), Z_2(1), \dots, Z_k(1)$$

Paso 3 Distribuir las muestras $\{X\}$ entre los dominios k

Hacer para todo r hasta k

Si $\|x - Z_j(r)\| < \|x - Z_i(r)\|$

$$x \in S_j(r)$$

Paso 4 Calcular los nuevos centros de clúster $Z_j(r + 1)$

Hacer para todo j hasta k

$$Z_j(k + 1) = \frac{1}{N} \sum_{x \in S_j(k)} X$$

Paso 5 Verificar convergencia

Hacer para toda j hasta k

Si $Z_j(r + 1) = Z_j(r)$

Algoritmo converge

Imprimir ACV

Caso contrario

Regresar al paso 2

Los algoritmos 1 y 2 son consecuentes para obtener los ACV sobre un SEP. Es decir que, se generan varios clústeres, débilmente acoplados, dentro del mismo sistema. Los cuales, deben ser compensados por separado, para lo cual, se formula un sistema de optimización en base al precio de implantación de los equipos SVC.

Algoritmo 3. Cálculo de índice LVSI

Paso 1 Cómputo de OPF

Paso 2 Obtener la sumatoria equivalente de la carga y generación

$$P_{Load} = \sum_{1}^n P_L$$

$$Q_{Load} = \sum_{1}^n Q_L$$

$$P_g = \sum_{1}^n P_g$$

$$Q_g = \sum_{1}^n Q_g$$

Paso 3 Determinar la impedancia equivalente y el ángulo

$$z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq}$$

$$\theta = \angle z_{eq}$$

Paso 4 Cuantificar d_p , d_q y d_0

$$d_p = \left| E * \left(\frac{1 - \sqrt{\frac{1 - 4pr}{E^2}}}{2 * \cos(\theta)} \right) \right|$$

$$d_q = E * \left(\frac{1 - \sqrt{\frac{1 - 4pr}{E^2}}}{2 * \sin(\theta)} \right)$$

$$d_0 = E * \left(\frac{\sin(\theta) + \cos(\theta) - 1}{2 * \sin(\theta) * \cos(\theta)} \right)$$

Paso 5 Determinación de índice LVSI

$$LVSI = \frac{d_p + d_q}{d_0}$$

De tal forma que, la expresión por optimizar responde a la reducción del costo de inversión del SVC activo en el sistema junto con el índice de estabilidad LVSI (Ecuación 24), el cual se cuantifica mediante el Algoritmo 3. Al mismo tiempo que, y_j se controla mediante la sumatoria de variables binarias relacionadas con la conectividad del sistema (Ecuación 25). Asimismo, para evitar la colocación de un equipo SVC en una barra con generador, se realiza el producto del SVC activo (y_j) y el mapeo de conexión de cada generador (Ecuación 26).

$$\min \sum_{j=1}^k C_j * y_j * LVSI \quad (24)$$

$$y_j + \sum_{i=j}^k x(i) \geq 1 \quad (25)$$

$$\sum_{j=1}^k y(i) * gen(i) \leq 0 \quad (26)$$

En este aspecto, C_j se refiere al costo de inversión del SVC. y_j hace referencia a una variable binaria que controla la activación del equipo compensador. $x(i)$ corresponde al arreglo de conectividad del sistema y $gen(i)$ es un arreglo binario que indica el nodo de conexión del generador. Por lo tanto, la técnica propuesta se aplica un esquema de 14 (Figura 2) y 30 nodos (Figura 3).

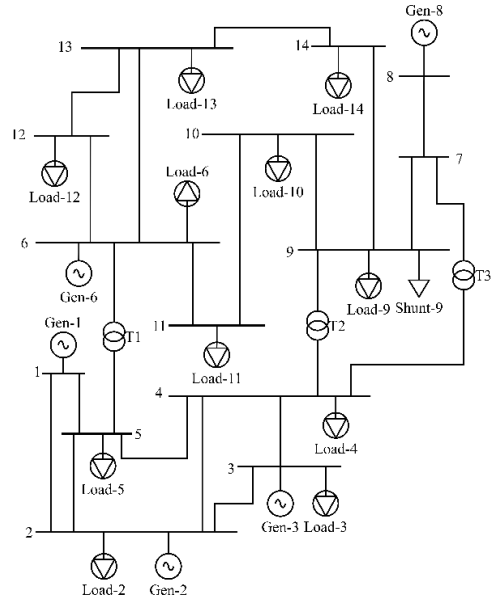


Figura 2. Esquema de ensayo, 14 nodos IEEE

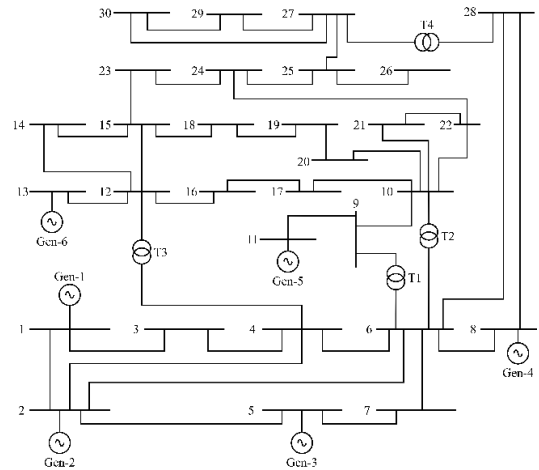


Figura 3. Esquema de ensayo, 30 nodos IEEE

4 Análisis de resultados

Para efectuar las pruebas de la técnica propuesta, para el emplazamiento ideal de equipos SVC mediante técnicas de clusterización y el índice de estabilidad de tensión LVSI, se plantean 3 escenarios (Tabla 1). En cada caso se considera un valor distinto de potencia reactiva para el equipo SVC. Por consiguiente, en el esquema de 14 y 30 nodos se cuantifican algunas variables, entre las que se incluyen, perfil de tensión, comportamiento angular, despacho de potencia y pérdidas del sistema. Las cuales, se obtienen mediante el método propuesto y se comparan con los resultados obtenidos en Power Factory.

Tabla 1. Escenarios de testeo propuesto

	Casos de estudio		
	1	2	3
Capacidad de SVC (Mvar)	1	3	6

4.1 Esquema de prueba – 14 nodos

En el esquema de 14 nodos se crearon tres clústeres (Tabla 2). De modo que, el primer clúster abarca 3 nodos y 1 equipo SVC dispuestos de forma óptima. Asimismo, el segundo clúster se compone de 4 nodos y 2 compensadores, de la misma forma, el tercer clúster posee 7 nodos y 3 equipos SVC (Figura 4). Además, el LVSI para este esquema es de 0.0641, lo que implica, que el SEP está distante del colapso de tensión.

Tabla 2. ACVs resultantes del esquema de prueba de 14 nodos

ACV	Componente	Colocación de SVC
1	12	-
	13	X
	14	-

2	6	-
	9	X
	10	-
3	11	X
	1	-
	2	-
	3	-
	4	X
	5	X
	7	X
	8	-

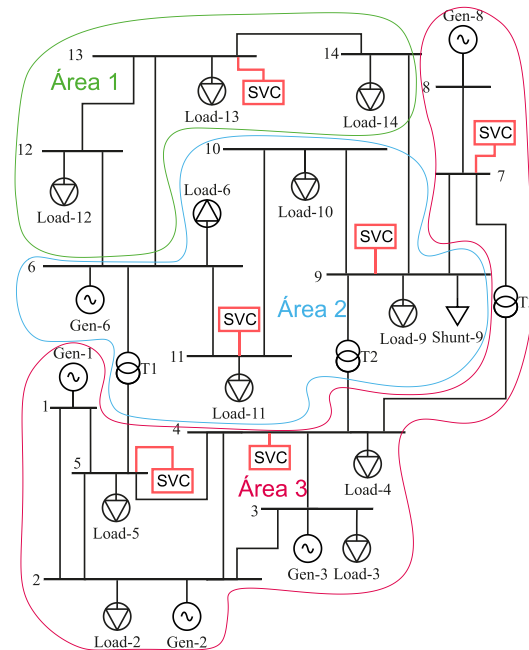


Figura 4. ACVs en el esquema de 14 nodos IEEE.

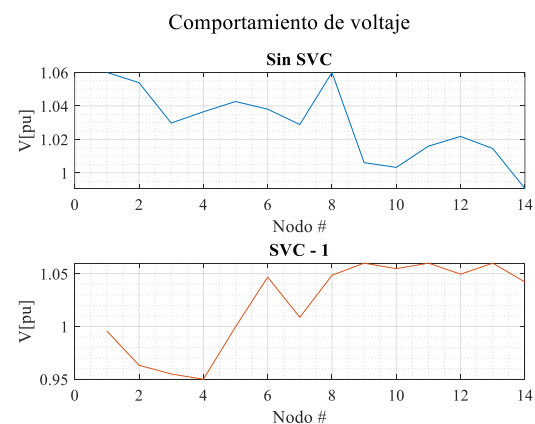


Figura 5. Funcionamiento de tensión en el esquema de 14 nodos IEEE.

Por otra parte, el perfil de tensión, cuando no se encuentra instalado un equipo SVC, alcanza la magnitud de 1.06 en por unidad en algunos nodos (Figura 5). Por el contrario, al momento de instalar equipos SVC, el esquema de tensión se perfecciona notablemente, en vista que, la cuantía máxima que se registra en algunos nodos es de 1 en por unidad (Figura 6).

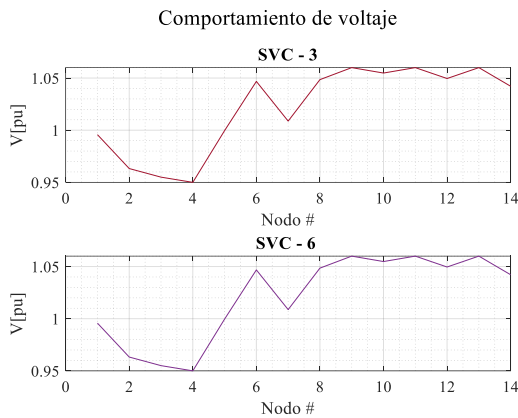


Figura 6. Desempeño de tensión en el esquema de 14 nodos IEEE, SVC 3 y 6

Además, el perfil de tensión se reorganiza, de manera que, este intenta situarse en la unidad. No obstante, se constata que la instalación de un SVC, con capacidad de 1 Mvar, es el que mejor compensa el perfil de tensión, puesto que, al colocar equipos SVC de mayor capacidad no aportan con una mejora significativa a comparación con el SVC de 1 Mvar.

De igual manera, el comportamiento angular del sistema sin SVC se corrige de forma significativa al instalar un SVC de 1 Mvar (Figura 7).

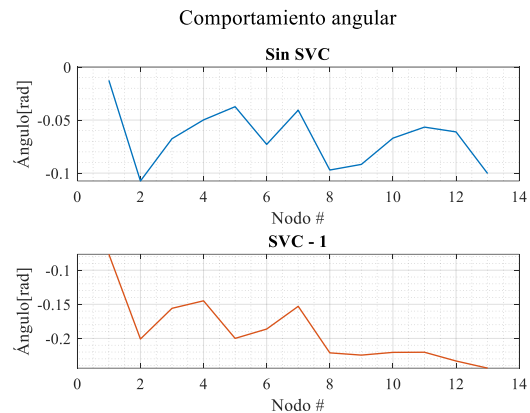


Figura 7. Comportamiento angular del esquema de 14 nodos IEEE.

Un aspecto esencial que se debe mencionar es que al emplear un equipo SVC con mucha capacidad, el comportamiento angular empeora (Figura 8).

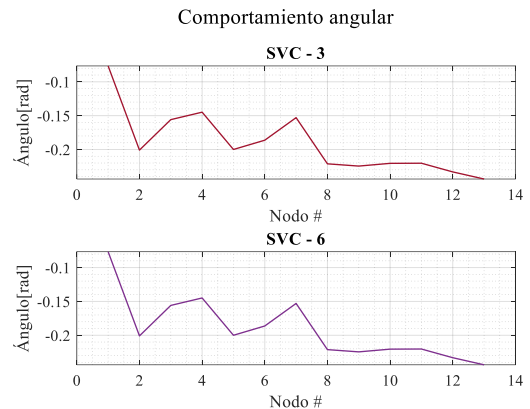


Figura 8. Comportamiento angular del esquema de 14 nodos IEEE, SVC 3 y 6

Del mismo modo, el comportamiento nodal de la potencia reactiva con el SVC de 1 Mvar mejora de forma substancial, a comparación del sistema base que no posee ningún compensador (Figura 9).

Además, al emplear compensadores de capacidad muy elevada, la potencia reactiva nodal aumenta de forma importante, sin embargo, esto no implica una mejora significativa en el perfil de tensión nodal (Figura 10).

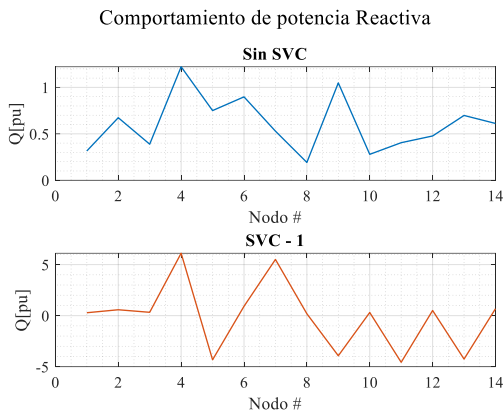


Figura 9. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 14 nodos IEEE.

De igual manera, al instalar un dispositivo SVC de 1 Mvar (Figura 11), las pérdidas de potencia reactiva disminuyen considerablemente, no obstante, para valores elevados de SVC (Figura 12), estas pérdidas aumentan de forma significativa en algunos nodos.

Tabla 3. Comparación de perfil de tensión del esquema de 14 nodos GAMS-Power Factory

Sin SVC		SVC (1)		SVC (3)		SVC (6)	
GAM S	Power Factor y	GAM S	Power Factor y	GAM S	Power Factor y	GAM S	Power Factor y
1.060	1.060	0.996	1.060	0.996	1.060	0.996	1.060
1.054	1.045	0.963	1.045	0.963	1.045	0.963	1.045
1.030	1.010	0.955	1.010	0.955	1.010	0.955	1.010
1.036	1.019	0.950	1.018	0.950	1.016	0.950	1.013
1.043	1.020	1.000	1.019	1.000	1.018	1.000	1.015
1.038	1.070	1.047	1.070	1.047	1.070	1.047	1.070
1.029	1.062	1.009	1.060	1.009	1.057	1.009	1.053
1.060	1.090	1.048	1.090	1.048	1.090	1.048	1.090
1.006	1.056	1.060	1.055	1.060	1.051	1.060	1.046
1.003	1.051	1.055	1.050	1.055	1.046	1.055	1.041
1.016	1.057	1.060	1.055	1.060	1.051	1.060	1.046
1.022	1.055	1.050	1.053	1.050	1.049	1.050	1.042
1.015	1.050	1.060	1.049	1.060	1.045	1.060	1.040
0.991	1.036	1.042	1.034	1.042	1.031	1.042	1.026

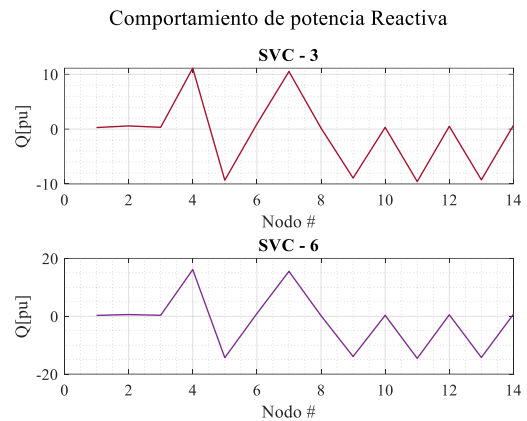


Figura 10. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de prueba IEEE 14 nodos, SVC 3 y 6

Por otra parte, los resultados obtenidos de cada escenario se comparan con los obtenidos mediante Power Factory (Tabla 3).

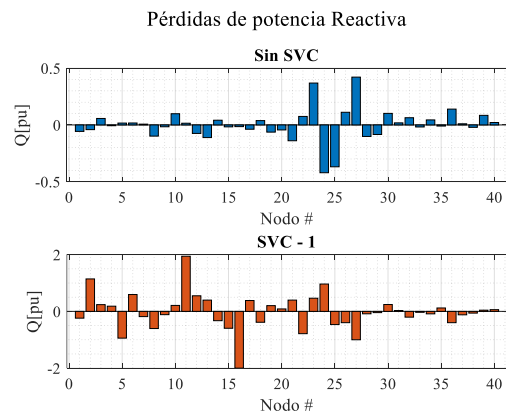


Figura 11. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 14 barras.

A este respecto, es evidente que las magnitudes obtenidas en esta investigación se asemejan al software comercial, aunque, posee cierto grado de error en algunos casos.

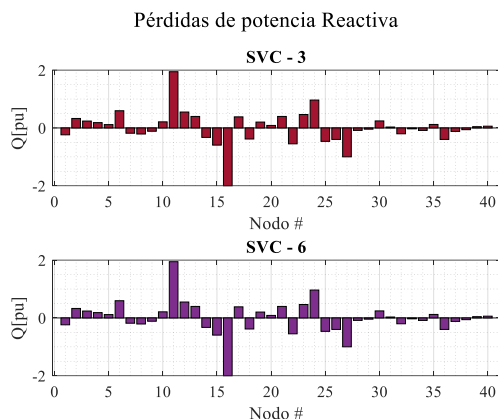


Figura 12. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 14 nodos IEEE, SVC 3 y 6

4.2 Esquema de prueba – 30 nodos

En el esquema de 30 nodos se crearon tres clústeres (Tabla 4). De modo que, el primer clúster abarca 5 nodos y 2 equipos SVC dispuestos de forma óptima. Asimismo, el segundo clúster se compone de 13 nodos y 5 compensadores, de la misma forma, el tercer clúster posee 12 nodos y 4 equipos SVC (Figura 13). Además, el LVSI para este esquema es de 0.0267, lo que implica, que el SEP está distante del colapso de tensión.

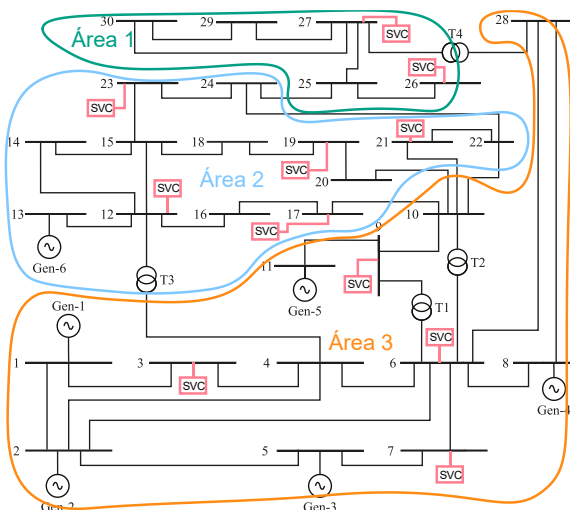


Figura 13. ACVs en el esquema de 14 nodos IEEE.

Tabla 4. ACVs resultantes del esquema de prueba de 30 nodos

ACV	Componente	Colocación de SVC
1	25	-
	26	X
	27	X
	29	-
	30	-
2	12	X
	13	-
	14	-
	15	-
	16	-
	17	X
	18	-
	19	X
	20	-
	21	X
3	22	-
	23	-
	24	X
	1	-
	2	-
	3	X
	4	X
	5	-
	6	-
	7	X
	8	-
	9	X
10	-	
11	-	
28	-	

Por otra parte, el perfil de tensión, cuando no se encuentra instalado un equipo SVC, alcanza la magnitud de 1.06 en por unidad en algunos nodos (Figura 14). Por el contrario, al momento de instalar equipos SVC, el esquema de tensión se potencializa notablemente, por cuanto, la dimensión

máxima que se registra en algunos nodos es de 1 en por unidad (Figura 15).

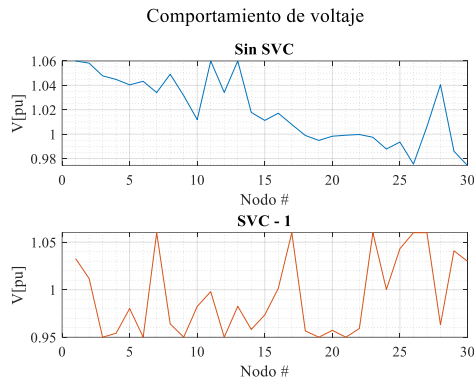


Figura 14. Comportamiento de voltaje en el esquema de 30 nodos IEEE.

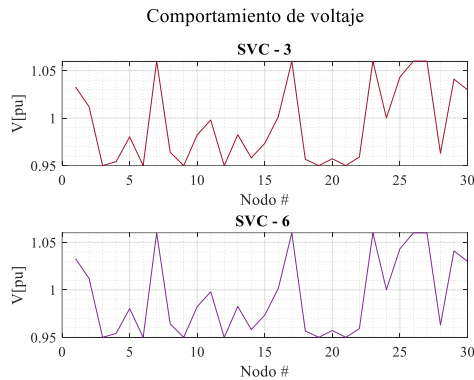


Figura 15. Comportamiento de voltaje en el esquema de 30 nodos IEEE, SVC 3 y 6

Además, el perfil de tensión se reorganiza, de manera que, este intenta situarse en la unidad. No obstante, se constata que la instalación de un SVC, con capacidad de 1 Mvar, es el que mejor compensa el perfil de tensión, puesto que, al colocar equipos SVC de mayor capacidad no aportan con una mejora significativa a comparación con el SVC de 1 Mvar.

De igual manera, el comportamiento angular del sistema sin SVC se corrige de forma significativa al instalar un SVC de 1 Mvar (Figura 16). Un aspecto esencial que se debe mencionar es que al emplear un equipo SVC con mucha capacidad, el

comportamiento angular empeora (Figura 17).

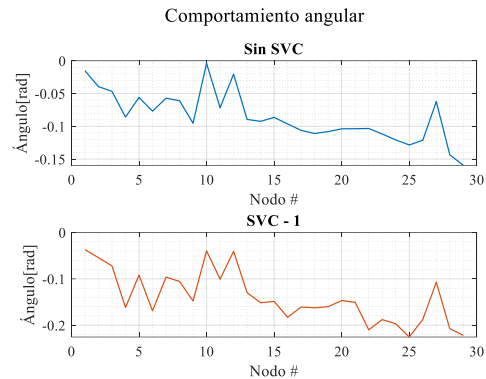


Figura 16. Comportamiento angular del esquema de 30 barras IEEE.

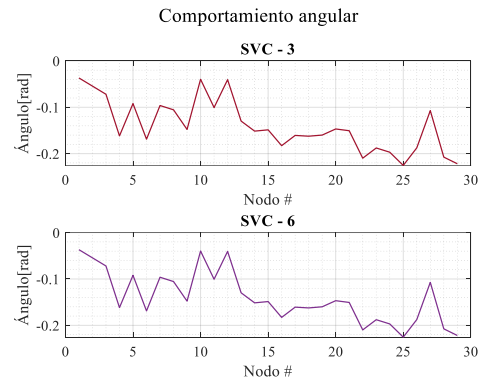


Figura 17. Comportamiento angular del esquema de 30 barras IEEE, SVC 3 y 6

Del mismo modo, el comportamiento nodal de la potencia reactiva con el SVC de 1 Mvar mejora de forma substancial, a comparación del sistema base que no posee ningún compensador (Figura 18).

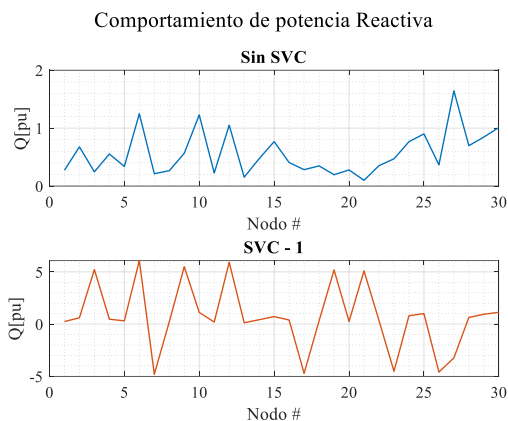


Figura 18. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 30 barras IEEE.

Además, al emplear compensadores de capacidad muy elevada, la potencia reactiva nodal aumenta de forma importante, sin embargo, esto no implica una mejora significativa en el perfil de tensión nodal (Figura 19).

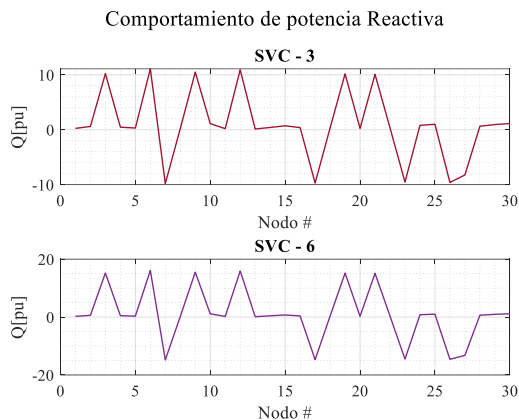


Figura 19. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 30 barras IEEE, SVC 3 y 6

De igual manera, al instalar un dispositivo SVC de 1 (Figura 20), las pérdidas de potencia reactiva disminuyen considerablemente, no obstante, para valores elevados de SVC, estas pérdidas aumentan de forma significativa en algunos nodos (Figura 21).

Por otra parte, los resultados obtenidos de cada escenario se comparan con los obtenidos mediante Power Factory (Tabla 5).

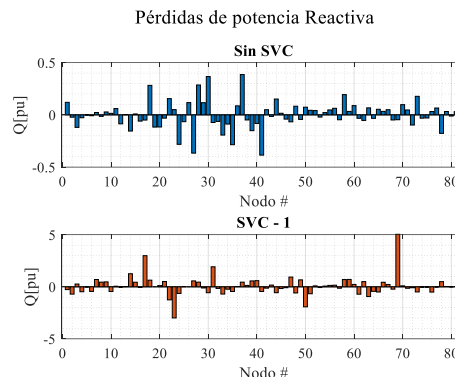


Figura 20. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 30 barras IEEE.

En este marco, se evidencia que las magnitudes obtenidas en esta investigación se asemejan al software comercial, aunque, posee cierto grado de error en algunos casos.

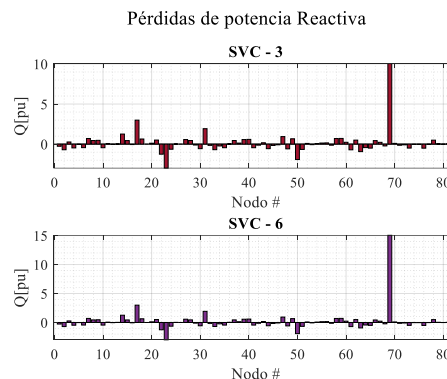


Figura 21. Comportamiento de potencia reactiva nodal del esquema de 30 barras IEEE, SVC 3 y 6

Finalmente, al comparar los datos logrados en esta investigación con el estudio propuesto en [49] (Tabla 6), se concluye que la técnica propuesta es efectiva, puesto que, se logra colocar los equipos SVC de forma eficiente al igual que el estudio en mención. En el estudio propuesto en [49] se plantea un enfoque para posicionar de manera ideal

compensadores SVC con el fin de mejorar el perfil de tensión. En este sentido se emplea el índice de estabilidad de voltaje L_j . Este indicador fluctúa entre cero y uno, de tal forma que, cuando la magnitud adopta un valor más cercano a la unidad significa que el SEP está muy cerca de la inestabilidad de voltaje.

A comparación con el estudio antes descrito, en esta investigación se obtuvieron resultados bastante similares, considerando el índice de estabilidad LVSI.

Tabla 5. Comparación de resultados con estudios similares, esquema de 30 nodos

Investigación propuesta		Estudio descrito en [49]	
ACV	Localización de SVC	ACV	Localización de SVC
1	26	1	26
	27		27
2	12	2	12
	17		17
	19		19
	21		21
	24		24
3	3	3	3
	4		4
	7		7
	9		9

Tabla 6. Comparación de perfil de tensión del esquema de 30 nodos GAMS-Power Factory

Sin SVC		SVC (1)		SVC (3)		SVC (6)	
GAMS	Power Factory	GAMS	Power Factory	GAMS	Power Factory	GAMS	Power Factory
1.060	1.060	1.033	1.060	1.033	1.060	1.033	1.060
1.058	1.000	1.012	0.995	1.012	0.987	1.012	0.975
1.048	1.082	0.950	1.082	0.950	1.082	0.950	1.082
1.045	1.025	0.954	1.022	0.954	1.017	0.954	1.010
1.040	1.071	0.980	1.071	0.980	1.071	0.980	1.071
1.043	1.008	0.950	1.004	0.950	0.998	0.950	0.989
1.034	1.001	1.060	0.997	1.060	0.990	1.060	0.979
1.049	1.006	0.964	1.003	0.964	0.997	0.964	0.987

5 Conclusiones

En esta investigación se ha presentado un método, basado en la técnica de clusterización difuso c-Means, para el emplazamiento de compensadores SVC en el SEP. Por consiguiente, se empleó un enfoque de creación de ACVs a partir de la cuantificación de un OPF, para obtener el arreglo jacobiano del sistema. En consecuencia, se extrae el arreglo $\frac{\partial V}{\partial Q}$ con el fin de realizar el cómputo de la inversa y, de esta forma, obtener el arreglo de sensibilidad del sistema. A partir de este se determina los vectores propios y, con ello, se logra estimar el arreglo de atenuaciones del sistema. Con las cuales, se recaba la matriz de distancias eléctricas para su posterior normalización. De este modo, se obtiene la información de los efectos combinados de todos los modos de variación de la potencia reactiva y la tensión. Con este arreglo se aplicó la técnica de clusterización difuso c-Means, con el criterio de identificación de clústeres estimados iniciales.

1.032	0.996	0.950	0.993	0.950	0.985	0.950	0.974
1.012	0.988	0.982	0.983	0.982	0.973	0.982	0.959
1.060	0.983	0.998	0.978	0.998	0.967	0.998	0.951
1.034	1.045	0.950	1.045	0.950	1.045	0.950	1.045
1.060	0.987	0.982	0.981	0.982	0.971	0.982	0.956
1.018	0.986	0.958	0.982	0.958	0.972	0.958	0.959
1.011	0.987	0.973	0.982	0.973	0.972	0.973	0.959
1.017	0.985	1.001	0.980	1.001	0.970	1.001	0.956
1.008	0.973	1.060	0.966	1.060	0.953	1.060	0.934
0.999	0.973	0.957	0.964	0.957	0.948	0.957	0.924
0.995	0.954	0.950	0.942	0.950	0.918	0.950	0.884
0.998	0.981	0.957	0.974	0.957	0.959	0.957	0.938
0.999	1.004	0.950	1.003	0.950	1.000	0.950	0.995
1.000	0.961	0.959	0.953	0.959	0.938	0.959	0.916
0.997	1.022	1.060	1.021	1.060	1.018	1.060	1.014
0.988	0.949	1.000	0.941	1.000	0.926	1.000	0.904
0.994	1.014	1.043	1.013	1.043	1.011	1.043	1.007
0.975	1.010	1.060	1.010	1.060	1.010	1.060	1.010
1.006	1.009	1.060	1.008	1.060	1.006	1.060	1.003
1.041	1.001	0.963	1.000	0.963	0.998	0.963	0.994
0.986	1.010	1.041	1.010	1.041	1.010	1.041	1.010
0.974	1.023	1.030	1.020	1.030	1.016	1.030	1.009

De manera que, se obtienen los clústeres representativos del SEP. En este contexto, el criterio para identificar los nodos candidatos, que sean representativos y centroides de cada grupo, se basa en la distancia euclidiana entre los integrantes del arreglo. Por lo cual, se agrupan los nodos que tengan características similares, que luego se comprueba mediante la matriz de conectividad, de esta manera, se asegura de que los nodos agrupados tengan conexión entre sí.

Por otro lado, para la disposición ideal de compensadores SVC, es necesario modelar los dispositivos en cuestión mediante el modelo de inyección de potencia nodal. De tal forma que, se pueda emplear la función asociada al costo de instalación del compensador en cada nodo del sistema, junto con el indicador de estabilidad de voltaje LVSI. Es así como, se obtiene la disposición

ideal de compensadores en cada ACV. Además, el método descrito en esta investigación es efectivo ya que son coherentes con el producto logrado en Power Factory, así como en estudios similares.

Asimismo, la aplicación de la técnica descrita, en el esquema de 39 nodos, demostró ser capaz de identificar las ACV y ubicar de forma ideal los compensadores SVC. Lo que asiste al fortalecimiento del esquema de tensión, puesto que, la magnitud de los nodos se acerca a la unidad. Del mismo modo, se reducen de forma significativa las pérdidas de potencia reactiva, no obstante, esto depende de la capacidad de los SVC instalados en el SEP, ya que, una capacidad excesiva conlleva a una mayor cantidad de pérdidas en el SEP, sin una mejora sustancial en el perfil de tensión.

5.1 Trabajos futuros

Si bien en el estudio presentado se logró colocar de forma ideal equipos SVC en el SEP, la cantidad de compensadores considerados es limitada, puesto que, solo se empleó un equipo. Por lo que, como trabajo consecutivo se plantea emplear la misma técnica presentada, pero con una mayor cantidad de compensadores como los STATCOM. Asimismo, se puede considerar algunos índices, entre ellos el indicador de estabilidad de voltaje (L-índice), a fin de complementar los criterios empleados en la investigación. De esta forma, se podría mejorar la efectividad y la precisión del método propuesto.

6 Referencias

- [1] M. H. Sulaiman and Z. Mustaffa, "Optimal placement and sizing of FACTS devices for optimal power flow using metaheuristic optimizers," *Results in Control and Optimization*, vol. 8, no. June, p. 100145, 2022, doi: 10.1016/j.rico.2022.100145.
- [2] 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 Engineering Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 611–628, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.asej.2019.10.013.
- [3] B. Ismail, N. I. Abdul Wahab, M. L. Othman, M. A. M. Radzi, K. Naidu Vijyakumar, and M. N. Mat Naain, "A Comprehensive Review on Optimal Location and Sizing of Reactive Power Compensation Using Hybrid-Based Approaches for Power Loss Reduction, Voltage Stability Improvement, Voltage Profile Enhancement and Loadability Enhancement," *IEEE Access*, vol. 8, no. December, pp. 222733–222765, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3043297.
- [4] A. Águila, L. Ortiz, R. Orizondo, and G. López, "Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm," *Heliyon*, vol. 7, no. 9, p. e08061, 2021, doi: 10.1016/j.heliyon.2021.e08061.
- [5] A. Aguila Téllez, "OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO DE FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN," *Tesis de Doctorado*, vol. 2021-06–15, p. 105 páginas, 2021, doi: http://hdl.handle.net/20.500.11912/8699.
- [6] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, and L. Ortiz, "Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [7] S. M. Medina and A. Aguila, "Óptima Compensación de Potencia Reactiva en Redes de Distribución Radiales considerando periodo de diseño Optimal Compensation of Reactive Power in Radial Distribution Networks considering design period," *2019 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, pp. 108–115, 2019, doi: 10.1109/INCISCOS49368.2019.00026.
- [8] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, "Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review,"

- Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [9] A. Aguila and J. Wilson, “Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems,” *IOP Conf Ser Earth Environ Sci*, vol. 73, no. 1, p. 012018, Jul. 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012018.
- [10] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7795819.
- [11] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7273776.
- [12] A. Aguila, “Medidas para minimizar las pérdidas de energía en circuitos de distribución.” Universidad de Ciego de Ávila, Cuba, 2010. doi: 10.13140/RG.2.1.3963.7207.
- [13] E. J. Okampo, N. Nwulu, and P. N. Bokoro, “Optimal Placement and Operation of FACTS Technologies in a Cyber-Physical Power System: Critical Review and Future Outlook,” *Sustainability*, vol. 14, no. 13, p. 7707, 2022, doi: 10.3390/su14137707.
- [14] N. Ababssi, “Implementation Optimal Location of STATCOM on the IEEE New England Power System Grid (100 kV),” *INASS*, vol. 15, no. 3, pp. 441–454, 2022, doi: 10.22266/ijies2022.0630.37.
- [15] H. Shokouhandeh, S. Latif, S. Irshad, M. Ahmadi Kamarposhti, I. Colak, and K. Eguchi, “Optimal Management of Reactive Power Considering Voltage and Location of Control Devices Using Artificial Bee Algorithm,” *Applied Sciences*, vol. 12, no. 1, p. 27, Dec. 2021, doi: 10.3390/app12010027.
- [16] N. M. Khoa and D. D. Tung, “Locating fault on transmission line with static var compensator based on phasor measurement unit,” *Energies*, vol. 11, no. 9, pp. 9–12, 2018, doi: 10.3390/en11092380.
- [17] X. Zhu, L. Dichen, and J. Wu, “Two-Stage Optimal Location Allocations of DPFC Considering Wind and Load Uncertainty,” *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, no. March, pp. 1–13, 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.865902.
- [18] W. U. K. Tareen *et al.*, “Mitigation of power quality issues due to high penetration of renewable energy sources in electric grid systems using three-phase APF/STATCOM technologies: A review,” *Energies*, vol. 11, no. 6, 2018, doi: 10.3390/en11061491.
- [19] N. Karmakar and B. Bhattacharyya, “Optimal reactive power planning in power transmission system considering facts devices and implementing hybrid optimisation approach,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 25, pp. 6294–6305, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2020.1356.
- [20] 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.
- [21] V. Orejuela, D. Arias, and A. Aguila, “Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador,” in *PROCEEDINGS of the 2015 IEEE Thirty Fifth Central American and Panama Convention*, 2015, no. Concapan XXXV, pp. 373–378. [Online]. Available: www.proceedings.com
- [22] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, “Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC),” in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Mcmc, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2016.8114092.
- [23] 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,” *International Journal of Energy Research*, vol. 45, no. 13, pp. 18786–18809, 2021, doi: 10.1002/er.6997.
- [24] 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.
- [25] S. Kamel and H. Youssef, “Voltage Stability Enhancement Based on Optimal Allocation of Shunt Compensation Devices Using Lightning Attachment Procedure Optimization,” *International Journal of Interactive Multimedia and Artificial Intelligence*, vol. 5, no. 7, p. 125, 2019, doi: 10.9781/ijimai.2019.10.001.
- [26] K. J. Bhayani and D. J. Pandya, “Optimal Allocation of FACTS Devices Using Kinetic Gas Molecular Optimization and Cuckoo Search Algorithm,” *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*, Aug. 2022, doi: 10.1007/s40031-022-00784-w.
- [27] 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 Engineering Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 611–628, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.asej.2019.10.013.
- [28] N. M. Yasin and H. A. Talib, “Genetic Based Optimal Location of STATCOM Compensator,” *International Journal of Applied Engineering Research*, vol. 13, no. 10, pp. 7516–7521, 2018.
- [29] H. S. Salama and I. Vokony, “Voltage stability indices—A comparison and a review,” *Computers and Electrical Engineering*, vol. 98, no. November 2020, 2022, doi: 10.1016/j.compeleceng.2022.107743.
- [30] H. Zaheb *et al.*, “A contemporary novel classification of voltage stability indices,” *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 10, no. 5, pp. 1–15, 2020, doi: 10.3390/app10051639.

- [31] 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.
- [32] M. G. Hemeida, H. Rezk, and M. M. Hamada, “A comprehensive comparison of STATCOM versus SVC-based fuzzy controller for stability improvement of wind farm connected to multi-machine power system,” *Electrical Engineering*, vol. 100, no. 2, pp. 935–951, 2018, doi: 10.1007/s00202-017-0559-6.
- [33] J. Modarresi, E. Gholipour, and A. Khodabakhshian, “A comprehensive review of the voltage stability indices,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, pp. 1–12, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.010.
- [34] M. S. S. Danish, T. Senjyu, S. M. S. Danish, N. R. Sabory, K. Narayanan, and P. Mandal, “A recap of voltage stability indices in the past three decades,” *Energies*, vol. 12, no. 8, pp. 1–18, 2019, doi: 10.3390/en12081544.
- [35] A. H. Shojaei, A. A. Ghadimi, M. R. Miveh, F. Mohammadi, and F. Jurado, “Multi-Objective Optimal Reactive Power Planning under Load Demand and Wind Power Generation Uncertainties Using ϵ -Constraint Method,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 8, p. 2859, 2020, doi: 10.3390/app10082859.
- [36] F. Daqaq, M. Ouassaid, and R. Ellaia, “A new meta-heuristic programming for multi-objective optimal power flow,” *Electrical Engineering*, vol. 103, no. 2, pp. 1217–1237, 2021, doi: 10.1007/s00202-020-01173-6.
- [37] A. J. Conejo and L. Baringo, *Power System Operations*. Cham: Springer International Publishing, 2018. doi: 10.1007/978-3-319-69407-8.
- [38] A. N. Pandian and A. Palanivelu, “Metaheuristic optimization based placement of SVCs with multiple objectives,” *Journal of Engineering, Design and Technology*, vol. 19, no. 6, pp. 1586–1600, Nov. 2021, doi: 10.1108/JEDT-08-2020-0349.
- [39] 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.
- [40] 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,” *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 8, no. 1, pp. 56–66, 2018, doi: 10.20508/ijrer.v8i1.6933.g7281.
- [41] 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 Engineering Journal*, vol. 61, no. 2, pp. 1353–1367, 2022, doi: 10.1016/j.aej.2021.06.013.
- [42] T. Wolgast, S. Ferenz, and A. Nieße, “Reactive Power Markets: A Review,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 28397–28410, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3141235.
- [43] A. Guascal, “Mejora del margen de estabilidad de tensión en sistemas de potencia basado en la ubicación óptima de dispositivos SVC,”

- Universidad Politécnica Salesiana, 2020.
- [44] S. Vaca and C. Gallardo, "Secondary Voltage Control Areas Using Hybrid Methods for Systems with High Wind Penetration," in *Latest advances in electrical engineering, and, electronics*, vol. 933, M. Botto-Tobar, M. Zambrano Vizuete, A. Diaz Cadena, and A. Z. Vizuete, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2022, pp. 17–32. doi: 10.1007/978-3-031-08942-8_2.
- [45] A. S. Alayande and N. Nwulu, "A novel approach for the identification of critical nodes and transmission lines for mitigating voltage instability in power networks," *African Journal of Science, Technology, Innovation and Development*, vol. 11, no. 3, pp. 383–390, 2019, doi: 10.1080/20421338.2019.1575557.
- [46] K. Alzaareer, M. Saad, H. Mehrjerdi, S. Lefebvre, and D. Asber, "Top-Down/Bottom-Up Method for Identifying a Set of Voltage Stability Preventive Controls," in *2020 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, Sep. 2020, vol. 3, pp. 339–343. doi: 10.1109/ICT-PEP50916.2020.9249938.
- [47] 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 Engineering Journal*, vol. 61, no. 2, pp. 1353–1367, 2022, doi: 10.1016/j.aej.2021.06.013.
- [48] K. Chakraborty and A. Chakrabarti, *Soft Computing Techniques in Voltage Security Analysis*. New Delhi: Springer India, 2015. doi: 10.1007/978-81-322-2307-8.
- [49] O. Rojas and A. Águila, "Ubicación óptima de dispositivos svc para la mejora del margen de estabilidad de voltaje en sistemas de transmisión considerando el índice de estabilidad de voltaje l-index," Universidad Politécnica Salesiana, 2021.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 7. Matriz de estado del arte

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL INDICADOR DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN LINEAL (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN																											
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA								
					Localización óptima de dispositivos FACTS	Monitoreo 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	Mejora del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores
1	2022	Optimal placement and sizing of FACTS devices for optimal power flow using metaheuristic optimizers	Sulaiman, Mohd Herwan Mustafa, Zuriani	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	2019	"Optimal placement and sizing of multi-type FACTS devices in power systems using metaheuristic optimisation techniques: An updated review,"	A. AL Ahmad and R. Sirjani	54	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	2020	"A Comprehensive Review on Optimal Location and Sizing of Reactive Power Compensation Using Hybrid-Based Approaches for Power Loss Reduction, Voltage Stability Improvement, Voltage Profile Enhancement and Loadability Enhancement,"	B. Ismail, N. I. Abdul Wahab, M. L. Othman, M. A. M. Radzi, K. Naidu Vijayakumar, and M. N. Mat Naain	23	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2022	Optimal Placement and Operation of FACTS Technologies in a Cyber-Physical Power System: Critical Review and Future Outlook	Okampo, Ewaoche John Nwulu, Nnamdi Bokoro, Pitshou N.	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5	2022	"Implementation Optimal Location of STATCOM on the IEEE New England Power System Grid	N. Ababssi,	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL INDICADOR DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN LINEAL (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA										
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	Localización óptima de dispositivos FACTS	Monitoreo 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	Mejora 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
6	2021	"Optimal Management of Reactive Power Considering Voltage and Location of Control Devices Using Artificial Bee Algorithm,"	H. Shokouhandeh, S. Latif, S. Irshad, M. Ahmadi Kamarposhti, I. Colak, and K. Eguchi	0	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
7	2018	"Locating fault on transmission line with static var compensator based on phasor measurement unit,"	N. M. Khoa and D. D. Tung,	10	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐
8	2022	"Two-Stage Optimal Location Allocations of DPFC Considering Wind and Load Uncertainty,"	X. Zhu, L. Dichen, and J. Wu	0	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐
9	2018	"Mitigation of power quality issues due to high penetration of renewable energy sources in electric grid systems using three-phase APF/STATCOM technologies: A review,"	W. U. K. Tareen et al.,	38	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒
10	2020	"Optimal reactive power planning in power transmission system considering facts devices and implementing hybrid optimisation approach,"	N. Karmakar and B. Bhattacharyya,	8	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
11	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,"	A. A. Mohamed, S. Kamel, M. H. Hassan, M. I. Mosaad, and M. Aljohani,	3	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
12	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,"	K. Nusair, F. Alasali, A. Hayajneh, and W. Holderbaum	10	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL INDICADOR DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN LINEAL (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA									
					Localización óptima de dispositivos FACTS	Monitoreo 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	Mejora 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
13	2018	"Enhancement of voltage profile by incorporation of SVC in power system networks by using optimal load flow method in MATLAB/Simulink environments,"	B. Singh and G. Agrawal	45	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
14	2019	"Voltage Stability Enhancement Based on Optimal Allocation of Shunt Compensation Devices Using Lightning Attachment Procedure Optimization,"	S. Kamel and H. Youssef,.	6	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
15	2021	Optimal Allocation of FACTS Devices Using Kinetic Gas Molecular Optimization and Cuckoo Search Algorithm	Bhayani, Kishan Jivandas Pandya, Dharmesh J.	1	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒
16	2019	"Optimal placement and sizing of multi-type FACTS devices in power systems using metaheuristic optimisation techniques: An updated review,"	A. AL Ahmad and R. Sirjani	54	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒
17	2018	"Genetic Based Optimal Location of STATCOM Compensator,"	N. M. Yasin and H. A. Talib,	3	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
18	2022	Voltage stability indices–A comparison and a review	Salama, Hossam S. Vokony, István	1	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
19	2020	"A contemporary novel classification of voltage stability indices,"	H. Zaheb et al.	17	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
20	2020	"Optimal placement, sizing and coordination of FACTS devices in transmission network using whale optimization algorithm	M. Nadeem et al.	33	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL INDICADOR DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN LINEAL (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA								
					Localización óptima de dispositivos FACTS	Monitoreo 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	Mejora del perfil de tensión	Reducción de pérdidas	Localización de medidores	Localización óptima de compensadores
21	2018	"A comprehensive comparison of STATCOM versus SVC-based fuzzy controller for stability improvement of wind farm connected to multi-machine power system,"	M. G. Hemeida, H. Rezk, and M. M. Hamada	44	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	2019	"A recap of voltage stability indices in the past three decades,"	M. S. S. Danish, T. Senju, S. M. S. Danish, N. R. Sabory, K. Narayanan, and P. Mandal	55	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	2020	"Multi-Objective Optimal Reactive Power Planning under Load Demand and Wind Power Generation Uncertainties Using ϵ -Constraint Method,"	A. H. Shojaei, A. A. Ghadimi, M. R. Miveh, F. Mohammadi, and F. Jurado,	20	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2021	"A new meta-heuristic programming for multi-objective optimal power flow,"	F. Daqaq, M. Ouassaid, and R. Ellaia	9	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	2018	Power System Operations. Cham: Springer International Publishing,	A. J. Conejo and L. Baringo	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
26	2021	"Metaheuristic optimization based placement of SVCs with multiple objectives,"	A. N. Pandian and A. Palanivelu,	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27	2020	"Optimal allocation of static var compensators in electric power systems,"	M. Čalasan, T. Konjić, K. Keckojević, and L. Nikitović	17	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	2018	"Optimization of size and cost of Static VAR Compensator using Dragonfly algorithm for voltage profile improvement in power transmission systems,"	J. Vanishree and V. Ramesh	37	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

UBICACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS SVC CONSIDERANDO EL INDICADOR DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN LINEAL (LVSI) PARA MEJORAR EL MARGEN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN																														
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA									
					Localización óptima de dispositivos FACTS	Monitoreo 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	Mejora 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
29	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	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
30	2022	Reactive Power Markets: A Review	Wolgast, Thomas Ferenz, Stephan Nieße, Astrid	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
31	2020	“Mejora del margen de estabilidad de tensión en sistemas de potencia basado en la ubicación óptima de dispositivos SVC.”	A. Guascal	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
32	2022	“Secondary Voltage Control Areas Using Hybrid Methods for Systems with High Wind Penetration.”	S. Vaca and C. Gallardo,	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
33	2019	“A novel approach for the identification of critical nodes and transmission lines for mitigating voltage instability in power networks.”	A. S. Alayande and N. Nwulu,	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
34	2020	“Top-Down/Bottom-Up Method for Identifying a Set of Voltage Stability Preventive Controls.”	K. Alzaareer, M. Saad, H. Mehrjerdi, S. Lefebvre, and D. Asber	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
CANTIDAD:					27	2	5	29	16	30	2	5	34	34	30	11	0	18	14	1	1	5	0	30	30	2	27	0	7	5

6.2 Resumen de Indicadores

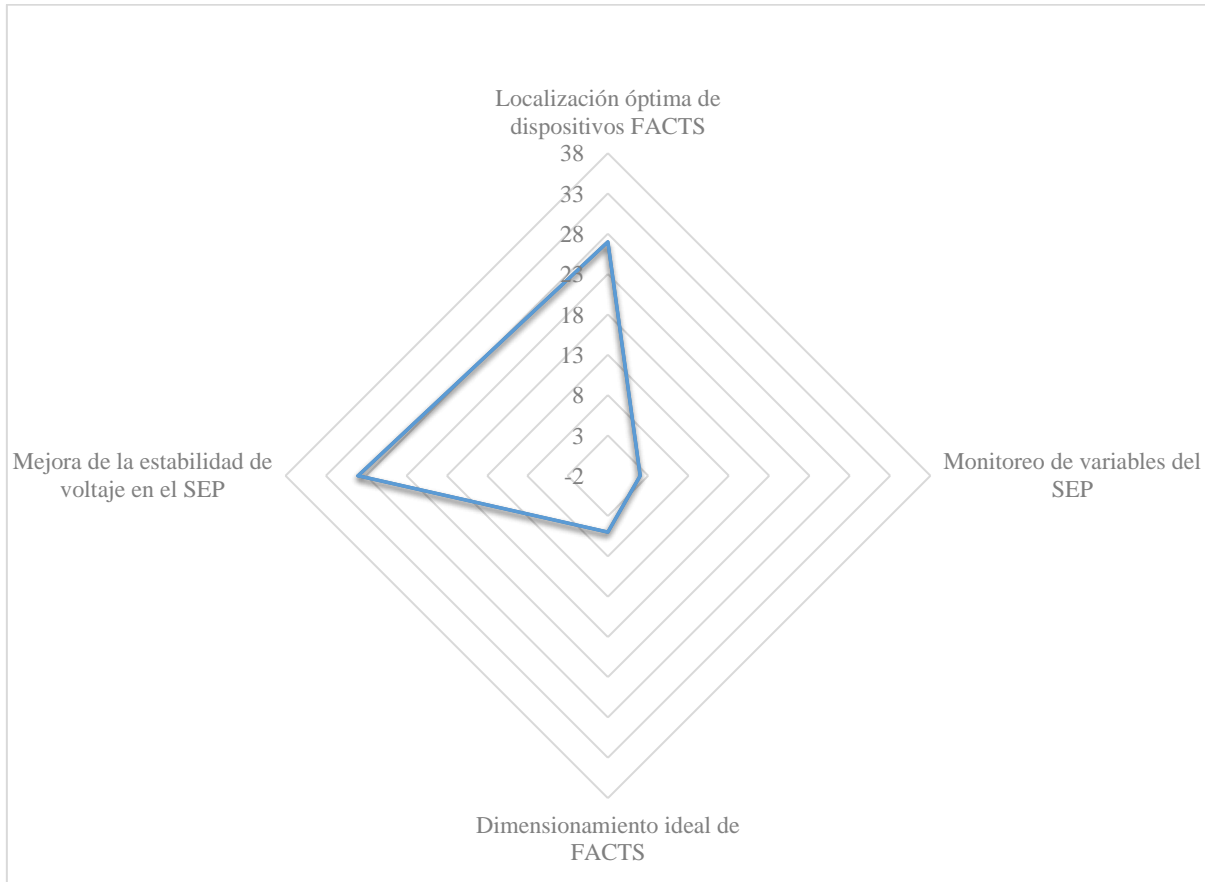


Figura 22. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

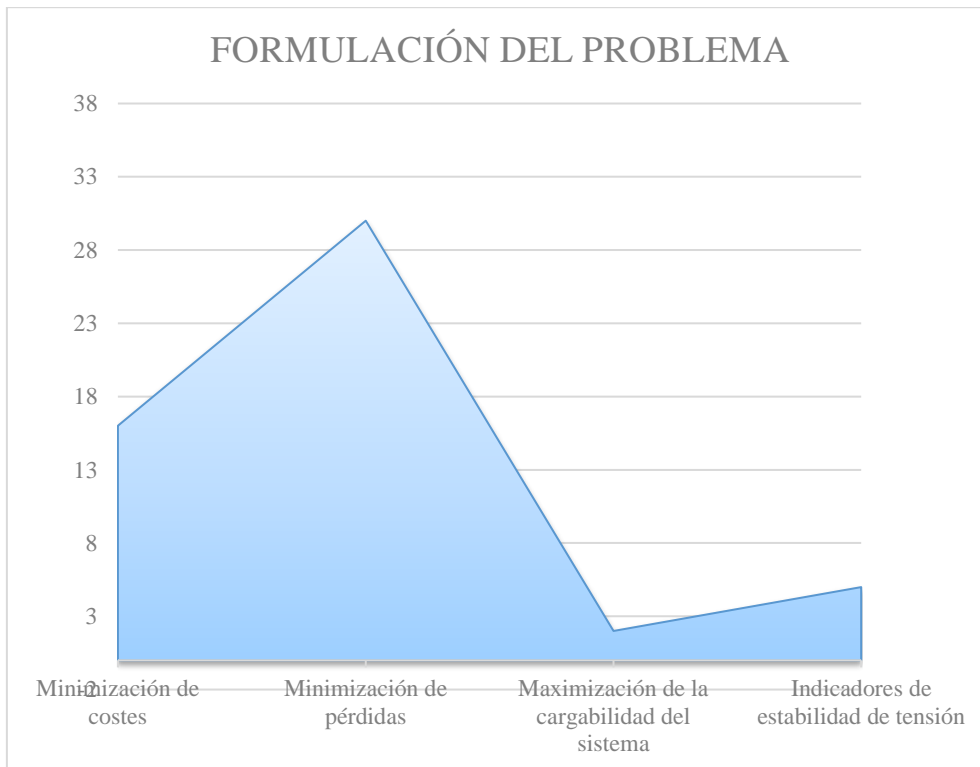


Figura 23. Indicador de formulación del problema - Estado del arte



Figura 24. Indicador de solución - Estado del arte