

**DETERMINACIÓN DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARALELO EN  
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN USANDO RESULTADOS DE SENSIBILIDAD Y  
CURVAS QV**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
DETERMINACIÓN DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARALELO EN  
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN USANDO RESULTADOS DE SENSIBILIDAD Y  
CURVAS QV**

**AUTOR:  
FAUSTO STALIN RUIZ TIPÁN**

**TUTOR:  
CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA**

**Quito, julio 2020**

Fausto Stalin Ruiz Tipán

**DETERMINACIÓN DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARALELO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN USANDO RESULTADOS DE SENSIBILIDAD Y CURVAS QV**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Fausto Stalin Ruiz Tipán** (Y'1997). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico “San José” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo de titulación se basa en el estudio de “Determinación de la compensación reactiva en paralelo en sistemas de transmisión usando resultados de sensibilidad y curvas QV”. [fruizt@est.ups.edu.ec](mailto:fruizt@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Carlos Andrés Barrera Singaña** (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en 2013. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Zaragoza, España, donde obtuvo el título en Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética con Especialidad en Sistemas Eléctricos. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. [cbarrera@ups.edu.ec](mailto:cbarrera@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**

©2020 Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO - ECUADOR

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR**

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*DETERMINACIÓN DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARALELO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN USANDO RESULTADOS DE SENSIBILIDAD Y CURVAS QV*” realizado por Fausto Stalin Ruiz Tipán, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., julio de 2020



.....

Carlos Andrés Barrera Singaña

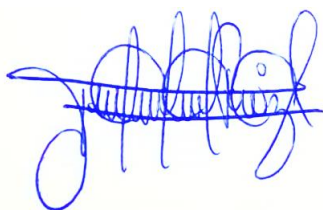
C.C.: 0503503336

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Fausto Stalin Ruiz Tipán, con documento de identificación N° 1719941773, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“DETERMINACIÓN DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARALELO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN USANDO RESULTADOS DE SENSIBILIDAD Y CURVAS QV”*, mismo que 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 aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., julio de 2020



.....

Fausto Stalin Ruiz Tipán

C.C.: 1719941773

## 1. ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.....	2
2	MARCO TEÓRICO .....	5
2.1	Elementos compensadores de potencia reactiva .....	5
2.1.1	Capacitores en paralelo/ serie .....	5
2.1.2	Inductores en paralelo/ serie .....	5
2.1.3	Compensadores sincrónicos.....	6
2.1.4	Dispositivos FACTS.....	6
2.2	Sensibilidad en el SEP .....	6
2.2.1	Flujo de potencia Newton-Raphson .....	6
2.2.2	Matriz de sensibilidad.....	7
2.3	Curvas QV .....	8
2.3.1	Formulación matemática.....	8
3	MÉTODO DE EVALUACIÓN DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y COMPENSACIÓN REACTIVA .....	8
4	CASOS DE ESTUDIO .....	10
4.1	Sistema de prueba.....	10
4.2	Escenarios de simulación.....	10
5	EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	11
5.1	Sistema de comprobación IEEE de 9 barras .....	12
5.1.1	Fuera de servicio la línea de transmisión del tramo 4-5 .....	12
5.2	Sistema de comprobación IEEE de 14 barras .....	13
5.2.1	Fuera de servicio el generador de la barra 6 .....	13
6	CONCLUSIONES.....	15
6.1	Trabajos futuros.....	15
7	REFERENCIAS .....	15
7.1	Matriz de Estado del Arte .....	19
7.2	Resumen de Indicadores .....	25
8	ANEXOS .....	27

## 2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Conexión de un dispositivo de compensación en un circuito básico.....	8
Figura 2. Curva QV con diferentes MPR.....	8
Figura 3. Metodología de la sensibilidad del SEP.....	9
Figura 4. Metodología de la curva QV del SEP.....	10
Figura 5. Metodología para compensar la barra más débil del SEP.....	10
Figura 6. Esquema IEEE de 9 barras.....	11
Figura 7. Esquema IEEE de 14 barras.....	11
Figura 8. Sensibilidad VQ de condiciones iniciales y contingencia en la línea de transmisión 4-5.....	12
Figura 9. Curva QV de la barra 5 del sistema de 9 barras.....	13
Figura 10. Curva QV de la barra 5 compensada del sistema de 9 barras.....	13
Figura 11. Sensibilidad VQ de condiciones iniciales y contingencia en el generador de la barra 6.....	14
Figura 12. Curva QV de la barra 12 del SEP de 14 barras.....	14
Figura 13. Curva QV de la barra 12 compensada del sistema de 14 barras.....	14
Figura 14. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.....	25
Figura 15. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	25
Figura 16. Indicador de solución - Estado del arte.....	26

### 3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Análisis de contingencia en el sistema de 9 barras. ....	11
Tabla 2. Análisis de contingencia en el sistema de 14 barras. ....	11
Tabla 3. Sensibilidad VQ en condiciones iniciales del sistema de 9 barras. ....	12
Tabla 4. Sensibilidad VQ con contingencia en la línea de transmisión 4-5 del sistema de 9 barras. ....	12
Tabla 5. MPR de la barra 5 del sistema de 9 barras. ....	12
Tabla 6. MPR y voltaje de la barra 5 compensada del sistema de 9 barras. ....	13
Tabla 7. Comparativa niveles de voltaje antes y después de la compensación del sistema de 9 barras. ....	13
Tabla 8. Sensibilidad VQ en condiciones iniciales del sistema de 14 barras. ....	13
Tabla 9. Sensibilidad VQ con contingencia en el generador de la barra 6 del sistema 14 barras. ....	14
Tabla 10. MPR de la barra 12 del sistema de 14 barras. ....	14
Tabla 11. MPR y voltaje de la barra 12 compensada del sistema de 14 barras. ....	14
Tabla 12. Comparativa niveles de voltaje antes y después de la compensación del sistema de 14 barras. ....	15
Tabla 13. Matriz de estado del arte. ....	19
Tabla 14. Análisis de contingencia completo del sistema de 14 barras. ....	27
Tabla 15. Matriz de sensibilidad completa del sistema IEEE de 9 barras. ....	30
Tabla 16. Matriz de sensibilidad completa del sistema IEEE de 14 barras. ....	30



# DETERMINACIÓN DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARALELO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN USANDO RESULTADOS DE SENSIBILIDAD Y CURVAS QV

## Resumen

La mejora de la estabilidad de voltaje es una cuestión importante dentro de la planificación y el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia (SEP). En la literatura, existen varias técnicas para determinar la compensación reactiva requerida en un sistema, la cual influye directamente en su estabilidad. El presente documento propone una metodología de evaluación de déficit de potencia reactiva basada en métodos estáticos de estabilidad de voltaje. La operación individual de estos métodos tiene el inconveniente de no otorgar información relevante para tomar decisiones de diseño. Sin embargo, el presente documento solventa aquel inconveniente relacionando dos métodos estáticos para tomar decisiones de diseño de compensación reactiva en paralelo. Se relaciona los métodos estáticos de sensibilidad VQ y curvas QV, con la finalidad de determinar la barra más débil del sistema bajo estudio, y la compensación reactiva en paralelo necesaria para que esta barra opere con un perfil de voltaje de 1.0 [p.u]. La metodología puede ser aplicada a cualquier SEP, y para validarla se la ensaya sobre los sistemas de prueba de 9 y 14 barras de IEEE, sujetos a la contingencia más drástica. La metodología es modelada en Matlab y los resultados se contrastan con los simulados en el software DIgSILENT PowerFactory.

**Palabras Clave:** Compensación reactiva, Control de voltaje, Curva QV, Sensibilidad VQ.

## Abstract

Improving voltage stability is an important issue within the planning and operation of the electrical power system (EPS). In the literature, there are several techniques to determine the reactive compensation required in a system, which directly influences its stability. This paper proposes a reactive power deficit assessment methodology based on static voltage stability methods. The individual operation of these methods has the disadvantage of not providing relevant information to make design decisions. However, this document solves that inconvenience by relating two static methods to make reactive compensation design decisions in parallel. The static methods of sensitivity VQ and QV curves are related in order to determine the weakest bus in the system under study, and the parallel reactive compensation necessary for this bus to operate with a voltage profile of 1.0 [p.u]. The methodology can be applied to any EPS, and to validate it is tested on the IEEE 9 and 14 busbar test systems, subject to the most drastic contingency. The methodology is modelled in Matlab and the results are contrasted with those simulated in the DIgSILENT PowerFactory software.

**Keywords:** Reactive power compensation, Voltage Control, QV Curve, VQ Sensitivity.

# 1 Introducción

La problemática en la estabilidad de voltaje representa uno de los temas de interés en el SEP, especialmente para sistemas con condiciones de carga elevadas, el estudio de la literatura denota que se han realizado varios trabajos sobre el análisis de estabilidad de voltaje en transmisión [1], [2]. El voltaje puede ser controlado por la absorción o inyección de potencia reactiva, este control apoya a la estabilidad del sistema y facilita la cooperación comercial a través de las redes de transmisión. La compensación reactiva tiene el objetivo incrementar las características de confiabilidad y seguridad de los sistemas de potencia, a través de la mejora del perfil de voltaje, la rectificación del factor de potencia, la disminución del costo de la energía y de las pérdidas del sistema [3], [4].

Como la potencia reactiva no puede ser transferida o transportada a largas distancias, el control de voltaje tiene que efectuarse por medio de dispositivos de compensación localizados en sitios donde el perfil de voltaje no se encuentre dentro de los límites admisibles [5]. Es necesario el trabajo de ingeniería para determinar el valor de potencia reactiva y la ubicación de dispositivos compensadores, este trabajo minimiza la suma del costo de inversión y el costo de pérdidas de potencia en transmisión, además, evita la amenaza de colapso de voltaje y proporciona perfiles de voltaje y flujos de potencia admisibles tanto en situaciones habituales como en situaciones de emergencia (eventualidad en generadores, transformadores o líneas de transmisión) [3], [6].

Existen varios dispositivos para adquirir el equilibrio reactivo, estos exhiben disimilitudes funcionales en su utilización. Según el funcionamiento, los dispositivos reactivos se categorizan en

dispositivos pasivos, que se fundamentan en susceptancias fijas y los dispositivos dinámicos, que adecua de forma ininterrumpida la colaboración de reactivos. La contribución de potencia reactiva, a más de, ayudar a la regulación de voltaje asiste al decrecimiento de las pérdidas en las líneas de transmisión, a causa de, inferior paso de corriente [7].

Con finalidad de cubrir la demanda adicional de energía reactiva y mantener la estabilidad de voltaje dentro del límite permitido, se emplean varios dispositivos de compensación, dentro de los dispositivos pasivos se tiene: capacitores e inductores en paralelo y serie; y en los dispositivos dinámicos se ubican: compensadores síncronos, compensadores estáticos de Var (SVC) y compensadores estáticos sincrónicos (STATCOM), estos últimos forman parte de los dispositivos de sistemas de transmisión de CA flexible (FACTS) [5], [8], [9].

Antiguamente, la corrección de la potencia reactiva se realizaba mediante la implementación de elementos compensadores pasivos. Sin embargo, en la actualidad, para el mejoramiento de la capacidad del SEP se emplean los FACTS que son equipos basados en electrónica de potencia [10]. Los FACTS proporcionan soluciones para aumentar efectivamente la capacidad del sistema de transmisión, además, mejora la confiabilidad, seguridad y potencia el funcionamiento y el control [11]. Los dispositivos FACTS presentan muchas ventajas, no obstante, se debe considerar la número de dispositivos instalados, ya que, no es posible implementarlos en todas las barras del SEP, debido principalmente al impacto económico que ocasionaría, por esta razón, se emplean diferentes métodos para determinar el valor de potencia reactiva necesaria y la ubicación óptima de estos dispositivos [3], [6], [11].

En [12] se indican 9 categorías de estos métodos que se dividen en dos grupos, los métodos de optimización convencionales y avanzados. El primer grupo de métodos emplea una solución óptima local, mientras que el segundo puede garantizar el óptimo global, pero requiere más tiempo de cálculo.

En [13] se propone un sistema experto para disminuir los problemas de voltaje aplicando compensación reactiva en paralelo conmutable y ajustes de derivación del transformador. En [14] se plantea un esquema de optimización híbrido aplicando un recocido simulado en paralelo y un multiplicador de Lagrange para la planificación óptima de un SVC con la finalidad de perfeccionar el voltaje. En [15] se emplea la técnica de optimización de la búsqueda de armonía para conocer la cantidad, la ubicación y el tamaño ideal del dispositivo compensador STATCOM, esta técnica toma restricciones la potencia reactiva necesaria del sistema y los límites de voltaje de las barras, así se obtienen resultados que favorecen a la estabilidad de voltaje en todas las barras y la reducción de las pérdidas del sistema. En [16] se utiliza la técnica de programación evolutiva para determinar la asignación óptima de los dispositivos FACTS, se realiza el análisis con los dispositivos SVC y controlador de flujo de energía unificado (UPFC). El resultado del método indica que el costo mínimo, promedio y máximo del combustible del generador con FACTS es más bajo que un sistema no compensado. En [17] se presenta un enfoque de algoritmo genético (GA) mejorado mejorar la estabilidad de voltaje por medio de compensación reactiva. En [18] se presenta un enfoque basado en la técnica de evolución diferencial (DE) para localizar el sitio ideal y la configuración del UPFC para mejorar la seguridad del

SEP. En [19] se propone un método novedoso que utiliza el algoritmo de las abejas para establecer la asignación ideal de dispositivos FACTS para maximizar la capacidad de transferencia de transacciones de potencia desde la fuente a las zonas con problemas. En [20]–[23] se indica más métodos para encontrar la localización ideal y la capacidad de los equipos de contribución de reactivos.

La estabilidad de voltaje es un fenómeno dinámico y su análisis puede ser mediante técnicas estáticas o dinámicas. Sin embargo, las simulaciones dinámicas no proporcionan fácilmente información sobre la sensibilidad o el grado de estabilidad, además, requieren demasiado tiempo computacional e ingeniería necesaria para evaluación de resultados. Para la evaluación del voltaje se requiere un estudio eficiente de las condiciones del sistema y un gran número de escenarios de contingencia, por lo tanto, el enfoque basado en técnicas estáticas es más empleado, utilizándolo correctamente concede datos importantes, acerca de, la problemática del voltaje y potencia reactiva [24]. En la bibliografía, se ha postulado múltiples métodos para el análisis de estabilidad de voltaje utilizando el enfoque estático, por ejemplo, curvas PV, curvas QV, procedimientos cimentados en fasores y vectores de voltaje, análisis de sensibilidad, análisis modal y técnicas basadas en energía, estos pueden ser resueltos mediante flujos de potencia continuos o convencionales [25]–[28].

Algunas empresas de servicio públicos utilizan el método estático de las curvas QV en un reducido número de barras de carga (PQ) para puntualizar la imediación del colapso de voltaje y dictaminar perspectivas de diseño del sistema cimentados en los valores de Q y V [29]. El problema de este método que generalmente se desconoce la barra donde

debe generarse la curva QV. Además, el sistema contiguo se estresa indebidamente y los resultados pueden ser engañosos, por lo tanto, al centrarse en un número reducido de barras no se reconocería adecuadamente los problemas del sistema [30].

También se utiliza ampliamente el método estático de sensibilidad VQ que calcula un número específico de valores propios asociados del Jacobiano reducida. Cada uno de los valores propios está asociado con el voltaje y potencia reactiva proporcionan una proximidad a la inestabilidad de voltaje, el rápido algoritmo analítico para el cálculo de los valores propios hace que este método sea idóneo para sistemas eléctricos complejos [31]. La sensibilidad VQ en una barra interpreta la pendiente de la Curva QV en una posición de ejecución otorgada. Un VQ positivo trasluce una sensibilidad en estado regular; cuanto más inferior la sensibilidad, más regular es el sistema. Cuando la estabilidad del sistema está en riesgo, la magnitud de la sensibilidad aumenta, llegando a ser infinito en el límite de estabilidad. Por el contrario, una sensibilidad VQ negativa indica una operación inestable [32]. En virtud de, la condición no lineal de VQ, las magnitudes de sensibilidades de las diferentes disposiciones del sistema no concede una magnitud clara del nivel relativo de estabilidad [33].

Generalmente, los métodos estáticos no han encontrado una aplicación práctica generalizada, y las empresas de servicios públicos tienden a depender bastante de los flujos de carga convencionales para determinar los rangos de colapso de voltaje de varios puntos del sistema. Este enfoque es laborioso y no proporciona información de sensibilidad útil para tomar decisiones de diseño. El método de sensibilidad VQ se encarga de identificar las zonas deficientes de voltaje, pero no

proporciona información de la cantidad de compensación reactiva necesaria para mejorar la estabilidad del sistema [34]. El método de curva QV proporciona márgenes de potencia reactiva (MPR) y voltaje, pero se desconoce sobre que barra necesita el análisis y la cantidad idónea de compensación reactiva.

La operación individual de los métodos estáticos presenta el inconveniente de no otorgar datos trascendentales para adoptar criterios de diseño, sin embargo, el presente documento solventa aquel inconveniente relacionando dos métodos estáticos para tomar decisiones de diseño de compensación reactiva en paralelo. La relación existente entre los métodos estáticos, sensibilidad VQ y curvas QV, permite puntualizar la barra más deficiente del sistema bajo estudio, y la compensación reactiva en paralelo necesaria para que esta barra opere con un perfil de voltaje de 1.0 [p.u], de esta manera, se mejora la estabilidad de voltaje en todo el SEP.

El documento está estructurado por secciones. La sección 2, revisa algunos dispositivos de compensación reactiva que contribuyen en el control del voltaje del SEP, también indica información y formulación matemática de los métodos estáticos de sensibilidad VQ y curvas QV. La sección 3, detalla la metodología para puntualizar la barra más deficiente del sistema, y la compensación reactiva en paralelo necesaria para que esta barra opere con un perfil de voltaje de 1.0 [p.u]. La sección 4, define la implementación de la metodología, se muestra los sistemas de prueba y los escenarios de simulación. Para la elección de los escenarios se ha realizado previamente un análisis de contingencias para determinar el peor caso de estudio. En la sección 5, se analiza los resultados de la metodología aplicada en los escenarios de simulación de los

sistemas de prueba. En la sección 6, se describe las conclusiones de la investigación y los trabajos futuros que pueden realizarse en base a este documento.

## 2 Marco teórico

### 2.1 Elementos compensadores de potencia reactiva

La contribución de potencia reactiva es la forma más eficaz para perfeccionar la estabilidad de voltaje y la facultad de entrega de potencia. El control de voltaje se logra por medio de la inyección, absorción y flujo de la potencia reactiva.

Las unidades de generación proporcionan los medios elementales para regular voltaje, mediante el sistema de excitación preserva los niveles de voltaje adecuados en los terminales del generador o en las barras cercanas. En la actualidad, debido al crecimiento del SEP, es necesario contar con dispositivos de compensación reactiva adicionales ubicados cerca de los lugares de demanda eléctrica [11].

Los dispositivos de compensación reactiva pueden ser pasivos o dinámicos [5], [8]. Dentro de los dispositivos pasivos se tiene:

- Capacitores en paralelo/ serie.
- Inductores en paralelo/ serie.

Dentro de los dispositivos dinámicos se tiene:

- Compensador síncrono.
- SVC (Pertenece a los dispositivos FACTS).
- STATCOM (Pertenece a los dispositivos FACTS).

#### 2.1.1 Capacitores en paralelo/ serie

Los capacitores en paralelo son económicos y flexibles. Sirven para el control del voltaje en períodos de máxima demanda y para la rectificación del factor de potencia. La mayor desventaja en estos

es que la salida de potencia reactiva cae con el voltaje al cuadrado. Por lo tanto, durante graves caídas de voltaje estos dispositivos no resultan muy eficaces. La conexión y desconexión de estos dispositivos puede ser manual o automática [5], [7].

Los capacitores en serie ayudan a controlar el flujo de potencia en régimen permanente. Amplía la zona de estabilidad de voltaje al reducir la reactancia de línea, contribuyendo a una menor caída de voltaje. La instalación de estos dispositivos conlleva algunas dificultades propias de su funcionamiento, por ejemplo, provoca resonancias subsíncronas que derivan en fallos a los ejes de la turbina y del generador. Además, pueden acentuar problemas en los sistema de protección provocando falsas alarmas [7].

#### 2.1.2 Inductores en paralelo/ serie

Los inductores en paralelo son dispositivos utilizados principalmente para mantener un voltaje reducido, absorbiendo la potencia reactiva. Se instalan para ayudar a reducir los excesos de voltaje causados por el impacto capacitivo de las líneas de transmisión (línea en vacío o en mínima carga) o durante la energización de elementos de la red. Para su instalación es necesario una observación minuciosa en el sector de transitorios por maniobra para evitar voltajes transitorios de restauración particularmente perjudicial [5], [7].

Los inductores serie restringen el paso de potencia en la línea sobre la que se acoplan. Al instalar inductores en serie se busca repartir el paso de potencia a los circuitos de carga inferior y con condición de transmisión superior. En sistemas de voltaje elevado pueden contribuir a remediar el impacto capacitivo de las líneas de transmisión [35].

### **2.1.3 Compensadores sincrónicos**

El compensador síncrono se ha utilizado tradicionalmente en la industria de la energía para apoyar al sistema que posee bajo perfil de voltaje y de factor de potencia. Sin embargo, su uso se ha visto limitado por la degradación del aislamiento causado por el calentamiento de la corriente de campo durante el funcionamiento cíclico que provoca una eficiencia relativamente baja. Han sido sustituidos por soluciones electrónicas como los dispositivos FACTS [36].

### **2.1.4 Dispositivos FACTS**

Los dispositivos FACTS son una tecnología basada en la electrónica de potencia que consiste en varios controladores [11]. La ventaja de utilizar estos dispositivos es el perfeccionamiento de la estabilidad dinámica y momentánea, la estabilidad de voltaje, la compensación de la línea de transmisión, la mejora del factor de potencia, mejora del perfil de voltaje y la minimización de las pérdidas. Los dispositivos FACTS se clasifican en cuatro tipos [9].

- Controlador serie: Compensador estático de serie sincrónico (SSSC), condensadores en serie controlados por medio de tiristores (TCSC), reguladores de ángulo de fase controlados por medio de tiristores (TCPAR), reactores controlados por tiristores (TCR), etc.
- Controlador paralelo: SVC, STATCOM, compensador síncrono distribuido estático (DSTATCOM), etc.
- Controlador serie- serie combinado: Controlador de paso de potencia interlíneas (IPFC), controladores de paso de energía de interconexión generalizada (GIPFC), etc.

- Controlador serie- paralelo combinado: UPFC, controlador de flujo de energía híbrido (HPFC), etc.

La utilización de estos dispositivos extiende la posibilidad de que la corriente que pasa por una línea pueda ser controlada a un costo razonable, lo que permite un gran potencial de aumento de la capacidad, así, permite que la potencia correspondiente fluya a través de las líneas en condiciones normales y de contingencia [19]. En la literatura, se han estudiado detalladamente cada uno, determinando sus ventajas y desventajas [4], [9], [11].

## **2.2 Sensibilidad en el SEP**

La evaluación de sensibilidad VQ consiste en realizar un acercamiento lineal del proceder del SEP alrededor de un sitio de ejecución estable, este sitio se deriva de la convergencia de un flujo de potencia, el método más utilizado es Newton-Raphson, debido a su convergencia rápida. La información entregada por la sensibilidad VQ es útil para estimar los cambios de voltaje que resultan de la instalación de compensación reactiva [34].

### **2.2.1 Flujo de potencia Newton-Raphson**

La metodología de Newton-Raphson basado en las series de Taylor es la solución más poderosa para analizar problemas de flujo de potencia en AC y DC [37]. Tiene gran precisión y los tiempos computacionales de convergencia son reducidos [38]. Para el análisis de este método se realiza los siguientes pasos:

Paso 1: Recopilar los datos del sistema, valores de las líneas de transmisión, las barras, los generadores y las configuraciones de los transformadores.

Paso 2: Calcular la Y de barra.

Paso 3: Asumir valores adecuados de voltaje en todas las barras, excluyendo la barra de oscilación, y fijar el error para la potencia activa y reactiva calculada.

Paso 4: Calcular la potencia activa y reactiva, se utiliza (1) y (2) respectivamente.

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j| (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) \quad (1)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j| (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \quad (2)$$

Donde:  $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$

Paso 5: Calcular el error entre lo especificado y lo calculado de potencias activa (P) y reactiva (Q), para los nodos de carga (PQ) se calcula las cantidades de potencia P y Q, mientras que, para los nodos de voltaje controlado (PV) solo los valores de P. Si están dentro del límite tolerable, ir al paso 8, caso contrario continuar los pasos siguientes.

Paso 6: Calcular el Jacobiano usando (3).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3)$$

Paso 7: Calcular la magnitud del voltaje y el incremento del ángulo usando (4) (excepto la barra oscilante).

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = |J|^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4)$$

Paso 8: Calcular la magnitud del voltaje de la nueva barra y su ángulo en todas las barras (excepto la barra oscilante) y actualizar la solución con (5) y (6).

$$|V_{nuevo}| = |V_{antiguo}| + \Delta V \quad (5)$$

$$|\theta_{nuevo}| = |\theta_{antiguo}| + \Delta \theta \quad (6)$$

Paso 9: Comprobar si  $|\Delta V|$  y  $|\Delta \theta|$  son menores que épsilon ( $\epsilon$ ). Si cumple con esa condición el problema está resuelto,

caso contrario, retornar al paso 4 [31], [39]. El punto de singularidad de la matriz Jacobiano del flujo de potencia se considera comúnmente como un límite de estabilidad de voltaje estático [40].

### 2.2.2 Matriz de sensibilidad

Para encontrar la matriz de sensibilidad se parte de (3). En (7) se aprecia el Jacobiano redefinido.

$$|J| = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \triangleq \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Los valores de la matriz  $J$  otorgan la variación entre los flujos de potencia y la alteración en los voltajes de las barras [41]. Las variaciones de  $P$  y  $Q$  afectan a la estabilidad del voltaje. En cada sitio de acción es posible preservar  $P$  invariable y examinar el voltaje apreciando la relación incremental entre  $Q$  y  $V$ , por lo tanto, considerando  $\Delta P = 0$  en (3) se obtiene (8) [42].

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (8)$$

Donde:

$$J_R = J_{QV} - J_{Q\theta} * J_{P\theta}^{-1} * J_{PV} \quad (9)$$

$J_R$  representa el Jacobiano reducido del sistema, a partir de la ecuación (8), se deduce (10).

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (10)$$

Los elementos del Jacobiano reducido inverso ( $J_R^{-1}$ ) representan las sensibilidades VQ del sistema [34]. Los factores de la diagonal figuran las sensibilidades particulares ( $\partial V_i / \partial Q_i$ ) lo que denota la sensibilidad de la barra en relación consigo misma y los factores afuera de la diagonal figuran las sensibilidades mutuas ( $\partial V_k / \partial Q_i$ ) que denotan la sensibilidad de la barra con relación al sistema [41]. La sensibilidad

VQ en una barra define la pendiente de la curva QV en un sitio operativo otorgado [32].

### 2.3 Curvas QV

El método de la curva QV muestra valores de MPR y perfil de voltaje de la barra bajo estudio, esto permite conocer su robustez. Este método debe ser aplicado a la barra más débil del sistema [43], [30].

#### 2.3.1 Formulación matemática

Para obtener la curva QV es necesario la conexión de un generador sincrónico ficticio ( $Q_g$ ) en paralelo al nodo de carga, apreciar el circuito básico de la Figura 1.

La curva se genera realizando flujos de carga sucesivos, con diversas cantidades de voltaje de  $Q_g$ , al almacenar y graficar el voltaje frente al resultado de potencia reactiva de cada flujo de potencia, se obtiene la curva QV.

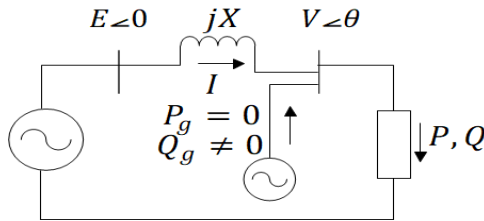


Figura 1. Conexión de un dispositivo de compensación en un circuito básico.

De la Figura 1, se deduce (11) y (12).

$$P = -\left(\frac{EV}{X}\right) \text{sen}(\theta) \quad (11)$$

$$Q - Q_g = \left(\frac{EV}{X}\right) \text{cos}(\theta) - \frac{V^2}{X} \quad (12)$$

Para la construcción de la curva QV en el circuito de la Figura 1 se considera el factor de potencia y potencia activa constantes y otorgando valores de voltaje se obtiene  $\theta$  mediante (11) y  $Q_g$  mediante (12).

En la Figura 2 se aprecia el MPR en tres distintas situaciones. La línea de puntos indica un MPR negativo, que

muestra la cantidad de potencia reactiva de reserva, es decir, la potencia reactiva que la barra bajo estudio puede suministrar al sistema, el punto más bajo de esta representa el punto de colapso. Las líneas entrecortadas indican un MPR igual a cero, significa que la barra estudiada carece de reactivos para suministrar al sistema. La línea continua indica un MPR positivo, esto se asocia con una barra PV, y denota una deficiencia de potencia reactiva en el sistema [44].

El MPR de la curva QV y el perfil de voltaje están relacionados proporcionalmente, es decir, a menor MPR menor perfil de voltaje, y a mayor MPR mayor perfil de voltaje. La barra más débil se identifica por poseer alguna de las situaciones siguientes, tener el sitio de colapso de voltaje más elevado, tener el menor MPR, poseer una carencia reactiva significativa o tener la proporción más elevada de alteración de voltaje.

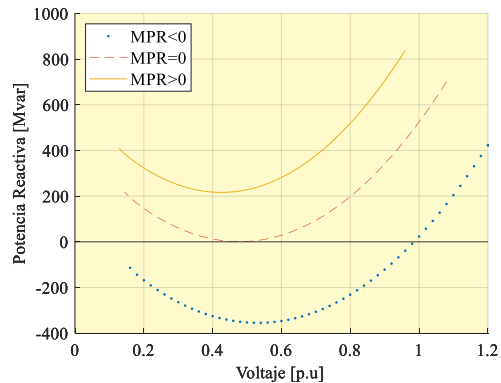


Figura 2. Curva QV con diferentes MPR.

## 3 Método de evaluación de estabilidad de voltaje y compensación reactiva

La operación individual de los métodos estáticos para puntualizar la estabilidad de voltaje, tienen el inconveniente de no otorgan datos trascendentales para adoptar criterios de diseño, sin embargo,



el método propuesto relacionando los métodos estáticos, la sensibilidad VQ y curvas QV, logra solventar ese inconveniente para tomar decisiones de diseño de compensación reactiva en paralelo. La relación existente entre estos métodos estáticos permite establecer la barra más deficiente del sistema bajo estudio, y la compensación reactiva en paralelo necesaria para que esta barra opere con un perfil de voltaje de 1.0 [p.u], de esta manera, se mejora la estabilidad de voltaje en todo el SEP.

La Figura 3 indica la metodología para obtener la sensibilidad VQ, así se determina la barra más débil del sistema bajo estudio. Se verifica si el sistema requiere o no compensación, valores demasiado elevados de sensibilidad indican que el sistema requiere compensación. La barra seleccionada será candidata para realizar la curva QV. No se puede determinar un valor fijo límite de sensibilidad, ya que estos valores varían según la naturaleza del sistema.

La Figura 4 indica la metodología para obtener la curva QV, para su operación se requiere conectar un generador sincrónico ficticio con límites de voltaje, además, el número y la cantidad reactiva de la barra débil. En caso de desear graficar la curva QV de la barra compensada y apreciar que la misma opera con un voltaje de 1 [p.u], es necesario introducir el dato de MPR en lugar de la potencia reactiva de la barra. Por lo tanto, los resultados de MPR y voltaje que muestra la curva son fundamentales para establecer una relación con los resultados de sensibilidad VQ y determinar la compensación reactiva necesaria para que la barra bajo estudio opere con un voltaje de 1.0 [p.u].

La Figura 5 indica la metodología para compensar la barra más débil, recopilando los resultados de las metodologías anteriores, y tomando en cuenta que la sensibilidad VQ representa la pendiente

de la curva QV en un sitio de ejecución, es posible determinar la compensación reactiva en paralelo necesaria para la barra bajo estudio opere con un voltaje de 1.0 [p.u].

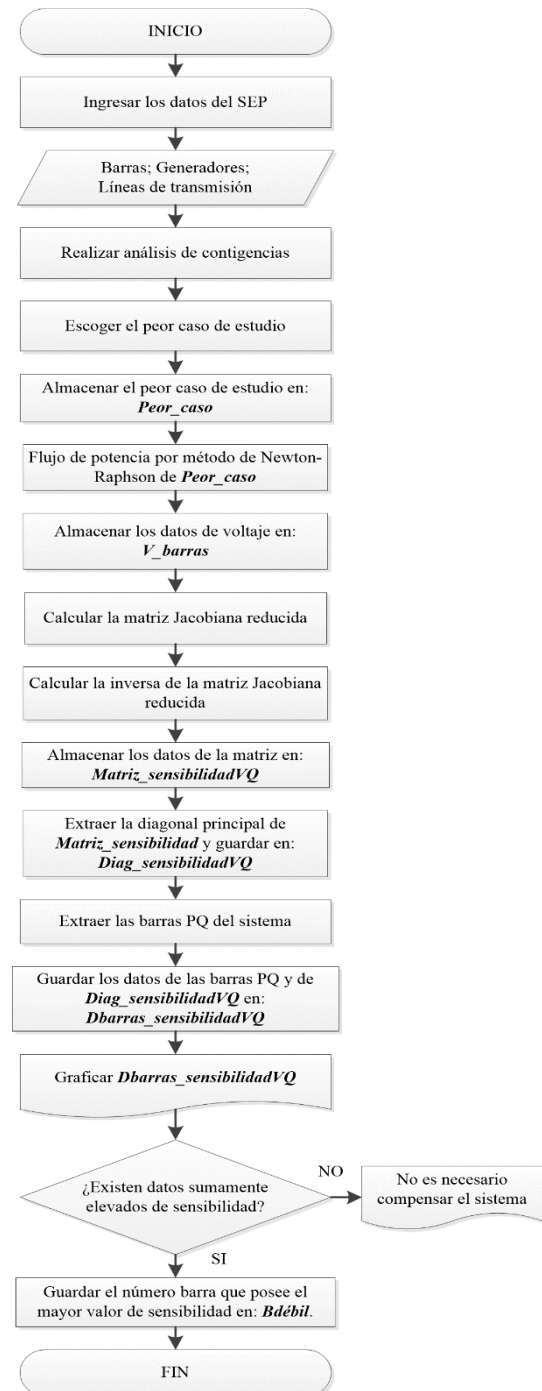


Figura 3. Metodología de la sensibilidad del SEP.

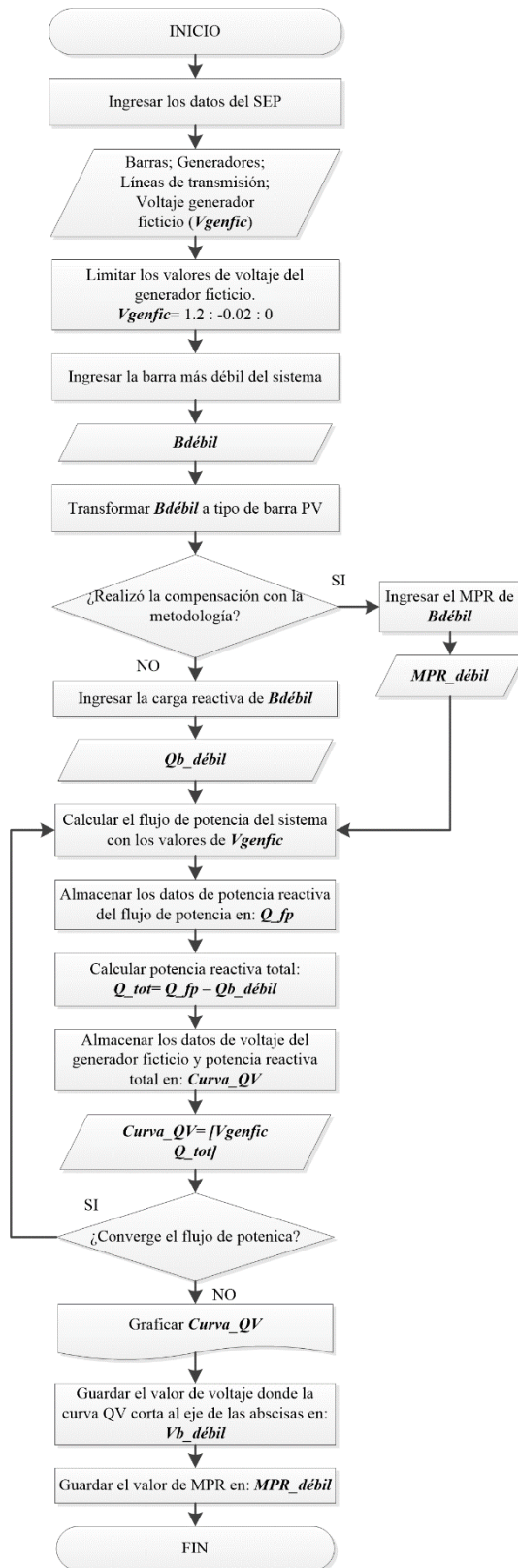


Figura 4. Metodología de la curva QV del SEP.

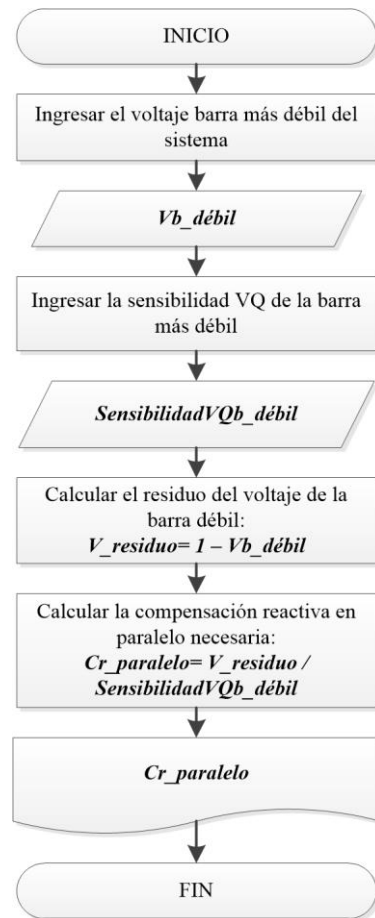


Figura 5. Metodología para compensar la barra más débil del SEP.

## 4 Casos de estudio

### 4.1 Sistema de prueba

Para verificar la metodología se aplica en sistemas de comprobación de 9 y 14 barras del IEEE, el sistema de 9 barras se aprecia en la Figura 6 y el sistema de 14 barras en la Figura 7.

### 4.2 Escenarios de simulación

Para la elección de los escenarios de simulación se ha realizado previamente un análisis de contingencias en líneas de transmisión, transformadores y generadores. Basado en los resultados de voltajes mínimos y máximos se ha determinado el peor escenario de estudio para cada sistema de prueba, siendo el caso más drástico en cada sistema un evento en el que se produzca un voltaje

muy bajo o en su defecto muy elevado. La Tabla 1, indica el producto de la evaluación de contingencias del SEP de 9 barras.

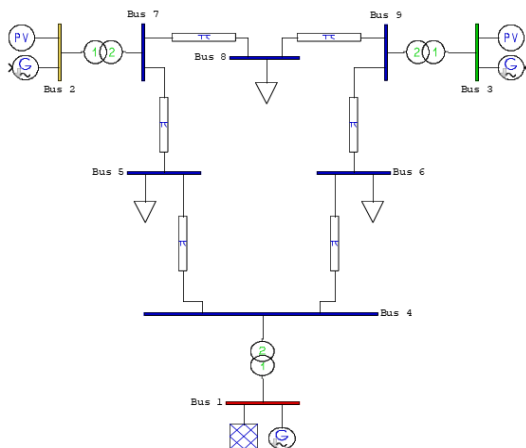


Figura 6. Esquema IEEE de 9 barras.

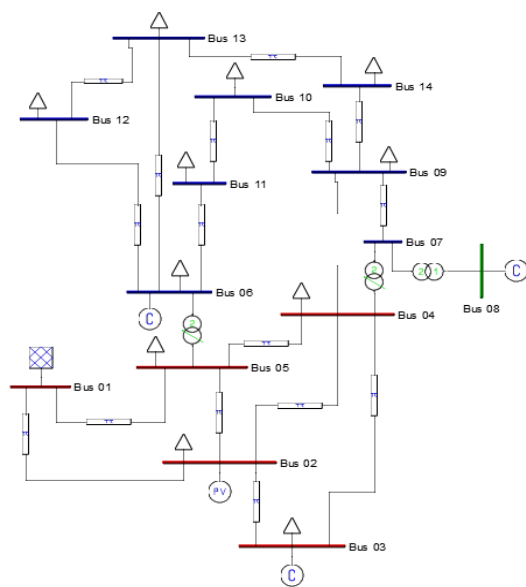


Figura 7. Esquema IEEE de 14 barras.

Tabla 1. Análisis de contingencia en el sistema de 9 barras.

Componente	Contingencia	Voltaje [p.u]
Barra 5	L/T tramo 4-5	0.840
Barra 5	L/T tramo 5-7	0.938
Barra 6	L/T tramo 4-6	0.942

La Tabla 2, indica los primeros resultados del análisis de contingencias del SEP de 14 barras. Se aprecia que

existen varias contingencias que tienen el mismo nivel de drasticidad, se puede elegir cualquiera de ellas, en el apartado de anexos en la Tabla 14, se muestra el análisis de contingencia completo.

Tabla 2. Análisis de contingencia en el sistema de 14 barras.

Componente	Contingencia	Voltaje [p.u]
Barra 8	L/T tramo 6-11	1,090
Barra 8	L/T tramo 9-10	1,090
Barra 8	L/T tramo 3-4	1,090
Barra 8	L/T tramo 4-5	1,090
Barra 8	L/T tramo 9-14	1,090
Barra 8	L/T tramo 6-12	1,090
Barra 8	L/T tramo 6-13	1,090
Barra 8	L/T tramo 1 -2/2	1,090
Barra 8	L/T tramo 2-4	1,090
Barra 8	Condiciones iniciales	1,090
Barra 8	L/T tramo 1- 2/1	1,090
Barra 8	L/T tramo 2-5	1,090
Barra 8	L/T tramo 1-5	1,090
Barra 8	L/T tramo 2-3	1,090
Barra 8	Generador barra 2	1,090
Barra 8	Transformador 5-6	1,090
Barra 8	Generador barra 6	1,090
Barra 8	Generador barra 3	1,090
Barra 8	L/T tramo 12-13	1,090
Barra 8	L/T tramo 10-11	1,090
Barra 8	L/T tramo 13-14	1,090

Según los resultados de la Tabla 1 y Tabla 2, se escoge los escenarios más drásticos los cuales se indican a continuación:

Para el sistema de comprobación IEEE de 9 barras:

- Peor escenario: Fuera de servicio la línea de transmisión del tramo 4-5.

Para el sistema de comprobación IEEE de 14 barras:

- Peor escenario: Fuera de servicio el generador de la barra 6 (en este sistema varias contingencias reportan valores de sobrevoltajes similares).

## 5 Evaluación de resultados

Los valores conseguidos a través del método en Matlab con la caja de

herramientas Matpower son comparados con resultados obtenidos en DIGSILENT PowerFactory.

## 5.1 Sistema de comprobación IEEE de 9 barras

La Tabla 3, indica los resultados de sensibilidad VQ del sistema en condiciones iniciales. Estos resultados son los factores de la diagonal que figuran las sensibilidades particulares, es decir, la sensibilidad de la barra con el respecto a si misma. En el apartado de Anexos, en la Tabla 15, se aprecia la matriz de sensibilidad completa, sensibilidades propias y mutuas.

Tabla 3. Sensibilidad VQ en condiciones iniciales del sistema de 9 barras.

Componente	PowerFactory	Matpower	Error
	[p.u./Mvar]	[p.u./Mvar]	[%]
Barra 4	0.00043149	0.00043149	0
Barra 5	0.00090707	0.00090707	0
Barra 6	0.00091027	0.00091027	0
Barra 7	0.00043403	0.00043403	0
Barra 8	0.00071486	0.00071486	0
Barra 9	0.00041026	0.00041026	0

### 5.1.1 Fuera de servicio la línea de transmisión del tramo 4-5

La Tabla 4, indica los resultados de sensibilidad VQ tras la contingencia. La eventualidad en una línea de transmisión provoca el incremento de la cargabilidad de algunos equipos de transmisión del sistema, debido a la redistribución de los flujos de potencia, produciendo un estado desfavorable. En base a los resultados, se determina que la barra 5 presenta un mayor valor de sensibilidad VQ, por lo tanto, es la barra más débil del sistema y candidata al análisis de curva QV. En la Figura 8, se aprecia el cambio que de la sensibilidad VQ tras la contingencia.

La curva QV muestra los valores de voltaje y MPR de la barra bajo estudio, en este caso la barra 5. Los valores que reflejan en la Tabla 5, indican una caída

de voltaje considerable, por lo tanto, el MPR del sistema es deficiente. En la Figura 9, se aprecia la gráfica de la curva QV, el cruce por el eje de las abscisas de la curva indica el perfil de voltaje, en este caso, está fuera de los límites establecidos por ley [0.95-1.05][p.u].

Tabla 4. Sensibilidad VQ con contingencia en la línea de transmisión 4-5 del sistema de 9 barras.

Componente	PowerFactory	Matpower	Error
	[p.u./Mvar]	[p.u./Mvar]	[%]
Barra 4	0.00047941	0.00047942	0
Barra 5	0.00367964	0.00367964	0
Barra 6	0.00092372	0.00092372	0
Barra 7	0.00058897	0.00058897	0
Barra 8	0.00079649	0.00079649	0
Barra 9	0.00041679	0.00041679	0

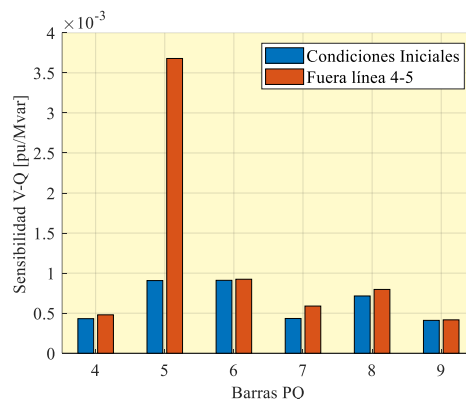


Figura 8. Sensibilidad VQ de condiciones iniciales y contingencia en la línea de transmisión 4-5.

Debido a la deficiencia de reactivos, es necesario compensar el sistema con un banco de capacitores. Al aplicar la metodología, se concluye compensar con un banco de capacitores en paralelo de 43.822 Mvar, de esta manera, el perfil de voltaje de barra 5 operará en 1.0 [p.u]. La Figura 10, indica la efectividad de la metodología.

Tabla 5. MPR de la barra 5 del sistema de 9 barras.

Compo nente	PowerFactory		Matpower		Error [%]
	MPR	V	MPR	V	
	[Mvar]	[p.u]	[Mvar]	[p.u]	
Barra 5	36.0105	0.839	36.0105	0.839	0

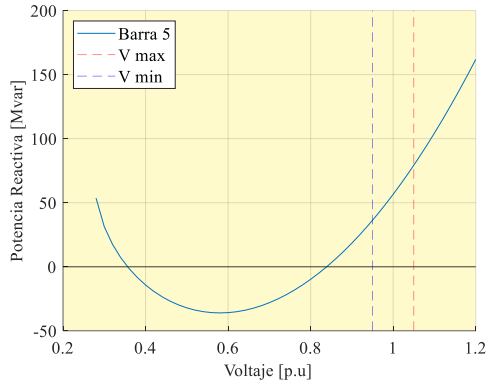


Figura 9. Curva QV de la barra 5 del sistema de 9 barras.

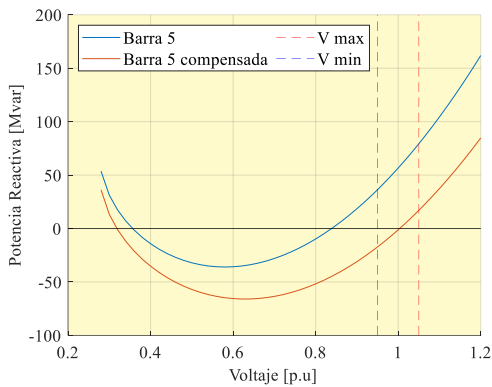


Figura 10. Curva QV de la barra 5 compensada del sistema de 9 barras.

La Tabla 6, indica la mejora considerable del valor de MPR y voltaje, tras la compensación reactiva en paralelo.

Tabla 6. MPR y voltaje de la barra 5 compensada del sistema de 9 barras.

Componente	PowerFactory		Matpower		Error [%]
	MPR [Mvar]	V [p.u.]	MPR [Mvar]	V [p.u.]	
Barra 5	65.944	1.0	65.944	1.0	0

Tabla 7. Comparativa niveles de voltaje antes y después de la compensación del sistema de 9 barras.

Componente	Voltaje pre-compensación	Voltaje post-compensación
	[p.u.]	[p.u.]
Barra 4	1.039	1.040
Barra 5	0.840	1.000
Barra 6	1.020	1.025
Barra 7	0.988	1.026
Barra 8	0.990	1.017
Barra 9	1.024	1.034

La

Tabla 7, muestra los valores de voltaje de las barras PQ antes y después de realizar la compensación, para apreciar que una correcta compensación mejora la estabilidad de todo el SEP.

## 5.2 Sistema de comprobación IEEE de 14 barras

La Tabla 8 indica los resultados de sensibilidad VQ del sistema en condiciones iniciales. Estos resultados son los componentes de la diagonal que representan las sensibilidades propias. En el apartado de Anexos, en la Tabla 16 se aprecia la matriz de sensibilidad completa, sensibilidades propias y mutuas. La

Tabla 8. Sensibilidad VQ en condiciones iniciales del sistema de 14 barras.

Componente	PowerFactory	Matpower	Error [%]
	[p.u./Mvar]	[p.u./Mvar]	
Barra 4	0,00040258	0,00040258	0
Barra 5	0,00041152	0,00041152	0
Barra 7	0,00077549	0,00077549	0
Barra 9	0,00107008	0,00107008	0
Barra 10	0,00140040	0,00140040	0
Barra 11	0,00128988	0,00128988	0
Barra 12	0,00137246	0,00137246	0
Barra 13	0,00086333	0,00086333	0
Barra 14	0,00208587	0,00208587	0

### 5.2.1 Fuera de servicio el generador de la barra 6

La Tabla 9 muestra los resultados de sensibilidad VQ tras la contingencia. La salida de un generador provoca una disminución de la reserva del sistema y principalmente un deterioro de la frecuencia. En base a los resultados, se determina que la barra 12 presenta un mayor valor de sensibilidad VQ, por lo tanto, es la barra más débil del sistema y candidata al análisis de la curva QV. En la Figura 11 se aprecia el cambio de sensibilidad VQ tras la contingencia.

Tabla 9. Sensibilidad VQ con contingencia en el generador de la barra 6 del sistema 14 barras.

Componente	PowerFactory	Matpower	Error
	[p.u./Mvar]	[p.u./Mvar]	
Barra 4	0,00046456	0,00046456	0
Barra 5	0,00050924	0,00050924	0
Barra 6	0,00201615	0,00201615	0
Barra 7	0,00089452	0,00089453	0
Barra 9	0,00144002	0,00144002	0
Barra 10	0,00198098	0,00198099	0
Barra 11	0,00248454	0,00248455	0
Barra 12	0,00329988	0,00329989	0
Barra 13	0,00263776	0,00263776	0
Barra 14	0,00298566	0,00298567	0

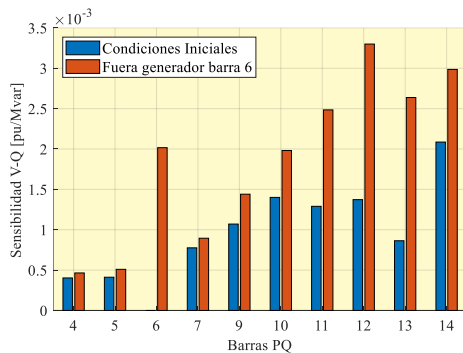


Figura 11. Sensibilidad VQ de condiciones iniciales y contingencia en el generador de la barra 6.

Los resultados de MPR y voltaje de la curva QV de la barra 12 se aprecia en la Tabla 10, estos indican un considerable aumento en el perfil de voltaje. La Figura 12 muestra la gráfica de la curva QV.

En este caso, al salir un generador, el efecto capacitivo de las líneas de transmisión ha provocado un elevado el perfil de voltaje, por lo tanto, es necesario compensar con un banco de inductores. Al aplicar la metodología, se concluye compensar con un banco de inductores en paralelo de 9.653 Mvar, así, el perfil de voltaje se reduce a 1.0 [p.u.]. La Figura 13 muestra la efectividad de la metodología.

Tabla 10. MPR de la barra 12 del sistema de 14 barras.

Componente	PowerFactory		Matpower		Error
	MPR [Mvar]	V [p.u.]	MPR [Mvar]	V [p.u.]	
Barra 12	73.217	1.032	73.217	1.032	0

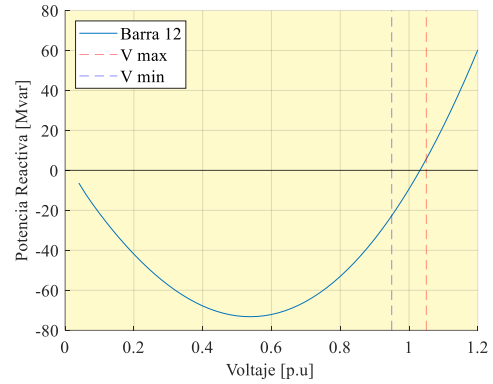


Figura 12. Curva QV de la barra 12 del SEP de 14 barras

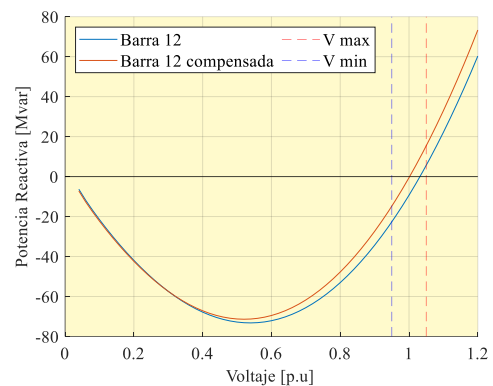


Figura 13. Curva QV de la barra 12 compensada del sistema de 14 barras.

La Tabla 11, indica la mejora considerable del valor de MPR y voltaje, tras la compensación reactiva en paralelo.

Tabla 11. MPR y voltaje de la barra 12 compensada del sistema de 14 barras.

Componente	PowerFactory		Matpower		Error
	MPR [Mvar]	V [p.u.]	MPR [Mvar]	V [p.u.]	
Barra 12	71.380	1.00	71.380	1.00	0

La Tabla 12, muestra los valores de voltaje de las barras PQ antes y después de realizar la compensación, para apreciar que una correcta compensación mejora la estabilidad de todo el SEP.

Tabla 12. Comparativa niveles de voltaje antes y después de la compensación del sistema de 14 barras.

Componente	Voltaje pre-compensación	Voltaje post-compensación
	[p.u]	[p.u]
Barra 4	1.014	1.011
Barra 5	1.015	1.011
Barra 6	1.046	1.026
Barra 7	1.056	1.051
Barra 9	1.046	1.037
Barra 10	1.039	1.028
Barra 11	1.039	1.024
Barra 12	1.032	1.000
Barra 13	1.028	1.005
Barra 14	1.020	1.005

## 6 Conclusiones

El presente documento determina la cantidad y localización ideal de contribución reactiva en paralelo para mejorar los niveles de voltaje del sistema, mediante métodos estáticos de estabilidad de voltaje, estos métodos operando individualmente no proporciona datos trascendentales para adoptar criterios de diseño, sin embargo, relacionando la sensibilidad VQ y curvas QV se logra encontrar información relevante para el diseño del sistema con compensación reactiva en paralelo adecuada.

Para verificar la eficiencia de la metodología, se aplicó a los sistemas de 9 y 14 barras del IEEE escenarios de contingencias, para designar estos escenarios se realizó previamente un análisis de contingencias, con el fin de determinar el peor escenario de simulación. Tras aplicar las contingencias más drásticas, la estabilidad de voltaje resulta seriamente afectada. La metodología solventa ese inconveniente determinando la barra más débil en cada escenario de estudio, y la cantidad de compensación reactiva en paralelo necesaria para que esta barra opere con un perfil de voltaje de 1.0 [p.u], así, también se mejoran los niveles de voltaje en las barras cercanas, y se preserva las características de seguridad y confiabilidad del SEP

La compensación reactiva que propone la metodología para la regulación del voltaje se ejerce en paralelo sobre la carga, esto con el fin de evitar problemas de resonancia subsíncrona en el eje de los generadores; problemas propios de la compensación en serie. La cantidad de compensación reactiva que muestra la metodología puede ser solventada mediante dispositivos pasivos o activos, siendo aquellos elementos FACTS los que pueden entregar la potencia reactiva en pasos continuos, por sobre los discretos de un banco de capacitores tradicional.

La metodología es adaptable para cualquier SEP y sirve de apoyo al área de planificación y/u operación de sistemas de potencia ya que su aplicación se enmarca en la seguridad del voltaje.

### 6.1 Trabajos futuros

Con los resultados conseguidos en el presente documento es posible principiar indagaciones respecto a las temáticas subsecuentes:

- Compensación de potencia reactiva añadiendo modelos relevantes en el comportamiento del voltaje, p. ej.: modelos de carga.
- Incorporación de un algoritmo de búsqueda automática de barras débiles basados en la metodología propuesta.
- Compensación de potencia reactiva en base a elementos FACTS en aquellos puntos donde se reporte una barra débil.

## 7 Referencias

- [1] M. A. Joodi, I. K. Ibraheem, and F. M. Tuaimah, "Power transmission system midpoint voltage fixation using SVC with genetic tuned simple PID controller," *Int. J. Eng. Technol.*, vol. 7, no. 4, pp. 5438–

- 5443, 2018.
- [2] C. F. Yang, G. G. Lai, C. H. Lee, C. T. Su, and G. W. Chang, "Optimal setting of reactive compensation devices with an improved voltage stability index for voltage stability enhancement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 50–57, 2012.
- [3] V. F. Pires, A. V. Pombo, and J. M. Lourenço, "Multi-objective optimization with post-pareto optimality analysis for the integration of storage systems with reactive-power compensation in distribution networks," *J. Energy Storage*, vol. 24, no. May, p. 100769, 2019.
- [4] Z. Wang, X. Yin, Y. Chen, J. Lai, L. Li, and Z. Qi, "DSTATCOM integrated with Y-y connection transformer for reactive power compensation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, no. September 2018, p. 105721, 2020.
- [5] O. G. I. Okwe Gerald Ibe, "Concepts of Reactive Power Control and Voltage Stability Methods in Power System Network," *IOSR J. Comput. Eng.*, vol. 11, no. 2, pp. 15–25, 2013.
- [6] M. S. Saddique *et al.*, "Solution to optimal reactive power dispatch in transmission system using meta-heuristic techniques—Status and technological review," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 178, no. February 2019, p. 106031, 2020.
- [7] J. A. Hernandez Galicia, "Planificación de la compensación reactiva mediante programación evolutiva," *Univ. autónoma Nuevo León*, 2000.
- [8] B. F. Wollenberg, "Transmission system reactive power compensation," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 1, no. c, pp. 507–508, 2002.
- [9] B. Singh and R. Kumar, "A comprehensive survey on enhancement of system performances by using different types of FACTS controllers in power systems with static and realistic load models," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 55–79, 2020.
- [10] M. M. Alonso, "Gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica.," *Univ. Carlos III Madrid*, pp. 1–237, 2010.
- [11] C. Alejandro, D. Duarte, and A. M. Ramos, "Modelación de un compensador estático para el control de generación distribuida con energías renovables.," *Univ. Chile*, 2009.
- [12] W. Zhang and L. M. Tolbert, "Survey of reactive power planning methods," *2005 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, vol. 2, pp. 1430–1440, 2005.
- [13] Bansilal, D. Thukaram, and K. Parthasarathy, "An expert system for voltage control in a power system network," no. February, pp. 364–369, 2002.
- [14] C. S. Chang and J. S. Huang, "Optimal multiobjective SVC planning for voltage stability enhancement," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, no. 2, pp. 203–209, 1998.
- [15] M. M. Eissa, T. S. Abdel-Hameed, and H. Gabbar, "A novel approach for optimum allocation of Flexible AC Transmission Systems using Harmony Search technique," *IEEE Int. Conf. Smart Energy Grid Eng. SEGE 2013*, 2013.
- [16] S. Chansareewittaya, "Optimal Allocations of FACTS Controllers for Economic Dispatch using Evolutionary Programming,"



- ICSEC 2017 - 21st Int. Comput. Sci. Eng. Conf. 2017, Proceeding*, vol. 6, pp. 1–4, 2018.
- [17] D. Devaraj, “Improved genetic algorithm for multi-objective reactive power dispatch problem,” *Eur. Trans. Electr. power*, 2007.
- [18] H. I. Shaheen, G. I. Rashed, and S. J. Cheng, “Optimal location and parameter setting of UPFC for enhancing power system security based on Differential Evolution algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 94–105, 2011.
- [19] R. M. Idris, A. Khairuddin, M. W. Mustafa, and A. Kalam, “Optimal allocation of multi-type FACTS devices using bees algorithm for ATC enhancement in deregulated power system,” *Int. Rev. Electr. Eng.*, vol. 5, no. 2, pp. 644–651, 2010.
- [20] D. Thukaram *et al.*, “Monitoring the effects of on-load tap changing transformers on voltage stability,” no. November, pp. 21–24, 2004.
- [21] J. B. X. Devotta, S. S. Choi, O. L. Lee, I. P. Siew, and H. Paul, “Optimal reactive compensation in power systems,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 9, no. 2, pp. 111–119, 1982.
- [22] M. Ettappan, V. Vimala, S. Ramesh, and V. T. Kesavan, “Optimal reactive power dispatch for real power loss minimization and voltage stability enhancement using Artificial Bee Colony Algorithm,” *Microprocess. Microsyst.*, vol. 76, p. 103085, 2020.
- [23] B. Shaw, V. Mukherjee, and S. P. Ghoshal, “Solution of reactive power dispatch of power systems by an opposition-based gravitational search algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 29–40, 2014.
- [24] G. K. Morison, B. Gao, and P. Kundur, “Voltage stability analysis using static and dynamic approaches,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 3, pp. 1159–1171, 1993.
- [25] R. A. Schlueter, “A voltage stability security assessment method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 4, pp. 1423–1438, 1998.
- [26] Y. Tamura, H. Mori, and S. Iwamoto, “Relationship Between Voltage Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electric Power Systems,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PER-3, no. 5, pp. 30–31, 1983.
- [27] P. Kessel and H. Glavitsch, “Estimating the voltage stability of a power system,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, no. 3, pp. 346–354, 1986.
- [28] N. Flatabo, R. Ognedal, and T. Carlsen, “Voltage stability condition in a power transmission system calculated by sensitivity methods,” *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1286–1293, 1990.
- [29] O. Alizadeh Mousavi and R. Cherkaoui, “Investigation of P-V and V-Q based optimization methods for voltage and reactive power analysis,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 769–778, 2014.
- [30] Y. A. Mobarak, “Voltage collapse prediction for Egyptian interconnected electrical grid EIEG,” *Int. J. Electr. Eng. Informatics*, vol. 7, no. 1, pp. 79–88, 2015.
- [31] P. Anshuman, “Assessment and enhancement of voltage stability based on reactive power

- management using UPFC,” *ME, Dep. Electr. Eng. Jabalpur Eng. Coll. Jabalpur, Indi*, pp. 63–71, 2015.
- [32] E. R. M. Ali, “Voltage stability of the Libyan network after its enhancement by new mobile generators .,” *Proc. Int. Conf. Recent Adv. Electr. Syst. Tunis. 2016*, vol. 1, no. 250, pp. 250–255, 2016.
- [33] P. Chen, Z. Du, F. Zhan, and Y. Zhang, “Voltage sensitivity-based transient voltage stability analysis considering HVDC recovery characteristics,” *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, vol. 2016-Janua, 2016.
- [34] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, “Voltage Stability Evaluation using Modal Analysis,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 12, no. 11, p. 41, 1992.
- [35] P. Cao *et al.*, “Analysis of electrical length compensation types for tuned half-wavelength transmission lines,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 115, no. August 2019, p. 105520, 2020.
- [36] S. Kalsi, D. Madura, and M. Ross, “Performance of superconductor dynamic synchronous condenser on an electric grid,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2005, pp. 1–5, 2005.
- [37] A. Garces, “On the convergence of Newton’s method in power flow studies for dc microgrids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 5770–5777, 2018.
- [38] O. D. Montoya, W. Gil-Gonzalez, and V. M. Garrido, “Voltage stability margin in DC grids with CPLs: A recursive Newton-raphson approximation,” *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, vol. 67, no. 2, pp. 300–304, 2020.
- [39] N. C. Yang and H. C. Chen, “Decomposed Newton algorithm-based three-phase power-flow for unbalanced radial distribution networks with distributed energy resources and electric vehicle demands,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 96, no. September 2017, pp. 473–483, 2018.
- [40] Y. Song, D. J. Hill, and T. Liu, “State-in-mode analysis of the power flow Jacobian for static voltage stability,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, no. May 2018, pp. 671–678, 2019.
- [41] P. Kundur, “Power System Stability And Control.” p. 1661, 1993.
- [42] D. Hau and A. Lee, “Voltage Stability Assessment Using Equivalent Nodal Analysis,” *IEEE Trans. POWER Syst. VOL. 31, NO. 1, JANUARY 2016 Volt.*, vol. 31, no. 1, pp. 454–463, 2016.
- [43] R. S. Moura, A. C. Zambroni de Souza, B. I. Lima Lopes, and F. W. Mohn, “Effects of QV curves in the dynamic behaviour of power systems,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 12, pp. 2861–2870, 2016.
- [44] A. C. Zambroni De Souza, F. W. Mohn, I. F. Borges, and T. R. Ocariz, “Using PV and QV curves with the meaning of static contingency screening and planning,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 7, pp. 1491–1498, 2011.

## 7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 13. Matriz de estado del arte

Determinación de la Compensación Reactiva en Paralelo en Sistemas de Transmisión usando Resultados de Sensibilidad y Curvas QV																											
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
			REVISTA Cuartil (Q1,Q2,Q3,Q4), Scielo, Conferencia	Cita en formato para ShareLatex desde Mendeley	Patentes	CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	Compensación Reactiva	Control de voltaje	Flujo de Potencia Newton Raphson	Sensibilidad V-Q	Curva QV	Estabilidad de Voltaje en el SEP	Óptima Ubicación de Dispositivos de Compensación Reactiva	Pérdidas de Potencia	Compensación Reactiva Adecuada	Seguridad y Confiabilidad del SEP	Colapso de Voltaje	Contingencia en el Sistema de Potencia	Transferencia de Potencia Reactiva	Dispositivos de Compensación Reactiva	Método de Newton Raphson	Método de sensibilidad V-Q	Método de la Curva QV	Determinación de Compensación	Análisis del Perfil de Voltaje	Método de Sensibilidad V-Q	Método de la curva QV
1	2018	Power transmission system midpoint voltage fixation using SVC with genetic tuned simple PID controller	Q3	\cite{Joodi2018}	NO	1	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐
2	2012	Optimal setting of reactive compensation devices with an improved voltage stability index for voltage stability enhancement.	Q1	\cite{Yang2012}	NO	132	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐
3	2019	Multi-objective optimization with post-pareto optimality analysis for the integration of storage systems with reactive-power compensation in distribution networks	Q1	\cite{Pires2019}	NO	2	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐
4	2018	DSTATCOM integrated with Y-y connection transformer for reactive power compensation	Q1	\cite{Wang2020}	NO	0	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	
5	2013	Concepts of Reactive Power Control and Voltage Stability Methods in Power System Network	Q2	\cite{OkweGeraldIbe2013}	NO	52	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐
6	2020	Solution to optimal reactive power dispatch in transmission system using meta-heuristic	Q1	\cite{Saddique2020}	NO	4	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐

## Determinación de la Compensación Reactiva en Paralelo en Sistemas de Transmisión usando Resultados de Sensibilidad y Curvas QV

ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
			REVISTA Cuartil (Q1,Q2,Q3,Q4), Scielo, Conferencia	Cita en formato para ShareLatex desde Mendeley	Patentes	CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	Compensación Reactiva	Control de voltaje	Flujo de Potencia Newton Raphson	Sensibilidad V-Q	Curva QV	Estabilidad de Voltaje en el SEP	Óptima Ubicación de Dispositivos de Compensación	Pérdidas de Potencia	Compensación Reactiva Adecuada	Seguridad y Confiabilidad del SEP	Colapso de Voltaje	Contingencia en el Sistema de Potencia	Transferencia de Potencia Reactiva	Dispositivos de Compensación Reactiva	Método de Newton Raphson	Método de sensibilidad V-Q	Método de la Curva QV	Determinación de Compensación	Análisis del Perfil de Voltaje	Método de Sensibilidad V-Q	Método de la curva QV
		techniques—Status and technological review																									
7	2000	Planificación de la compensación reactiva mediante programación evolutiva		\cite{HernandezGalicia2000}	NO	3	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐
8	2002	Transmission system reactive power compensation		\cite{Wollenberg2002}	NO	26	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	
9	2020	A comprehensive survey on enhancement of system performances by using different types of FACTS controllers in power systems with static and realistic load models	Q1	\cite{Singh2020}	NO	0	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	
10	2010	Gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica		\cite{Alonso2010}	NO	3	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	
11	2009	Modelación de un compensador estático para el control de generación distribuida con energías renovables		\cite{Alejandro2009}	NO	7	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	
12	2005	Survey of reactive power planning methods		\cite{Zhang2005}	NO	64	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐
13	2002	An expert system for voltage control in a power system network		\cite{Bansilal2002}	NO	17	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	
14	1998	Optimal multiobjective SVC planning for voltage stability enhancement	Q1	\cite{Chang1998}	NO	84	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐

## Determinación de la Compensación Reactiva en Paralelo en Sistemas de Transmisión usando Resultados de Sensibilidad y Curvas QV

ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTICULO	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
			REVISTA Cuartil (Q1,Q2,Q3,Q4), Scielo, Conferencia	Cita en formato para ShareLatex desde Mendeley	Patentes	CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	Compensación Reactiva	Control de voltaje	Flujo de Potencia Newton Raphson	Sensibilidad V-Q	Curva QV	Estabilidad de Voltaje en el SEP	Óptima Ubicación de Dispositivos de Compensación Reactiva	Pérdidas de Potencia	Compensación Reactiva Adecuada	Seguridad y Confiabilidad del SEP	Colapso de Voltaje	Contingencia en el Sistema de Potencia	Transferencia de Potencia Reactiva	Dispositivos de Compensación Reactiva	Método de Newton Raphson	Método de sensibilidad V-Q	Método de la Curva QV	Determinación de Compensación	Análisis del Perfil de Voltaje	Método de Sensibilidad V-Q	Método de la curva QV
15	2013	A novel approach for optimum allocation of Flexible AC Transmission Systems using Harmony Search technique		\cite{Eissa2013}	NO	8	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐
16	2018	Optimal Allocations of FACTS Controllers for Economic Dispatch using Evolutionary Programming		\cite{Chansareewittaya2018}	NO	2	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐
17	2007	Improved genetic algorithm for multi-objective reactive power dispatch problem		\cite{Devaraj2007}	NO	90	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	
18	2011	Optimal location and parameter setting of UPFC for enhancing power system security based on Differential Evolution algorithm	Q1	\cite{Shaheen2011}	NO	126	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐
19	2010	Optimal allocation of multi-type FACTS devices using bees algorithm for ATC enhancement in deregulated power system	Q2	\cite{Ildris2010}	NO	12	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐
20	2004	Monitoring the effects of on-load tap changing transformers on voltage stability		\cite{Thukaram2004}	NO	14	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	
21	1982	Optimal reactive compensation in power systems	Q2	\cite{Devotta1982}	NO	1	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐
22	2020	Optimal reactive power dispatch for real power loss minimization and voltage stability enhancement using Artificial Bee Colony Algorithm	Q3	\cite{Ettappan2020}	NO	1	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐

## Determinación de la Compensación Reactiva en Paralelo en Sistemas de Transmisión usando Resultados de Sensibilidad y Curvas QV

ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	DATOS				TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA				
			REVISTA Cuartil (Q1,Q2,Q3,Q4), Scielo, Conferencia	Cita en formato para Sharelatex desde Mendeley	Patentes	CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	Compensación Reactiva	Control de voltaje	Flujo de Potencia Newton Raphson	Sensibilidad V-Q	Curva QV	Estabilidad de Voltaje en el SEP	Óptima Ubicación de Dispositivos de Compensación	Pérdidas de Potencia	Compensación Reactiva Adecuada	Seguridad y Confiabilidad del SEP	Colapso de Voltaje	Contingencia en el Sistema de Potencia	Transferencia de Potencia Reactiva	Dispositivos de Compensación Reactiva	Método de Newton Raphson	Método de sensibilidad V-Q	Método de la Curva QV	Determinación de Compensación	Análisis del Perfil de Voltaje	Método de Sensibilidad V-Q	Método de la curva QV
23	2014	Solution of reactive power dispatch of power systems by an opposition-based gravitational search algorithm	Q1	\cite{Shaw2014}	NO	139	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐
24	1993	Voltage stability analysis using static and dynamic approaches	Q1	\cite{Morison1993}	NO	433	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒
25	1998	A voltage stability security assessment method	Q1	\cite{Schlueter1998}	NO	184	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒
26	1983	Relationship Between Voltage Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electric Power Systems	Q4	\cite{Tamura1983}	NO	484	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐
27	1986	Estimating the voltage stability of a power system	Q1	\cite{Kessel1986}	NO	1214	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐
28	1990	Voltage stability condition in a power transmission system calculated by sensitivity methods	Q1	\cite{Flatabo1990}	NO	272	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒
29	2014	Investigation of P-V and V-Q based optimization methods for voltage and reactive power analysis	Q1	\cite{AlizadehMousavi2014}	NO	13	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
30	2015	Voltage collapse prediction for Egyptian interconnected electrical grid EIEG	Q3	\cite{Mobarak2015}	NO	20	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒
31	2015	Assessment and enhancement of voltage stability based on reactive power management using UPFC		\cite{Anshuman2015}	NO	1	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
32	2016	Voltage stability of the Libyan network after its enhancement by new mobile generators		\cite{Ali2016}	NO	0	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒

## Determinación de la Compensación Reactiva en Paralelo en Sistemas de Transmisión usando Resultados de Sensibilidad y Curvas QV

ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
			REVISTA Cuartil (Q1,Q2,Q3,Q4), Scielo, Conferencia	Cita en formato para ShareLatex desde Mendeley	Patentes	CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	Compensación Reactiva	Control de voltaje	Flujo de Potencia Newton Raphson	Sensibilidad V-Q	Curva QV	Estabilidad de Voltaje en el SEP	Óptima Ubicación de Dispositivos de Compensación Reactiva	Pérdidas de Potencia	Compensación Reactiva Adecuada	Seguridad y Confiabilidad del SEP	Colapso de Voltaje	Contingencia en el Sistema de Potencia	Transferencia de Potencia Reactiva	Dispositivos de Compensación Reactiva	Método de Newton Raphson	Método de sensibilidad V-Q	Método de la Curva QV	Determinación de Compensación	Análisis del Perfil de Voltaje	Método de Sensibilidad V-Q	Método de la curva QV
33	2016	Voltage sensitivity-based transient voltage stability analysis considering HVDC recovery characteristics		\cite{Chen2016}	NO	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" 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 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"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
34	1992	Voltage Stability Evaluation using Modal Analysis		\cite{Gao1992a}	NO	1227	<input checked="" 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 type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
35	2020	Analysis of electrical length compensation types for tuned half-wavelength transmission lines	Q1	\cite{Cao2020}	NO	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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"/>	<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 type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
36	2005	Performance of superconductor dynamic synchronous condenser on an electric grid		\cite{Kalsi2005}	NO	9	<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 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 type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
37	2018	On the convergence of Newton's method in power flow studies for dc microgrids	Q1	\cite{Garces2018}	NO	35	<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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input 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"/>
38	2020	Voltage stability margin in DC grids with CPLs: A recursive Newton-raphson approximation	Q1	\cite{Montoya2020}	NO	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input 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 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 type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
39	2018	Decomposed Newton algorithm-based three-phase power-flow for unbalanced radial distribution networks with distributed energy resources and electric vehicle demands	Q1	\cite{Yang2018}	NO	12	<input 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 type="checkbox"/>	<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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
40	2019	State-in-mode analysis of the power flow Jacobian for static voltage stability	Q1	\cite{Song2019}	NO	7	<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 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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
41	1993	Power System Stability And Control		\cite{Kundur1993}	NO	932	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

## Determinación de la Compensación Reactiva en Paralelo en Sistemas de Transmisión usando Resultados de Sensibilidad y Curvas QV

ITEM	DATOS					TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REVISTA Cuartil (Q1,Q2,Q3,Q4), Scielo, Conferencia	Cita en formato para ShareLatex desde Mendeley	Patentes	CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	Compensación Reactiva	Control de voltaje	Flujo de Potencia Newton Raphson	Sensibilidad V-Q	Curva QV	Estabilidad de Voltaje en el SEP	Óptima Ubicación de Dispositivos de Compensación	Pérdidas de Potencia	Compensación Reactiva Adecuada	Seguridad y Confiabilidad del SEP	Colapso de Voltaje	Contingencia en el Sistema de Potencia	Transferencia de Potencia Reactiva	Dispositivos de Compensación Reactiva	Método de Newton Raphson	Método de sensibilidad V-Q	Método de la Curva QV	Determinación de Compensación	Análisis del Perfil de Voltaje	Método de Sensibilidad V-Q	Método de la curva QV
42	2016	Voltage Stability Assessment Using Equivalent Nodal Analysis	Q1	\cite{Hau2016}	NO	46	<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 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 type="checkbox"/>
43	2016	Effects of QV curves in the dynamic behaviour of power systems	Q1	\cite{Moura2016}	NO	8	<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 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 type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
44	2011	Using PV and QV curves with the meaning of static contingency screening and planning	Q1	\cite{ZambroniDeSouza2011}	NO	32	<input checked="" type="checkbox"/>	<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 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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CANTIDAD:							30	41	16	21	13	39	29	24	23	31	27	27	23	24	13	15	13	27	41	21	13



## 7.2 Resumen de Indicadores

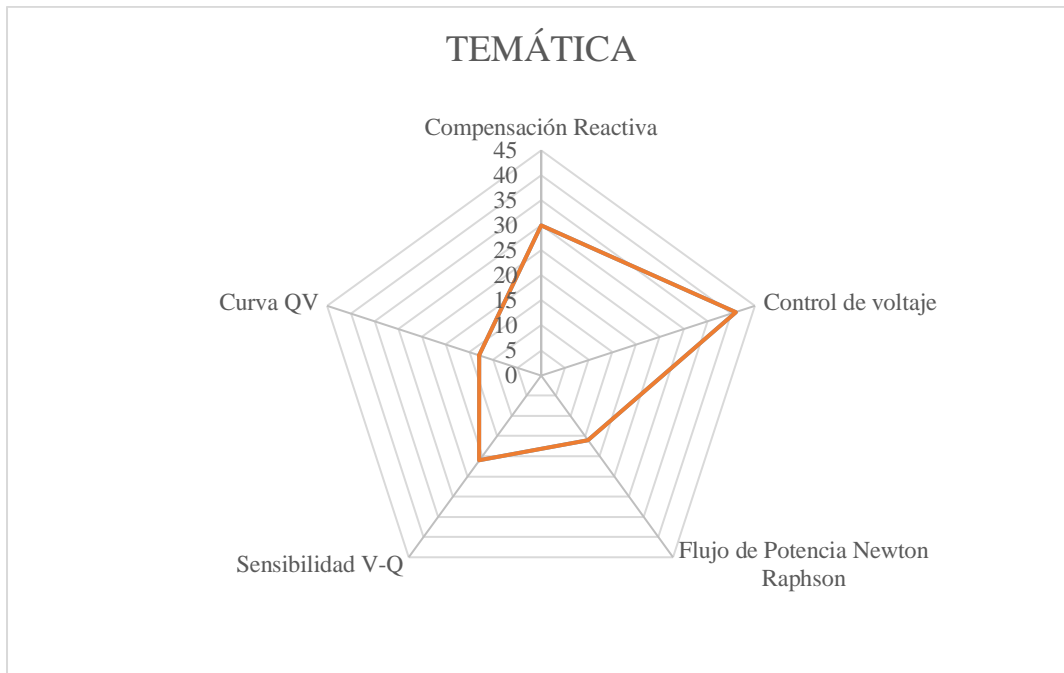


Figura 14. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

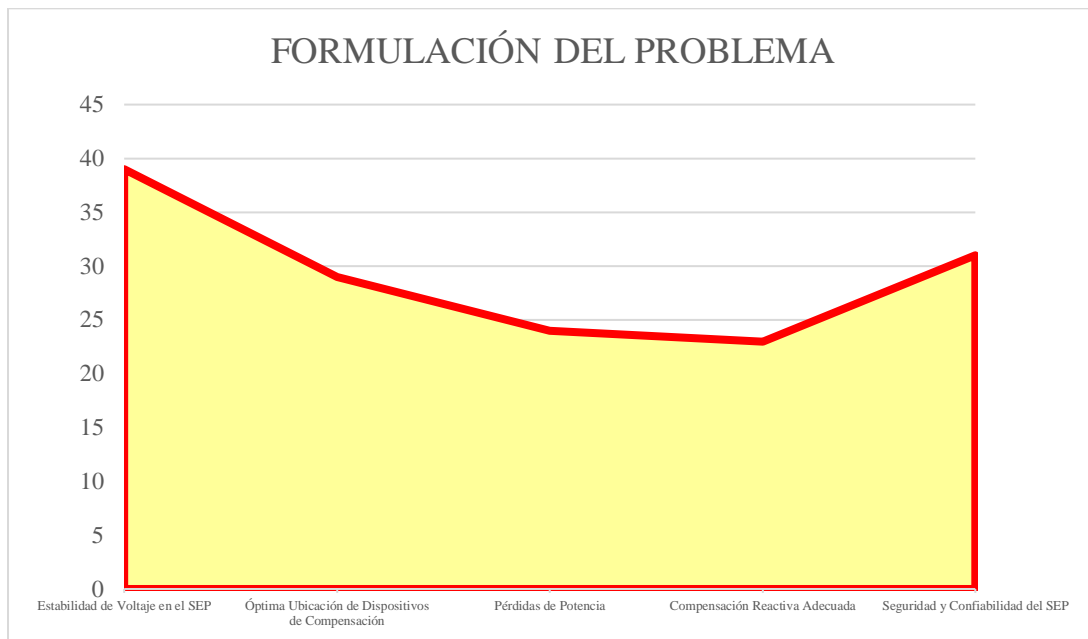


Figura 15. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

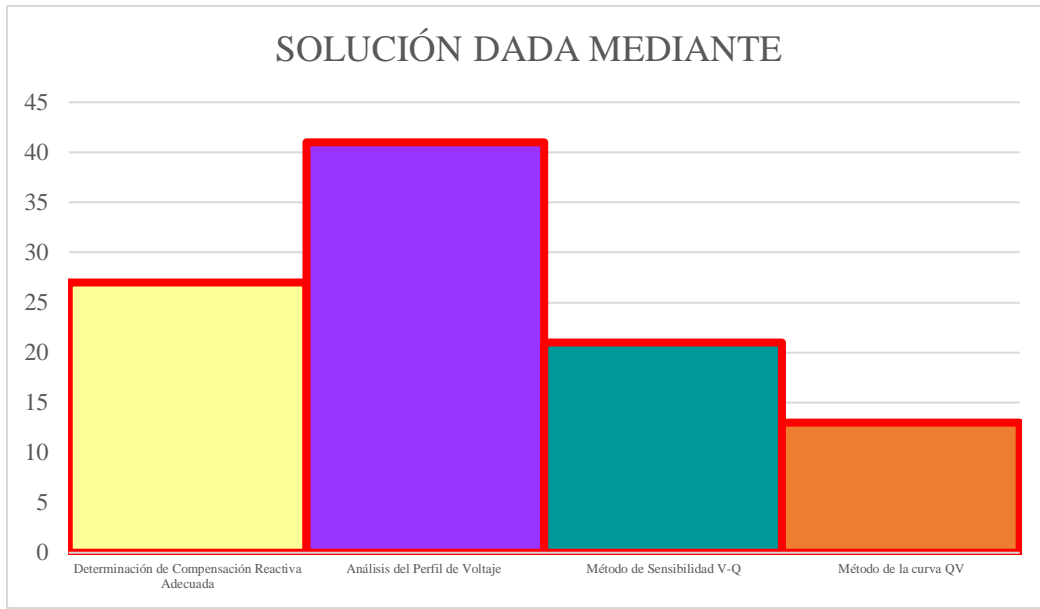


Figura 16. Indicador de solución - Estado del arte

## 8 Anexos

Tabla 14. Análisis de contingencia completo del sistema de 14 barras

Componente	Contingencia	Voltaje [p.u]
Barra 8	L/T tramo 6-11	1,090
Barra 8	L/T tramo 9-10	1,090
Barra 8	L/T tramo 3-4	1,090
Barra 8	L/T tramo 4-5	1,090
Barra 8	L/T tramo 9-14	1,090
Barra 8	L/T tramo 6-12	1,090
Barra 8	L/T tramo 6-13	1,090
Barra 8	L/T tramo 1 2/2	1,090
Barra 8	L/T tramo 2-4	1,090
Barra 8	Condiciones iniciales	1,090
Barra 8	L/T tramo 1 2/1	1,090
Barra 8	L/T tramo 2-5	1,090
Barra 8	L/T tramo 1-5	1,090
Barra 8	L/T tramo 2-3	1,090
Barra 8	Generador barra 2	1,090
Barra 8	Transformador 5-6	1,090
Barra 8	Generador barra 6	1,090
Barra 8	Generador barra 3	1,090
Barra 8	L/T tramo 12-13	1,090
Barra 8	L/T tramo 10-11	1,090
Barra 8	L/T tramo 13-14	1,090
Barra 8	Transformador 4-9	1,090
Barra 6	L/T tramo6-11	1,070
Barra 6	L/T tramo 9-10	1,070
Barra 6	L/T tramo 3-4	1,070
Barra 6	L/T tramo 4-5	1,070
Barra 6	Generador barra3	1,070
Barra 6	L/T tramo 6-12	1,070
Barra 6	L/T tramo 6-13	1,070
Barra 6	L/T tramo 1 2/2	1,070
Barra 6	L/T tramo 2-4	1,070
Barra 6	Condiciones iniciales	1,070
Barra 6	L/T tramo 1 2/1	1,070
Barra 6	L/T tramo 2-5	1,070
Barra 6	L/T tramo 1-5	1,070
Barra 6	L/T tramo 2-3	1,070
Barra 6	Transformador 7-8	1,070
Barra 6	L/T tramo 12-13	1,070
Barra 6	Generador barra 2	1,070
Barra 6	Transformador 7-9	1,070
Barra 6	Generador barra 8	1,070
Barra 6	Transformador 4-7	1,070
Barra 6	L/T tramo 13-14	1,070
Barra 6	L/T tramo 9-14	1,070
Barra 6	L/T tramo 10-11	1,070
Barra 6	Transformador 4-9	1,070
Barra 7	L/T tramo 9-14	1,066

<b>Componente</b>	<b>Contingencia</b>	<b>Voltaje [p.u]</b>
Barra 7	L/T tramo 9-10	1,066
Barra 7	L/T tramo 3-4	1,063
Barra 7	Condiciones iniciales	1,062
Barra 7	L/T tramo 12-13	1,062
Barra 7	L/T tramo 6-12	1,061
Barra 7	L/T tramo 1 2/2	1,061
Barra 7	L/T tramo 1 2/1	1,061
Barra 7	Transformador 4-9	1,060
Barra 7	L/T tramo 10-11	1,060
Barra 7	L/T tramo 13-14	1,060
Barra 7	L/T tramo 2-5	1,059
Barra 7	Generador barra 2	1,058
Barra 7	Generador barra3	1,058
Barra 7	L/T tramo6-11	1,058
Barra 7	L/T tramo 6-13	1,058
Barra 7	L/T tramo 4-5	1,057
Barra 7	L/T tramo 2-4	1,057
Barra 7	L/T tramo 1-5	1,056
Barra 7	Generador barra 6	1,056
Barra 7	Transformador 5-6	1,054
Barra 7	L/T tramo 2-3	1,053
Barra 9	L/T tramo 9-14	1,064
Barra 9	L/T tramo 9-10	1,064
Barra 9	L/T tramo 3-4	1,058
Barra 9	Condiciones iniciales	1,056
Barra 9	L/T tramo 12-13	1,056
Barra 9	L/T tramo 6-12	1,055
Barra 9	L/T tramo 1 2/2	1,055
Barra 9	L/T tramo 1 2/1	1,055
Barra 9	L/T tramo 2-5	1,054
Barra 9	Transformador 4-9	1,054
Barra 9	Generador barra 2	1,053
Barra 9	L/T tramo 10-11	1,053
Barra 9	Generador barra3	1,053
Barra 9	L/T tramo 13-14	1,052
Barra 9	L/T tramo 1-5	1,052
Barra 9	L/T tramo 2-4	1,051
Barra 11	L/T tramo 10-11	1,063
Barra 11	L/T tramo 9-14	1,061
Barra 11	L/T tramo 3-4	1,058
Barra 11	Condiciones iniciales	1,057
Barra 11	L/T tramo 12-13	1,057
Barra 11	L/T tramo 1 2/2	1,057
Barra 11	L/T tramo 6-12	1,057
Barra 11	L/T tramo 1 2/1	1,057
Barra 11	L/T tramo 2-5	1,056
Barra 11	Transformador 4-9	1,056
Barra 11	Generador barra 2	1,056
Barra 11	Generador barra3	1,055
Barra 11	L/T tramo 1-5	1,055
Barra 11	L/T tramo 13-14	1,055
Barra 11	L/T tramo 2-4	1,055
Barra 11	L/T tramo 6-13	1,053

<b>Componente</b>	<b>Contingencia</b>	<b>Voltaje [p.u]</b>
Barra 11	L/T tramo 2-3	1,053
Barra 11	L/T tramo 4-5	1,052
Barra 1	L/T tramo6-11	1,060
Barra 1	L/T tramo 9-10	1,060
Barra 1	L/T tramo 3-4	1,060
Barra 1	L/T tramo 4-5	1,060
Barra 1	Generador barra 6	1,060
Barra 1	L/T tramo 6-12	1,060
Barra 1	L/T tramo 6-13	1,060
Barra 1	L/T tramo 1 2/2	1,060
Barra 1	L/T tramo 2-4	1,060
Barra 1	Condiciones iniciales	1,060
Barra 1	L/T tramo 1 2/1	1,060
Barra 1	L/T tramo 2-5	1,060
Barra 1	L/T tramo 1-5	1,060
Barra 1	L/T tramo 2-3	1,060
Barra 1	Transformador 7-8	1,060
Barra 1	Generador barra 2	1,060
Barra 1	Generador barra3	1,060
Barra 1	Transformador 7-9	1,060
Barra 1	Generador barra 8	1,060
Barra 1	Transformador 4-7	1,060
Barra 1	L/T tramo 12-13	1,060
Barra 1	Transformador 5-6	1,060
Barra 1	L/T tramo 9-14	1,060
Barra 1	L/T tramo 10-11	1,060
Barra 1	Generador barra 1	1,060
Barra 1	L/T tramo 13-14	1,060
Barra 1	Transformador 4-9	1,060
Barra 12	L/T tramo 12-13	1,059
Barra 12	L/T tramo 13-14	1,057
Barra 12	L/T tramo 9-10	1,056
Barra 12	L/T tramo 3-4	1,055
Barra 12	Condiciones iniciales	1,055
Barra 12	Transformador 4-9	1,055
Barra 12	L/T tramo 1 2/2	1,055
Barra 12	L/T tramo 10-11	1,055
Barra 12	L/T tramo 1 2/1	1,055
Barra 12	L/T tramo 2-5	1,055
Barra 12	L/T tramo6-11	1,055
Barra 12	L/T tramo 2-4	1,055
Barra 12	Generador barra3	1,055
Barra 12	Generador barra 2	1,055
Barra 12	L/T tramo 4-5	1,055
Barra 12	L/T tramo 1-5	1,055
Barra 12	L/T tramo 2-3	1,055
Barra 12	Generador barra 8	1,054
Barra 12	Transformador 7-9	1,053
Barra 12	Transformador 4-7	1,053
Barra 12	Transformador 7-8	1,053
Barra 12	L/T tramo 9-14	1,051
Barra 10	L/T tramo 9-14	1,058

Componente	Contingencia	Voltaje [p.u]
Barra 10	L/T tramo 3-4	1,052
Barra 10	Condiciones iniciales	1,051
Barra 10	L/T tramo 12-13	1,051
Barra 10	L/T tramo 6-12	1,050
Barra 10	L/T tramo 1 2/2	1,050
Barra 10	L/T tramo 1 2/1	1,050
Barra 13	L/T tramo 13-14	1,055
Barra 13	L/T tramo 9-10	1,052
Barra 13	L/T tramo 3-4	1,051
Barra 13	Condiciones iniciales	1,050
Barra 13	L/T tramo 1 2/1	1,050
Barra 13	L/T tramo 2-5	1,050
Barra 13	L/T tramo 1 2/2	1,050

Tabla 15. Matriz de sensibilidad completa del sistema IEEE de 9 barras

Barra	4	5	6	7	8	9
4	0.0004315	0.0003407	0.0003254	0.0000976	0.0000967	0.0000886
5	0.0003329	0.0009071	0.0002646	0.0002300	0.0001833	0.0001045
6	0.0003247	0.0002696	0.0009103	0.0001092	0.0001574	0.0002130
7	0.0000933	0.0002255	0.0001045	0.0004340	0.0003092	0.0001124
8	0.0000930	0.0001798	0.0001520	0.0003101	0.0007149	0.0002431
9	0.0000861	0.0001027	0.0002083	0.0001139	0.0002458	0.0004103

Tabla 16. Matriz de sensibilidad completa del sistema IEEE de 14 barras.

Barra	4	5	7	9	10	11	12	13	14
4	0,00040258	0,00025153	0,00017329	0,00016509	0,00013735	0,00006999	0,00001357	0,00002491	0,00010683
5	0,00024813	0,00041152	0,00011050	0,00010900	0,00009120	0,00004682	0,00000873	0,00001716	0,00007143
7	0,00018194	0,00011483	0,00077549	0,00053802	0,00044655	0,00022722	0,00004119	0,00007808	0,00034380
9	0,00017430	0,00011180	0,00053884	0,00107008	0,00088804	0,00045188	0,00008103	0,00015469	0,00068291
10	0,00014435	0,00009286	0,00044675	0,00088703	0,00140040	0,00071231	0,00006741	0,00012811	0,00056596
11	0,00007365	0,00004768	0,00022849	0,00045350	0,00071456	0,00128988	0,00003473	0,00006536	0,00028921
12	0,00001334	0,00000834	0,00004084	0,00008123	0,00006752	0,00003444	0,00137246	0,00046661	0,00025346
13	0,00002552	0,00001663	0,00007940	0,00015753	0,00013059	0,00006633	0,00046573	0,00086333	0,00047450
14	0,00011137	0,00007162	0,00034463	0,00068430	0,00056778	0,00028884	0,00025336	0,00047276	0,00208587